Preguntas y Respuestas de Ingeniería Eléctrica

Primera Edición
Septiembre de 2007

Depósito Legal N°
lfl25220076204167

Indice General

Cap. 1. Aplicación de Normas y Estándares…… 4
Cap. 2. Instalaciones en Áreas Clasificadas como Peligrosas….. 16
Cap. 3. Armónicos……..…. 28
Cap. 4. Compensación de Reactivos……..…. 53
Cap. 5. Sistemas de Distribución…..……..…. 78
Cap. 6. Instalaciones Eléctricas de Baja y Media Tensión……. 121
Cap. 7. Mediciones…..……..…. 137
Cap. 8. Motores…….……..…… 166
Cap. 9. Protecciones……..…. 185
Cap. 10. Protección Contra Descargas Atmosféricas…..……. 209
Cap. 11. Puesta a Tierra……..……..……. 293
Cap. 12. Software de Simulación……..……. 395
Cap. 13. Transformadores……..……. 408
Cap. 14. Temas Misceláneos……..……. 442

Introducción

El presente libro comprende una recopilación y selección de e-mails de algunas Listas de Correo de Ingeniería Eléctrica, principalmente listaelectrica.com entre los años 2001 y 2004. Dicha lista tiene como finalidad, y así lo ha demostrado, discutir y compartir conocimientos, información técnica, opiniones y experiencias en varias especialidades de la Ingeniería Eléctrica. También informar acerca de novedades y eventos, establecer un espacio para la comunicación entre profesionales, profesores y estudiantes de esta rama de la ingeniería. Es de destacar que la interacción dentro de la lista permite fácilmente a los participantes tener una buena visión del campo laboral, de los problemas que día a día tienen que resolver los ingenieros en sus puestos de trabajo.

Los tópicos abordados en este libro generalmente se originan en interrogantes y consultas técnicas realizadas por profesionales de Ingeniería Eléctrica durante su ejercicio profesional, las cuales son respondidas de manera solidaria y desinteresada por otros profesionales en base a su experiencia en el área. En otros casos se presentan interesantes intercambios de opiniones sobre temas específicos. El resultado final viene siendo muy interesante y novedoso, en virtud de que se tocan temas de aplicación práctica de la ingeniería a la vida real y que no se encuentran en ningun otra bibliografía.

Se aborda especialmente el tema de Sistemas de Puesta a Tierra y Protección Contra Descargas Atmosféricas, como consecuencia de la gran cantidad de interrogantes que surgen actualmente a los ingenieros al toparse con este tipo de sistemas durante su ejercicio profesional.

Especial reconocimiento merecen varios profesionales que han proporcionado valiosos y numerosos aportes a las listas de correo que sirvieron de base para esta recopilación: Juvencio Molina (Venezuela), Jair Aguado (Colombia), Norman Toledo (Ecuador), Enrique Jaureguialzo (Argentina), Prof. Luis Ignacio Eguiluz (España), Prof. Miguel Martínez Lozano (Venezuela), Juan Melgarejo (Perú), Alejandro Higareda (México), Andrés Felipe Jaramillo (Colombia) y Luciano Briozzo (Argentina).

Este libro puede ser libremente reproducido y distribuido por cualquier medio, de hecho nos complacería mucho que así fuese, ya que esperamos que sea de la utilidad y disfrute de la mayor cantidad de personas posible.

Ing. Salvador Martínez Mireles
salvamm@gmail.com
Caracas – Venezuela

Capítulo 1

Aplicación de Normas y Estándares

1. Aplicación de normas y estándares..... 4
2. Normas API y armonización entre normas..... 14

1. Aplicación de normas y estándares

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Thursday, August 14, 2003 10:32 AM

El uso y aplicación normativo debe ser el caso base. Las normas y prácticas recomendadas recogen miles de años hombre de experiencia profesional y académica y por lo tanto son documentos de alto nivel en su contenido con la particularidad de que abordan los temas desde el punto de vista práctico.

De manera que para el crecimiento profesional es excelente y obligante familiarizarse con el contenido y su aplicación. Igualmente desde el punto de vista legal son la base sobre las cuales deben apoyarse todas nuestras acciones profesionales porque son el elemento de comparación que se usa en las investigaciones cuando ocurren cuestionamientos al proceder profesional.

La aplicación de las normas se facilita en la medida que el profesional adquiere mayor experiencia en el campo de trabajo. Al principio, en la generalidad de los casos, veremos que para cualquier situación se va a querer obtener la solución exacta y empleamos grandes cantidades de horas hombre y esfuerzo de consulta para conseguir una solución satisfactoria... Con el correr de los años vemos que obviando algunos casos y situaciones llegamos a soluciones muy buenas con un mínimo tiempo... y de paso aplicamos las mismas normas y prácticas recomendadas. El uso intensivo de esos documentos acelera el proceso de aprender a simplificar las cosas.

Esa capacidad de simplificación la logra el adecuado soporte académico aplicado en el mundo real... El que mueve la industria y en el que se gana o se pierde dinero...En ese mundo se mueven los documentos normativos.

Generalmente la capacidad de simplificación no se logra aplicando el conocimiento exclusivamente en el mundo académico…

El lograr esa capacidad de simplificación toma años y esa es la práctica que determina la categoría profesional de un individuo y de esa manera es que existen categorías de ingenieros desde P1 hasta P10...

Así que ya sabes Gonzalo... Aplica las normas para que sigas creciendo profesionalmente...Tranquilo que nadie corre antes de caminar…

Comentarios

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 10 de Febrero de 2004 02:04 p.m.

…
Otro tema importante que quiero tocar es que en los últimos tiempos se han dedicado ha solicitar normas, para instalaciones eléctricas, protecciones, armónicos y demás bichos.

Es mi pobre entender es que las normas son recetas de cocina que lo que buscan es ecualizar todos los sistemas para que funcionen en relativa armonía.

Uno puede sustentar un diseño basado en unas características que impone una Norma, pero se esta olvidando lo sustantivo si es que estas dichosas normas se adecuan a nuestro medio. Un buen diseño es un buen diseño visto desde las normas europeas americanas o de la luna.

Por ejemplo se olvida mucho que las tierras dependen directamente del terreno sea utilizando puntas Franklin o sistemas activos, y la esencia de la tierra es poder caracterizar mejor el terreno y en este es donde se esta avanzando, en el pasado SICEL2003 realizado en bogota varios expertos de Brasil Polonia y Alemania concluían al respecto.

Otro ejemplo es la dichosa IEEE 519 y las normas IEC, en un sano análisis la 519 lo que busca es caracterizar el efecto de los armónicos en el punto común de conexión de los trafos o alimentaciones de las cargas, es por ello que le dan mayor RELEVANCIA al índice TDD (Distorsion Total de Demanda) que al THD (Distorsion Total Armónica), todo lo contrario con las normas IEC que buscan el efecto de los armónicos en las cargas y a su vez el de las cargas con el sistema.

La pregunta seria cual es el más exigente? y es aquí donde las apuestas comienzan y donde se pone buena la discusión. En un momento dado yo puedo tener un THD alto en ciertas cargas pero el TDD no pasa ni se aproxima al limite de la norma (recuerde que el TDD depende de la integración en un tiempo de la demanda máxima y la corriente de cortocircuito del sistema), por lo tanto para el sistema los armónicos no son relevantes, pero para ciertas cargas los pueden afectar en su funcionamiento (esto me sucedió en una industria donde hay muchos variadores de velocidad y bancos automáticos de condensadores el nivel de THD a bajas cargas producía unas resonancias que destruían los variadores de velocidad aunque el TDD estuvieran muy por debajo del limite permitido).

Es por ello que varios investigadores atacan la IEEE 519 por que es más orientada a la parte comercial de la energía que a la técnica y es por ello que tiene muchas falencias conceptuales que se están tratando de resolver.

Desde mi óptica de ingeniero insto a los compañeros a que nos detengamos más en conocer para que necesito una norma y su aplicación en cada caso, el diseño no es una receta de cocina pero las normas si. Un buen Diseño no lo suple una Norma, ni una Norma asegura un buen Diseño.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 10 de Febrero de 2004 08:14 p.m.

Hola Jair. En relación a las normas, creo que es excelente motivar sobre todo a los usuarios con pericia mínima a su conocimiento y aplicación. De lo que debemos estar atentos es que aprecio que en muchos casos pretendemos resolver todo bajo el marco de la norma y hasta dejamos de pensar y peor aun en imaginar posibles soluciones. Soy amigo de tratar de de resolver las situaciones lo mas ajustado a los criterios normalmente aceptados, es decir normas y documentos técnicos reconocidos, pero sin dejar de pensar. Eso tiene ventajas y desventajas las cuales varían de acuerdo a la óptica de cada uno de nosotros y la conciliación entre lo humano y lo divino para este caso se obtiene en la medida que la experiencia se va adquiriendo y aplicando.

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 20 de Septiembre de 2004 12:45 p.m.

…
El título de la propuesta que haces me hizo recordar una anécdota. Hace algún tiempo fui responsable del diseño del sistema eléctrico para un comedor industrial y al presentar mi propuesta a los arquitectos a cargo...me espetaron un soberbio "tu sabes hacer cálculos... pero eres un ingeniero concepto cuadrado"...Esto ocurrió porque aunque hice los cálculos, disposición de luminarias y todo aquello en forma adecuada y correcta, usé un tipo de luminaria ordinaria, 1/2 barata, la cual no era exactamente "linda"...Eso causo indignación en los arquitectos...y de ahí que me espetaran lo antes dicho..Porque no tome en cuenta la armonía del ambiente en el diseño...Finalmente instalaron luminarias con las mismas características eléctricas que las de mi diseño original pero con unas características de línea 1/2 eclepticas las cuales obviamente solo se aprenden en la escuela de arquitectura...y yo a esas clases no asistí... Gajes del oficio y del aprendizaje...Obviamente pagaron casi el triple por las "benditas" luminarias... pero los aplausos no se hicieron esperar...

Traigo esto a colación porque lo del "ingeniero normalizado" puedo entenderlo en el sentido del respeto a las sanas prácticas de ingeniería existentes...sin embargo, aunque parezca contradictorio, me he conseguido con casos de "dogmatismo normativo" por no decir "ignorancia basada en normas" en colegas, los cuales aunque dicen respetar las normas dejan de lado los aspectos prácticos, de costos y otros elementos que muchas veces no están contenidas en el alcance de las normas pero que conforman un conjunto el cual no podemos olvidar y armonizar..

Un ejm de lo anterior, ocurre en Venezuela, cuando vemos el uso del CEN (Código Eléctrico Nacional de Venezuela), el cual está basado en la NFPA-70, el cual en su declaración de propósito establece claramente que no es una herramienta de diseño...Está orientado para hacer instalaciones eléctricas seguras.. Pero no necesariamente eficientes...Bueno, pues en la

"ignorancia basada en normativa" algunos colegas se "ciegan" en el código y no les es posible ver hacia los lados cuando de eficiencia de la instalación estamos hablando. Existe dificultades para conciliar seguridad (NFPA-70) con eficiencia de la instalación eléctrica...Creo que ese es un buen punto para por lo menos ampliarlo en una introducción a tu trabajo...
Presumo que la situación que ocurre en Venezuela existe en otros países...

Comentario

De: Marcos J Pacheco C
Enviado el: Saturday, June 25, 2005 10:44 AM

Mira cada Norma Internacional cuesta, y es muy difícil que todos tengamos todas las Normas a la mano, y si quisiéramos tratar un tema, deberíamos sustentarnos en la base universitaria que tenemos, y si deseamos que una Norma confirme nuestra idea o razonamiento, entonces deberíamos copiar la frase que sustenta nuestra afirmación. De otra manera, solo cuando se hace referencia a Normas, es una frase sin verbo, por que se que muchos no iran a buscar la Norma. Y solo será una palabra de números y letras, lo que decimos.

Debemos hacer referencia a Normas, claro que sí!!, debemos hacer nuestros trabajos según las Normas, claro que sí!!!.

Pero ¿Podemos tener a la mano todas las Normas? ¿Ud. ha comprado las Normas NFPA, IEC, ISO, API, las tiene todas?

Es mejor sustentar con cálculos, criterios para que el entendimiento técnico sea mas fácil, ya que una Norma, es una exigencia o recomendación, fruto de la experiencia o del error de otros. La cual debemos evitar.

Respuestas

De: Edgardo Kat
Enviado el: Saturday, June 25, 2005 2:16 PM

Estimados compañeros:

Recordemos que las normas las emiten en base a la experiencia y resultados de investigación debidamente comprobados, sin embargo, estas no pueden abarcar todas las particularidades con amplitud. Por lo anterior es importante recurrir a nuestros conocimientos básicos para poder analizar estas particularidades y de ahí lanzar las propuestas. Claro que si existe algún sustento de carácter legal, al apoyarse en alguna norma reconocida por nuestras legislaciones, es mejor.

También debemos tomar en cuenta que el hecho de que las normas se revisan y cambian constantemente, obedece a que cada día aparecen mejores propuestas basadas en los conocimientos básicos de la ingeniería y aquí es donde aparece la verdadera importancia de generar propuestas nuevas e innovadoras, sin importar que estén o no respaldadas por una norma.

Recuerden: "Es mas valioso ser ingenioso que ingeniero"

De: Juvencio Molina
Enviado el: Saturday, June 25, 2005 10:32 PM

Marcos, no entiendo a donde quieres ir con tus comentarios y opiniones.

No voy a entrar en polémicas contigo por el hecho de si se tienen o no las normas, si se opina de una u otra forma, etc.

Simplemente te digo que normalmente opino sobre lo que creo entender y sostener en una discusión. Apoyo mis opiniones y comentarios en aspectos teóricos y prácticos, los cuales incluyen mis conocimientos académicos de pregrado, postrado y experiencia profesional durante casi 14 años continuos. Es evidente que no es idea de la lista ni es posible exponer acá muchas formulas y expresiones matemáticas porque esto, desde mi punto de vista, tendría poco valor práctico para resolver la mayoría de aspectos consultados.

De la experiencia profesional he aprendido muchas cosas, entre otras, que los conceptos académicos son universales en muchos casos pero que en los términos prácticos normales del mundo industrial casi siempre es necesario la simplificación, porque con valores aproximados funciona muy bien la mayor parte de las cosas. Los conceptos del mundo académico funcionan perfectamente en casi todas las aplicaciones desde el laboratorio experimental hasta el mundo práctico... Con un detalle... el mundo práctico se tasa en tiempo y dinero... Velocidad de respuesta, eficiencia y efectividad, es dinero constante y sonante...y por eso existen las normas industriales...La academia no está diseñada para responder a alta velocidad...Las normas aseguran casi siempre homologación y esa manera metódica de hacer las cosas significa ahorros de dinero y resultados generalmente satisfactorios y seguros…

Las normas están elaboradas a partir de los conceptos que vimos (ojo... y los cuales muchas veces no entendimos del todo) en la academia. En la elaboración de una norma industrial participan profesionales de muy alto nivel académico y profesional, un documento normativo reúne miles de años-hombre de experiencia en un documento, típicamente responde a experiencias técnicas validadas y adicionalmente en su elaboración participan profesionales miembros de academia, de la industria, del gobierno, fabricantes y hasta usuarios..Es decir... una opinión fundamentada en normas correctamente aplicadas... normalmente es muy difícil de rebatir o de descalificar...Porque es una traducción al papel de la solución a problemas y situaciones encontradas en el mundo real.

Si mi actividad es la de un ingeniero de aplicaciones industriales es prácticamente evidente que soporte mis opiniones, comentarios y aspectos relacionados en las normas industriales. Al hacerlo estoy conjugando los conceptos teóricos de la academia con los aspectos prácticos que simplifican su aplicación y que producen resultados satisfactorios para mi aplicación. La familiaridad del uso de las normas conlleva a disponer de criterios profesionales los cuales permiten opinar sin necesidad de transcribir textualmente el párrafo de la norma, del libro o del texto...Le expreso a ud mi opinión y mi criterio profesional basado en experiencia y soportado por una norma la cual le cito como referencia..Si es de su interés contrastar mi opinión, validarla, ampliarla o criticarla y le interesa revisar la norma...es su responsabilidad ubicarla...si está a mi mano poder facilitársela es posible que así ocurra...Sin embargo no es mi obligación entregarle a ud el documento normativo, ni siquiera entregarle el texto, así sea parcial...

Marcos te pregunto... Cuando tu elaboras un proyecto y en él se elabora el documento de bases y criterios de diseño normalmente se citan en lista las normas sobre las cuales será elaborado el diseño... pero...te pregunto... estas obligado a entregarle al cliente como anexo al documento la norma que citastes, por ejm citastes la norma NFPA-70 (NEC) ??.. Si el cliente quiere la norma... debe pagar por ella... y el pago normalmente no es para ti... es para quien emite la norma, en este

caso NFPA.¿¿.o no es así??

Otra cosa es tratar de usar las aplicaciones industriales de una norma para ensayos de laboratorio... Eso es incompatible y para eso las normas definen su alcance y campo de aplicación...Si las usas mal... obtendrás resultados quizás no satisfactorios...pero la culpa no es del documento... es de quien lo aplicó mal...

Otra cosa es pretender como profesional industrial exponer mis puntos de vista con el solo argumento académico...Le puedo asegurar casi sin temor a equivocarme...

1.- Si ud está claro en lo que plantea probablemente tenga la razón...
2.- Tendrá ud razón pero llegará tarde porque otro profesional, tan competente como ud, probablemente opinó sobre lo mismo, lo simplificó, emitió respuesta con resultados apropiados y satisfactorios para el asunto...

El ejemplo es claro...si por engancharme en calcular con 10 decimales emití mi respuesta, conclusiones y resultados 3 días mas tarde que otro ingeniero quien calculó con tres decimales y puso la planta en servicio antes de que yo hablara...Amigo Marcos...Quién es más competente técnicamente en el mundo industrial...??
De manera que conocer las normas, entender su aplicación y usarlas apropiadamente le da a un profesional algo que se denomina... Pragmatismo y criterios profesionales los cuales en el mundo industrial son los que permiten resolver fallas y problemas y activar una planta o evitar su paralización...Esa oportunidad significa dinero y eso es lo que en el mundo industrial, amigo Marcos, significa ser competente y agregar valor a la gestión.. Lo demás, en la generalidad de los casos, sirve solo para discusiones de sobremesa con mis amigos...

Eso no es así en el mundo de la academia... Rayar un papel o un pizarrón no me conecta con el mundo industrial en forma directa y por lo tanto la necesidad de buenas respuestas lo mas rápido posible, normalmente no es el espíritu ni la filosofía de la academia...Por esa razón muchos buenos resultados de la academia se obtienen al calor de una taza de café en un cafetín de la universidad...Sin prisa planteamos en conjunto con mis colegas estudiantes o profesores muy buenas discusiones las cuales abren luces para enfocar y resolver algún problema con el cual lidiaré posteriormente en mi cubículo..

Espero que con esta larga "perorata" ud me entienda porque normalmente me esfuerzo por citar en mis opiniones algún documento normativo... Porque soy ingeniero de aplicaciones industriales, entendiéndose por esto diseño, construcción, puesta en servicio y evaluaciones de sistemas eléctricos industriales... y este es un foro de intercambio de opiniones y puntos de vista técnico en el cual nos citamos profesionales electricistas de muy diversos niveles técnicos e intereses, incluyendo profesores, ingenieros, técnicos, estudiantes de pregrado, doctorado, etc., etc., etc.…

He aprendido muchas cosas aquí porque he visto algunas discusiones en las cuales he estado presente o no, pero las mismas me han sido útiles para desarrollar algún aspecto el cual estaba débil... Sin necesidad de muchas expresiones matemáticas en la lista se dicen cosas muy interesantes... Posteriormente, en mi caso, me he esforzado en verificar en varias fuentes (libros de texto, normas, revistas) el aspecto...Ahí han aparecido las expresiones matemáticas y los aspectos pragmáticos que me han confirmado o negado lo dicho en la lista...y he logrado ampliar mi conocimiento sobre el tema d e interés.. , y casi siempre, nadie de la lista me entregó la norma o me envío el texto sobre el cual apoyó su opinión...En la mayoría de los casos el colega indica en forma pública como conseguir la información... y cada quien de acuerdo a sus medios la

ubica...

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sunday, June 26, 2005 12:15 AM

…
Quien dude de su capacidad como ingeniero o profesional porque usa una norma... la cual el no ¡¡¡ inventó!!! En lo particular...me pone a dudar a mí...

Las normas son para usarlas de manera apropiada...sin dogmatismos, no son actos de fe...son documentos que dan respuestas satisfactorias a problemas reales y son prácticas recomendadas las cuales, por ejemplo, ante una acción judicial son un tremendo soporte para nuestras opiniones y acciones. En un caso judicial la ley va basar sus cuestionamientos a mis actuaciones técnicas fundamentados en lo establecido en las normas y como tal contra esas referencias estaré obligado a responder...Podré tener mis opiniones personales y particulares... pero la responsabilidad técnica se ajusta a la ley y el brazo directo para ese cuestionamiento son las normas...

Casi nunca una norma tiene un único sentido de aplicación...Es corriente apreciar en los resultados de aplicar una norma una banda...
La banda la establece el criterio ý la experiencia profesional de quien aplica el documento...
Quieren un ejemplo rápido..?? Entréguenle una planta y el documento de coordinación de protecciones a un joven recién graduado y entréguenle la misma planta y el mismo documento a un profesional formado y con experiencia, pídanle a ambos que efectúen un estudio de coordinación de protecciones y hablemos..
Es muy probable que ambos harán bien su trabajo, cumplirán la norma, .. Sin embargo las recomendaciones y conclusiones tendrán diferencias apreciables al leer el informe de resultados finales de la coordinación.. La razón.. La diferencias en los criterios de aplicación de la norma..Adicionalmente el tiempo de respuesta será muy distinto.

Si soy el responsable de la contratación de un profesional para que me resuelva un problema en mi planta...Y ese profesional me sale con el cuento de que el es muy "imaginativo" y hace las cosas a su manera, sin prestar mucha atención a los documentos normativos téngase por seguro que lo rechazo y le retiro la contratación...

La explicación para mi actuación es...Si desea experimentar...Que se inscriba en un laboratorio de alguna universidad y consiga financiamiento para sus actividades...Una planta y mi chequera no son lugares muy apropiados para experimentos a menos que mi interés sea ese...
Si es "imaginativo" que agregue valor a su trabajo, siempre dentro del marco de las normas..De lo contrario conmigo no trabaja.

De: Juan Melgarejo
Enviado el: Sunday, June 26, 2005 1:21 AM

Estimado Juvencio y amigos de la Lista:

Las opiniones que se dan en esta lista se deben dar en forma espontánea sin tener que demostrar o probar los datos que damos, para dar a conocer nuestra opinión en base a la experiencia, al estudio de libros, papers, cursos, normas etc. que nuestro criterio de ingenieros a sabido retener y observar a través de muchos años de ir resolviendo problemas técnicos que hemos tenido que superar, es por eso las respuestas que damos, deben tomarse como un aporte sin necesidad de

indicar que norma respalda nuestra afirmación, hay que tener presente que nadie esta pagando por nuestra información que damos y por lo tanto no debemos hacer caso a las criticas y/o opiniones que no se ajustan a la buena voluntad y al deseo de aportar a la difusión de la Ingeniería Eléctrica que es el caso de la mayoría de los que participamos en esta Lista.
Saludos cordiales, sigamos adelante y no olvidemos utilizar el buscador del archivo de mensajes que tiene la lista: www.elistas.net/lista/electric/archivo

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sunday, June 26, 2005 12:04 PM

Hola Juan. Estoy de acuerdo contigo.
La idea de citar referencias bibliográficas en nuestras respuestas, desde mi punto de vista, es tremendamente útil porque es claro que el auditorio de la lista tiene composición muy variada. Quizás algunos de nosotros ya hemos rodado un poco y manejamos algunos temas con más o menos cierta profundidad. Pero también es cierto que hay muchos colegas listeros que son estudiantes o ingenieros recién graduados e incluso técnicos de niveles académicos un poco menor quienes buscan apoyo en la lista para avanzar y mejorar.
En mi caso, mas que probar lo que digo o escribo, la idea de dejar la referencia es que si alguien está interesado en conocer con mejores detalles el aspecto de interés discutido puede acudir a la fuente. Así beberá directamente y sin intermediarios..
En otras palabras.. Estaríamos enseñando a pescar en vez de regalar los pescados...Y creo que ese es uno de los objetivos de la lista.

Por ejm, en tu caso aprecio grandemente los recursos y enlaces web que pones a disposición del auditorio y eso es enseñar a pescar...Quien este interesado tiene las herramientas para hacerlo...

Pido disculpas al resto de colegas de la lista si mi respuesta al colega Pacheco han sonado fuertes..

De: Marcos J Pacheco C
Enviado el: Sunday, June 26, 2005 1:26 PM

Estimado Juvencio,

Las normas son necesarias, hay que adquirirlas y aplicarlas. Le copio un texto de la página web de la NFPA, la que emite el NEC americano. Léalo y vera, lo que dicen los creadores de la Norma mas influyente a nivel
mundial, la Norma se actualiza, ya que se estudian los errores del pasado, es que la Norma perfecta esta en elaboración y continuo cambio.

Recuerde que hasta el año 1997, se exigía una puesta a tierra para el equipo electrónico, otro para el suministro de energía eléctrica, otro para el pararrayos.

Ahora esto ha cambiado, y todas las puestas a tierra deben ser unidas, esto como un ejemplo. Cuantos errores se habrán cometido al haber seguido la Norma de las puestas a tierra separadas.

La norma cambia, por que aparecen nuevos equipos, se inventan, entonces hay que analizar, pensar, verdad??

Por eso le indique primero razonamos, luego nuestro razonamiento se respaldará en una norma, y le pregunto si la Norma nos contradice que hacemos?....

Visite el Web de la NFPA: www.nfpajournal-latino.com
Ciclo de revisiones de los códigos, escrito por Chip Carson

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sunday, June 26, 2005 2:57 PM

OK. Marcos. No estamos diciendo nada nuevo.

Los conceptos académicos, las normas y el mundo en general es dinámico y por lo tanto es cambiante, es revisable y quien trabaja en serio tiene eso claro y hace los planes para mejorar en forma continua. Ud sabe cuales son los postulados del ISO9000..?? Mejoramiento contínuo...aprendiendo de los errores propios y ajenos...
¿¿Es eso malo??

Han surgido tecnologías, cambios, etc. que se han aplicado, las cuales académicamente fueron muy prometedoras, pero que en la práctica han sido un desastre...ejm...Los Bifenilos Policlorados... (PCB´s) o conocidos en marcas comerciales como Askarel, etc. Que pasó..?? No fue necesario revisar y hasta trabajar fuertemente para eliminarlos del mercado..Esos componentes incluso llegaron a estar normados, etc. Eso solo para citarle un ejemplo.

Por lo que entiendo de su razonamiento... Aplicar Normas significa "no pensar"...
Lo lamento compañero, no comparto su punto de vista. Le respondo con su mismo ejemplo...

Existe algo que denomino "Ignorancia Normativa" y la aplico a quien usa las normas como documento de fe, con dogmatismo, pero sin realmente tener claro sus razones, sus resultados y sin esforzarse por ir más allá. Por autocuestionarse.

Aplica a quien usa por ejm el NEC (NFPA-70) como herramienta de diseño...Resulta que el NEC declara que un sistema eléctrico diseñado bajo sus lineamientos será esencialmente seguro, pero no necesariamente eficiente...Entonces como se compagina aplicar el NEC y diseñar un sistema eléctrico.. Ahí entra el elemento criterio de ingeniería, los conceptos de la academia, el razonamiento y el pensar…

Le pregunto: Para el caso NEC y diseño de instalaciones eléctricas seguras y eficientes...
¿¿Que hacer??
¿¿Es necesario pensar o no para aplicar la norma??
¿¿Es necesario conocer el aspecto académico formal, las expresiones y todo lo demás para aplicar la norma o no..??
¿¿Como llegar a saber que hacer...??

Eso implica manejar los conceptos: Académicos, de costos, de seguridad, significa disponer de la experticia que permita plasmar sobre un papel elementos los cuales realmente sirvan para algo.. porque cuando es papel... este aguanta todo…

Otra cosa es cuando con ese papel debajo del brazo tengo que convencer a mi accionista de que se meta la mano al bolsillo para que cubra los gastos que significan poner en práctica mis ideas

orientadas a resolver un problema en forma creíble..Ahí es donde en verdad existe algo que, como decimos coloquialmente en Venezuela... Ahí es en donde se bate el cobre…

Por esa razón es que existen infinidad de tesis, trabajos, etc..los cuales en la academia fueron excelentes documentos y los premiaron, pero en la práctica no se pudieron construir o si se construyen los resultados no han sido los esperados..Una cosa es soñar y otra concretar...
Las normas ayudan a concretar sueños...
Aplicar normas correctamente no se logra de un día para otro. Aplicar los conceptos académicos..no se logra al recibir el título de ingeniero…

¿Que sabía yo al recibir mi título?..Casi Nada...Solo me había sido creada la curiosidad y esta curiosidad me llevaba a buscar respuestas y con ello a pensar...y le digo que herramientas matemáticas tenía...pero no sabía que hacer con ellas...Las horas bajo el sol en una planta me fueron enseñando como usarlas en forma adecuada...

De manera que, volviendo a su ejemplo NEC,:

Que tal si en vez de usar el NEC para el diseño de ese sistema eléctrico, le aplicamos el IEEE-141, red Book "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants" o el IEEE-241(Gray Book)

La pregunta sería… Por qué hacer eso?? Porque el IEEE-141 orienta sus planteamientos a prácticas recomendadas para diseñar sistemas eléctricos en plantas industriales y alinea sus propuestas con NFPA, así por ejm la sección 1.6 del IEEE-141 le dedica espacio a las consideraciones de cableado del NEC, las cuales orientan hacia un sistema seguro...
Y como llegué a sabe que si aplico el IEEE-141 puedo hacerlo mejor que solo usando el NEC.. Me lo dijo mi profesor de instalaciones eléctricas en la academia..?? Posiblemente no fue así..Me lo enseño la necesidad de aprender haciendo.. pero..haciéndolo bien desde la primera vez porque de lo contrario estaba fuera de la empresa..

Si ud quiere mas ejemplos le puedo seguir ayudando a encontrarlos.. pero no será en el foro...creo que es suficiente para mí y estimo que para muchos listeros. Si alguien más se interesa que opine.

Finalmente, ud cree que los Japoneses, los tigres asiáticos, China estarían hoy en donde están como potencias económicas, si se hubiesen negado a usar las "odiadas normas gringas".. o los Indios se hubiesen cerrado a las BP de los colonialistas ingleses...Creo que la respuesta es sencilla...Estuviesen más cerca de nosotros que de Wall Street...

Una de nuestras tragedias como latinoamericanos está sencillamente en cerrarnos en muchos casos a usar los buenos elementos disponibles y trabajar duro para mejorarlos..Somos extremistas..O queremos inventarlo todo desde cero o lo usamos sin preguntar..

Siempre estamos queriendo inventar la rueda y finalmente los resultados los tenemos frente a nosotros.. No avanzamos realmente en casi ningún campo, ni social, ni político ni técnico..pero eso si nos jactamos de que somos soberanos, capaces y nacionalistas..

¿¿Por qué no situarnos en el medio??. Tomemos lo que sirve y mejoremos sin mayores estridencias

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Tuesday, June 28, 2005 5:53 PM

Creo que lo más importante de la discusión fue apreciar dos puntos de vista en relación a aplicar normas.
El amigo M. Pacheco de Perú, tiene un punto de vista en el cual, aunque reconoce la conveniencias de uso de las normas, el indica lo lleva a ser mas académico por varias razones, una de ellas es que no dispone de la información normativa en su totalidad, otra quizás porque le gusta pensar bastante las cosas. Ok..

Mi punto de vista es que la aplicación normativa requiere conocimiento, pericia técnica y pensar adecuadamente su aplicación. Esto conduce a hacer muy bien las cosas, entendiéndose esto por eficiencia y seguridad en las respuestas al problema planteado.

Otro colega magistralmente resumió... Las normas hay que aplicarlas con inteligencia..
y ese es quid del asunto..

No podemos ser dogmáticos en el uso de documentos normativos, pero tampoco podemos olvidaros de su existencia si en verdad deseamos enrumbar nuestro crecimiento profesional en los aspectos técnicos de la industria.

2. Normas API y armonización entre normas

Comentarios

De: Jair Aguado
Enviado el: Miércoles, 20 de Marzo, 2002 09:33

Estimado Carlos,

Estoy de acuerdo con el planteamiento que tú presentas respecto a que las normas dependen del sector donde se trabaje pero creo que es bueno aclarar algo importante:

Las normas API (estas son de una asociación no se si es cerrada o abierta), NEMA (son National) y NFPA (son National), cuando utilizo el termino "National" estoy significando que son normas americanas que nuestros países hay veces asimilan completamente pero todas estas buscan un fin común "SEGURIDAD INDUSTRIAL", las API buscan que si vuela un tanque el menor numero de personas estén expuestas a un peligro potencial en pocas palabras evitan que uno se mate.

Ahora que es lo que realmente se busca entre un tanque de cualquier combustible u otro líquido y un sistema eléctrico lo que se busca es que haya "COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNETICA" que significa esto que no exista ninguna interferencia entre el tanque y los equipos eléctricos y/o electrónicos y también lo contrario entre equipos y el tanque. Por lo tanto hay que armonizar las normas.

Las únicas normas que nos ayudan al segundo planteamiento son las IEC y este es un verdadero instituto normalizador a nivel Internacional que cubre todos los campos del saber eléctrico, es que es muy sencillo, las normas NFPA o las API y en parte las NEMA no caracterizan completamente los sistemas de puesta a tierra ni definen el comportamiento eléctrico de los sistemas.

Un ejemplo claro los tubos de los oleoductos son en muchos casos enterrados bajo las normas API y NFPA pero olvidan algo: que pasa si por encima pasa una línea de alta tensión, la respuesta es sencilla el sistema se va haber afectado en su funcionamiento y aumentaran el tiempo de indisponibilidad de la red debido a que esa tubería se comporta como un capacitancia variable y entonces aquí entra el termino ARMONIZAR las normas para que estos dos sistemas puedan compartir el mismo espacio.

En pocas palabras ARMONIA y aunque suene romántico es lo que busca las normas, por lo tanto se deben aplicar las normas necesarias para que un sistema funcione adecuadamente.

Y otra cosa no hay normas mejores que otras, solo hay aplicaciones donde se adecuan mejor una norma que otra y en este punto es que uno como Ingeniero se gana bien su sueldo y hace valer el titulo.

Capítulo 2

Instalaciones en Áreas Clasificadas Como Peligrosas

1. Normas utilizadas para clasificación de áreas peligrosas..... 16
2. Métodos de clasificación de áreas según normas NFPA (EEUU) e IEC (Europa) .. 17
3. Definición de áreas clasificadas según normativa norteamericana y tipos de cerramientos NEMA a prueba de explosión 19
4. Especificación de cajas antiexplosión (Explosion Proof) 22
5. ¿Un motor del tipo “TEFC” puede ser instalado en un Área Clase I, División 2? 25
6. Diseño de sistemas de alumbrado en presencia de áreas clasificadas peligrosas 26

1. Normas utilizadas para clasificación de áreas peligrosas

Comentarios

De: Leonardo Utrera
Enviado el: 07 de Junio de 2005

Uno de los aspectos importantes en la clasificación de áreas es la experiencia de las personas que lo hacen (y reafirmo el plural, ya que no debe hacerse por una sola persona, ni por una sola especialidad) y que se haga siguiendo un método sistemático, con criterios claros.

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jun 8, 2005 12:33 AM

Como complemento a la nota de Leonardo, indico que en los casos de análisis de clasificación de áreas no se deben mezclar el uso de normas. Es decir una instalación se clasifica bajo normas NFPA o se clasifica bajo normativa IEC.

Existen razones fundamentadas en los criterios técnicos de cada norma y esto está ligado a costos.

IEC clasifica fundamentalmente basado en el tiempo de permanencia de una mezcla explosiva en un área determinada. NFPA clasifica en base a la probabilidad de que exista una mezcla explosiva en un área determinada.

La metodología de IEC es más restrictiva y definir las zonas zona 0, 1 y 2.

Al compararse las aplicaciones de las normas se aprecia que para el caso de un área definida como división 1 (norma NFPA) al serle aplicada la norma IEC esta misma área puede ser zona 0 o zona 1. Esto implica grandes restricciones en los equipos posibles de usar en forma segura. En la medida que el equipo sea mas especial, obviamente mayores costos están implícitos en él.

Sin embargo al IEC ser mas restrictiva, esta define con mejor precisión las zonas de presencia permanente de atmósferas explosivas y ello reduce al mínimo el uso de equipos muy específicos...la norma gringa no hace esa discriminación y ello implica que en determinado momento, si no se hace un trabajo minucioso en la clasificación, podemos llegar a abusar en el uso de equipos aprobados para división 1 lo cual afecta el presupuesto del proyecto.

2. Métodos de clasificación de áreas según normas NFPA (EEUU) e IEC (Europa)

Comentarios

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 22 de Octubre de 2001 03:27 p.m.

Marco, tienes razón en lo del tema. Es extenso y muy específico.

Te complemento algunos tips que pueden orientarte en una línea de consulta y profundización sobre el tema.

Diseños eléctricos en áreas clasificadas requiere conocer variables de proceso y aplicación de técnicas de análisis cualitativos y cuantitativos de riesgos.

Debido a los altos costos que implica el uso de equipos a prueba de explosión o de seguridad intrínseca en un área determinada es recomendable jugar con las probabilidades de ocurrencia de eventos de proceso + mas sumatoria de fallas eléctricas, etc. para de esa manera el diseño trate de reducir a su mínima expresión el área clasificada (cualquier clase), fundamentalmente las áreas Div. I, (definición gringa) o las áreas Zona 0 y 1, cualquier clase (definiciones IEC).

Hasta ahora comenté clasificaciones de áreas basadas en el método estadounidense. Otras normas establecen otros métodos.

Existe el método zonal establecido por IEC el cual básicamente consiste en determinar la probabilidad de la existencia de atmósfera explosiva en un área determinada y el tiempo de permanencia de la mezcla en el área.

Rápidamente indico:

ZONA	PROBABILIDAD (p)	DURACIÓN AÑO (ACUMULADO)
0	p>10E-3	+ 1000 h
1	10E-5<p<10E-2	1 a 1000 h
2	10E-6<p<10E-4	- 1 h
No Clasif.	p<10E-7	Menos de 1h en 100 años

Para mayores detalles puedes consultar la norma IEC-79-10 " Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Classification of Hazardous Areas".

De manera general cuando se diseñan instalaciones eléctricas en áreas clasificadas debe establecerse cual será el criterio de diseño a usar (Norma).

No se deben mezclar diseños bajo criterios distintos, debido a que si bien en la práctica los métodos de protección de EEUU - (NFPA-70) y de IEC-79/10 son equivalentes con algunas diferencias (Obtienen los mismos resultados) sus filosofías de diseño no son compatibles y por lo tanto es de extrema importancia "NO HACER HIBRIDOS".

Igualmente se puede decir que tienen los mismos resultados (protección) pero no a los mismos costos

Algunas Comparaciones entre los métodos:

1.- El método zonal (IEC) es más analítico que el método divisional (EEUU). El método IEC usa cálculos probabilísticos, el de los EEUU usa evaluaciones cualitativas y algunas "recetas de cocina" con lo cual se corre el riesgo de sobre estimar y sobre dimensionar las áreas y en consecuencia usar más dinero del realmente requerido.

2.- EL método de IEC establece conceptos de riesgo continuo y riesgo intermitente, lo cual define las zonas 0 y 1. Su equivalente en el método "gringo" es División 1, por lo tanto no existe diferencia entre riesgo continuo e intermitente

3.-En Europa los aparatos son certificados en base a sus características de diseño y construcción en los EEUU son certificados de acuerdo al lugar donde serán instalados

...amigo le indico que sobre todo en los ítems 2 y 3 esas diferencias son radicales cuando se trata el tema de los costos.

En resumen el método "gringo" es de muy fácil aplicación el de IEC requiere un mayor grado de conocimiento del tema.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 29 de Octubre de 2002 06:22 p.m.

La metodología europea de clasificación consiste en determinar la cantidad de horas por año en las cuales una atmósfera explosiva se encuentra en un área determinada. Así, un área con clasificación clase 1, zona 0 se refiere a un área en la cual la atmósfera explosiva se encuentra

mas de 100 horas del año presente (estoy diciendo las horas de memoria y pido disculpas si tengo algún error), una zona 1, entre 10 y 100 horas y una zona 3 menos de 10 horas /año.

La aplicación de la metodología de clasificación de áreas implica conocimientos de la naturaleza del fluido (gas o líquido) o del polvo, tales como: caracterización de componentes (%V/V de componentes, temperatura de la mezcla, etc., así como detalles operacionales del proceso de manipulación del compuesto, ventilación del sitio donde se encuentra instalado el recipiente o ventilación del punto de fuga.

En el caso de las normas de los EEUU estas son menos analíticas que las IEC y juegan con las probabilidades.

Así en el caso de hidrocarburos, un área Clase I, Div. 1, es aquella en la cual bajo condiciones normales de operación existirá la presencia de atmósferas explosivas. Una área Clase I, Div. 2 es aquella en la cual solo existirá una atmósfera explosiva bajo condiciones anormales o de falla en al operación.

Una diferencia entre los conceptos europeos y de los EEUU es que en las normas "gringas" existe División 1 la cual en su concepto aplica para áreas Zona 0 y Zona 1. Es decir la norma "Gringa" no hace diferencia de severidad en la presencia de la atmósfera explosiva, lo cual no ocurre con la norma Europea. Una clasificación 0 en Europa corresponde a una Div. 1 en EEUU, pero una zona 1, a pesar de ser menos severa que la Cero , bajo óptica de los "gringos", también es Div. 1 y eso significa mayores costos de los equipos porque se está castigando un concepto con una mayor severidad.

El modo de protección que buscas solo lo puedes encontrar efectuando el análisis riguroso del caso que te aplica, siguiendo la metodología de cualquiera de las normas NFPA o IEC, pero eso sí.. Nunca debe mezclarse la aplicación de normas.. O se clasifica con normas Europea o se hace con la norma Gringa...

Las normas si dicen como aplicar la metodología y desde luego como determinar el modo de protección que aplica a cada caso... Los fabricantes de equipos presentan los productos que pueden aplicarse en cada sitio, según las condiciones de operación y la naturaleza del producto a manejar que genera la atmósfera explosiva.

3. Definición de áreas clasificadas según normativa norteamericana y tipos de cerramientos NEMA a prueba de explosión

Pregunta

De: Carlos Aguiar...
Enviado el: March 18, 2002

Un gran saludos a todos los amigos listeros, acudo a los conocedores de las normas eléctricas de esta lista.

En estos momentos me encuentro en la normalización de las instalaciones de una empresa de fabricación de gases. Gases muy volátiles como el acetileno y gases inertes cono el nitrógeno, y otros.

El caso es que deseamos adecuarnos las instalaciones eléctricas a la norma NEMA 7, pero lo peor es que no tengo dicha norma a la mano, de lo poco que he podido encontrar, sé que existen grupos o clases por ejemplo "Class 1, Groups C and D, Class 11 Groups E, F and G" y creo entender que faltan otros.

Mi solicitud a los listeros, es si me pueden ayudar, sea una dirección, algún "paper" o archivo donde pueda documentarme y poder ejecutar la tarea lo más apegado a la norma.

Desde ya les envío mis respetos y muy agradecido de la ayuda que me puedan brindar....

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 18 de Marzo, 2002 21:53

Hola Carlos,

Estoy tratando de entender tu requerimiento y en principio necesito que aclares cual es el país de origen de la norma NEMA 7 que mencionas en tu nota.

Te informo que si el NEMA que mencionas es de los EEUU, la norma no la podrás encontrar porque….No existe...

Me voy a permitir un paréntesis para comentar lo siguiente: Aprecio lo importante de citar los orígenes o países fuente de las normas que acá mencionamos, porque debemos recordar que este es un foro abierto con participación de profesionales de diferentes nacionalidades y los cuales orientamos nuestro ejercicio profesional por distintas reglamentaciones, las cuales no necesariamente todos conocemos. Esto en parte es algo de lo que algunos colegas han venido discutiendo en una línea de discusión. Necesitamos manejar los términos en forma precisa de manera que podamos acertar en nuestra intención de transmitir algún mensaje.

Retomando tu requerimiento….

A mi manera de entender, cuando mencionas " El caso es que deseamos adecuarnos las instalaciones eléctricas a la norma NEMA 7", de manera libre interpreto (te agradecería me corrijas si estoy errado) lo siguiente:

Necesitas adecuar una instalación eléctrica en la cual existe presencia de atmósferas explosivas y de alguna forma tienes la información de que eso debe cumplir con una norma llamada NEMA 7.

De lo anterior puedo decir que conceptualmente el requerimiento está errado en su planteamiento y te voy a explicar porque. La terminología NEMA 7 se refiere a un tipo de cerramiento de equipos aprobado para uso interior, en localizaciones clasificadas como clase I, en donde exista (División 1), o pueda existir (División 2) presencia de atmósferas explosivas originadas por elementos de grupos de temperaturas A, B, C y D.

La definición de los cerramientos lo realiza la Norma ANSI/NEMA-250 "Enclosures for Electrical Equipment (1000 Volts Maximum)".
Existen cerramientos desde Nema-1 hasta Nema-13.
Los cerramientos aprobados para uso en áreas clasificadas son:

Uso Interior Nema 7 y Nema 9
Uso exterior: Nema 8
Uso en minas: Nema 10.

También la norma ANSI/UL- 1203 " Explosion Proof and Dust -Ignition Proof Electrical Equipment or Hazardous (Classified) Locations".

Lo que debes hacer para definir el cerramiento a ser utilizado es definir la clasificación de áreas del lugar. Los lineamientos para realizarlo lo puedes obtener de la norma NFPA-70 " National Electric Code". En Venezuela lo realiza la norma COVENIN-200 " Código Eléctrico Nacional" en su sección 500.

Una mayor información sobre la naturaleza de las sustancias que generan atmósferas explosivas puede encontrarse en las normas de los EEUU:
NFPA-497 " Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases and Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electricals Installations in Chemical Process Areas"

Una metodología práctica sobre la manera de realizar una clasificación de áreas puedes localizarla en las guías del American Petroleum Institute (API) en su documento API- RP 500 "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facillities Classified as Class 1,
Division 1 and Division 2"

¿Por qué es necesario definir la clasificación de áreas del lugar antes de pensar en el cerramiento?

Existen los términos que definen clase, división y grupo.

Clase: Se refiere a la naturaleza del producto que genera la atmósfera explosiva:
Clase I se refiere a vapores y gases.

División: Se refiere a la probabilidad de que la atmósfera explosiva se encuentre presente en el momento en que se produce la chispa.
Así, División 1: La atmósfera explosiva estará presente en forma permanente en el área.
División 2: La atmósfera explosiva solo estará presente en el área de manera temporal, por fuga de tipo accidental. En condiciones normales habrá atmósfera explosiva.

Grupo: Define el valor de temperatura de autoignición de la atmósfera explosiva.
En la tabla 2.1 de la norma NFPA-497 se aprecian las temperaturas mínimas de "flash point" para distintos vapores y gases.
Flash Point lo define la norma como (traducción libre) "La mínima temperatura a la cual un líquido va a generar vapores capaces de crear, cerca del líquido, una mezcla con el aire en una concentración tal que la misma pueda lograr ignición".

Las técnicas de clasificación de áreas diferencian las divisiones, porque esto origina también diferencias muy grandes en los costos de los equipos eléctricos que pueden emplearse en un área determinada. Así por ejemplo, en un área Clase I, División 1, grupo D, solo pueden usarse motores eléctricos de inducción del tipo jaula de ardilla con cerramiento " a Pueba de Explosión". En un área Clase I, División 2, grupo D pueden usarse motores de inducción del

tipo jaula de ardilla con encerramiento tipo TEFC (Total Enclose Fan Cool). La diferencia en los dos cerramientos está en un costo estimado de **5 a 1** tomado como base TEFC.

Qué hace la diferencia??. La presencia eventual o permanente de la atmósfera explosiva. Es decir hacer una definición no apropiada de la clasificación del área puede llevarnos a cometer costosos errores de diseño y especificación de equipos.

¿Qué es equipo a prueba de explosión?. Es un equipo que en caso de explosión en su interior, realiza un manejo de la energía térmica de los gases producidos y expulsados del interior del equipo que estos alcanzan su exterior con una temperatura inferior a la temperatura de "flash point" inferior a la de la mezcla. Los gases no disponen de la energía suficiente para incendiar la atmósfera explosiva que encontraran en su paso. Un equipo "a prueba de explosión es de uso obligatorio en áreas Clase I, División 1. Si me sobra el dinero...
También lo puedo usar en un área Clase I, Div. 2

Si se quiere hacer un mejor uso del dinero del proyecto, entonces se puede usar equipos que no produzcan arcos eléctricos en su funcionamiento normal en un área Clase I, Div. 2.

Estos equipos deben cumplir que durante su operación normal la temperatura externa de su cerramiento no puede ser superior a la temperatura de flash point de la mezcla explosiva vecina. Eso se cumple en el caso de un motor de inducción jaula de ardilla con cerramiento TEFC.

Conclusión, antes de definir el equipo se debe realizar una clasificación de áreas detallada. De otra manera podemos estar arriesgando especificar equipos no apropiados con riesgos potenciales a las personas y las instalaciones en casos de fallas o explosiones. Una exagerada definición puede proteger a las personas y las instalaciones con un sobre costo injustificado.

4. Especificación de cajas antiexplosión (Explosion Proof)

Pregunta

De: Javier Mosquera
Enviado el: March 16, 2004

Estimados amigos necesito información de cajas antiexplosión utilizadas en los campos petroleros, tanto de u instalación como su especificación según las normas NEMA...

De antemano les extiendo mis agradecimientos.....

Ing. Javier Mosquera L.
Quito-Ecuador

Respuestas

De: Roberto Arturo Flores Vásquez
Enviado el: Martes, 16 de Marzo de 2004 12:25 p.m.

Amigo Javier:

Puedes encontrar equipos Explosion proof y para áreas peligrosas Clase II div. 2 Grupos F, G que son los usuales para centros petroleros en las siguientes paginas:

www.crouse-hinds.com Marca : Crouse Hinds,
www.o-zgedney.com Marca : EGS Electrical group.

Ambos de procedencia USA. Localmente tenemos representantes de ambas marcas los cuales normalmente nos suministran para nuestros clientes mineros y petroleros. De requerir mayor información no dudes en comunicarte.
Saludos,

Roberto Flores
Fiansa Organizacion Ferreyros
Lima - Perú.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Marzo de 2004 11:25 a.m.

Hola Javier, aunque ya varios colegas te han informado te sugiero que busques un manual llamado POCKET de cualquier marca reconocida tal como Crouse Hinds, APPLETON u O-Z Gedney los cuales te guían en la aplicación.

Recuerda que debes tener bien definida la clasificación de áreas del lugar y conocer con precisión la naturaleza de los fluidos, tales como tipo, presiones, volúmenes y extensiones del área clasificada, etc. La norma NFPA 70 y la API RB 500 expresan claramente como debe determinarse la clasificación de áreas.
La aplicación de cajas a prueba de explosión según normas de EEUU se definen en función de Clase, División y grupo.
Así por ejemplo una caja aprobada para clase I, div 1, grupos e,c,d, puede ser aplicada para áreas clase I, div. 2.. No al revés..

Conocer el detalle de la clasificación de áreas permite minimizar el uso de equipos aprobados para división 1 ya que son en extremo costosos. Como diseñadores es práctica común que "botemos" plata por aplicación inadecuada de equipos aprobados para división 1 en áreas división 2. Si bien es aceptable técnicamente la aplicación también es cierto que pagas un sobrecosto de manera injustificada.

Un punto constructivo que muchas veces nos causa dolor de cabeza... asegúrate de usar cajas con hoyos prefabricados de reserva de manera que si durante la construcción tengas que incorporar botones o tubos adicionales no tengas que fabricar en campo los hoyos..En la casi generalidad de los casos el proceso de fabricación de los hoyos "en casa" en casa termina violando el concepto de "Explosion Proof" de la caja y al final en vez de una gracia hice una mueca.

En Venezuela tenemos "algo de experiencia" en instalaciones eléctricas en áreas petroleras.. Estoy a tu orden si requieres información adicional relacionado al tema..

Ahh.. Te recomiendo que ingrese a las páginas de Crouse Hinds ó a las de Cooper que es la casa matriz y bájate la información técnica y catálogos on line que son free.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Marzo de 2004 06:58 p.m.

Amigo Roberto apreciando su nota creo que en la misma existe una ligera inconsistencia, la cual presumo fue un error involuntario..

Voy a retomar un tema sobre el cual escribimos hace algún tiempo, tanto como 1.5 o dos años. Creo que por ahí están esas notas previas.

La clase, según normas de los EEUU define la naturaleza del producto inflamable manejado, así tenemos que:

Clase I: Se refiere a líquidos y gases Inflamables Clase II: Es referido a polvos inflamables, tales como por ejm. polvo de coque Clase III: Se refiere a partículas y fibras inflamables, tal como las cascarillas de maíz, fibras de algodón, etc.

En realidad en la industria petrolera los equipos a prueba de explosión son generalmente aprobados para áreas clase I y no clase II como dice la nota previa.

Esto es importante que sea aclarado porque la filosofía de operación de un equipo a prueba de explosión para áreas clase I y para áreas clase II no necesariamente es la misma, debido a que un líquido o un gas generalmente penetra el equipo y un polvo se acumula encima o al lado de el y la penetración del polvo no es muy evidente debido al tamaño de granos.

En cuanto a la división se refiere a la probabilidad de existencia de una atmósfera explosiva en un sitio determinado.

Así, División 1: Se refiere a la presencia, durante condiciones normales de operación, de una atmósfera explosiva. Ejm. de esto ocurre en los tubos de venteo de tanques de almacenamiento de crudo o el área sobre un techo flotante de tanque.

División 2: Se refiere a la existencia de atmósfera explosiva solo en condiciones anormales de operación, por ejm: en caso de falla de algún equipo en el cual ocurre fuga de gas o crudo ó cuando se aplica mantenimiento de instalaciones, situación esta que altera las condiciones normales de operación

El grupo tiene que ver con la temperatura a la cual el producto inflamable genera vapores inflamables y también con la temperatura de autoignición o flash point de la mezcla explosiva.

Quien esté interesado en el tema les recomiendo que ubiquen documentos tales como:

* NFPA-70 - NEC y revisen la sección 500 del documento
* API- RB 500
* NFPA-30

Un aspecto interesante de la clasificación de áreas es conocer el detalle de la normativa que se aplica. Así "los gringos" clasifican en base a Clase, División, grupo y los amigos allende el atlántico y mas allá en general usan IEC la cual clasifica en Clase, Zona y grupo y la diferencia fundamental es que los europeos determinan en forma analítica el tiempo de permanencia de la mezcla explosiva en un área determinada y ello les permite ser mas restrictivos y hasta mas

precisos en la definición de los equipos. Así que al revisar el espectro de aplicación de un equipo fabricado bajo norma de EEUU aprobado para uso en división 1, se aprecia que puede ser usado en zonas 0 y 1, pero un equipo fabricado bajo IEC para aplicarse en zona 1 no es permitido su uso en áreas división 1.. O sea…

Las normas no son exactamente compatibles y la mejor recomendación es... Si la instalación es construida bajo norma de EEUU debe permanecer así, incluso cuando se efectúen modificaciones.. Igual ocurre si la instalación es original IEC...

Mezclar las normas es altamente contraproducente y puede llevar a errores severos y hasta fatalidades.

5. ¿Un motor del tipo “TEFC” puede ser instalado en un Área Clase I, División 2?

Pregunta

De: Edward Montero
Enviado el: Lunes, 13 de Septiembre de 2004 06:19 p.m.

Estimados amigos. Les agradecería mucho si pueden ayudarme en lo siguiente:

Quisiera saber si lo motores del tipo TEFC, pueden ser instalados en lugares clase I, Div. 2, grupo D.
La actividad es refinación de Hidrocarburos, donde se obtiene Diesel, gasolinas, GLP.

He consultado el NEC (traducción al español) pero creo yo, que deja abierta la posibilidad de ser instalarlos, recurro a ustedes para que me puedan aclarar esto.

Agradeciéndoles su respuesta, me despido cordialmente.

Edward Montero J.
Ing. Electricista
Lima-Perú

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 15 de Septiembre de 2004 12:32 p.m.

Amigo Edward la respuesta es: sí.

Es posible instalarlos en áreas Clase Div I, grupo D siempre y cuando cumplas dos condiciones sine qua non:

1.- Debe ser motor de inducción del tipo Jaula de Ardilla. No son aceptables motores de rotor bobinado con anillos deslizantes u algún otro elemento que produzca chispas.

2.- La clase de temperatura del motor (esto es temperatura externa de carcaza) debe ser inferior que la temperatura de ignición de la atmósfera explosiva que eventualmente podría formarse en el sitio de instalación del equipo.

El código eléctrico no es que "deja la puerta abierta", establece claramente en la sección de motores eléctricos aplicados en áreas Clase I, Div 2 los requerimientos y el elemento clave aquí básicamente es la clase de temperatura del equipo. Incluso el código permite el uso de equipos abiertos siempre y cuando no generen chispas en su operación normal y su clase de temperatura sea inferior a la de la atmósfera que eventualmente lo pueda rodear.

En general la popularidad de los motores TEFC para esta aplicación es porque son por lo menos 60% más baratos que un motor Explosión Proof y cumplen muy holgadamente los requerimientos de temperatura.

Te recomiendo que ubiques información de los equipos en las páginas web de ABB, Siemens ó US Motors.

6. Diseño de sistemas de alumbrado en presencia de áreas clasificadas peligrosas

Pregunta

De: Roberto López
Enviado el: Monday, June 09, 2003 9:14 PM

Estimados colegas,

Debo realizar una instalación de alumbrado en espacios confinados con riesgo de explosión (soldadura, combustible) durante el montaje.

Les agradecería me indicaran tipo de alumbrado a instalar así como instalación a realizar.

Gracias a todos,

Respuestas

De: AITOR DE LATORRE
Enviado el: Lunes, 9 de Junio, 2003 22:24:53

Lo primero que debes de hacer es una clasificación del área donde se va a realizar la instalación, ver ventilaciones existentes, cantidades de combustibles, si va a haber trasvase de estos de unos recipientes a otros, etc.

Cuando tengas realizada esta clasificación deberás de seleccionar los aparatos a instalar en función de las necesidades, casi seguro por lo que dices tendrás que irte a una instalación antideflagrante, pero habría que ver el local y la ubicación de aparatos.

Una buena empresa que comercializa estos aparatos es CEag, Nortem, contacta con ellos.

La instalación la puedes hacer con tubo de acero tipo conduit, de 3mm de espesor, rosca en pulgadas gas o NPT, cajas y material de iluminación antideflagrante y cableado normal, o otra

posibilidad es mediante cable armado con prensas antideflagrantes y el alumbrado y cajas igual.

Ahora ya te digo que has de clasificar el local y elegir el material, ya que puede ser de seguridad aumentada, intrínseca antideflagrante, etc. hay varias opciones.

Esto es sobre el RBT español, viejo, el nuevo es mas completo, y entra en vigor en septiembre

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 10 de Junio, 2003 03:44:12

Como ya lo han escrito algunos colegas debes definir la clasificación de áreas del lugar. Existen metodologías bajo normas europeas y también las NFPA de los EEUU.

Si no tienes experiencia en clasificación de áreas te recomiendo que ingreses en las direcciones web de empresas fabricantes de renombre mundial tales como Crouse Hinds, Appleton, OZ-Gedney entre otras.

Las diferencias principales de las metodologías de clasificación europeas vs. "gringas" es que en las primeras se clasifica en base a Clase, zona y grupo y las de este lado del charco clasifican en clase, división, grupo.
Revisa mensajes anteriores y podrás hallar líneas de discusión al respecto, las cuales podrán darte una idea.

Si el asunto es muy urgente, ubica un especialista en tu área geográfica y que te oriente de manera más cercana. El tema de las instalaciones eléctricas en áreas peligrosas es de mucho cuidado y no es recomendable improvisar con él.

Capítulo 3
Armónicos

1. Armónicos y control de motores con variadores de frecuencia 29
2. Diferencias en la generación de armónicos entre variadores de 6 y 12 pulsos 30
3. Rectificadores, inversores y tecnologías de megadrives 33
4. Pautas para realizar un estudio de armónicos 38
5. Principios de funcionamiento de los filtros activos 40
6. Modelación de equipos generadores de armónicos 41
7. Problemas de calidad de la energía que afectan a equipos médicos eléctricos de centros de salud 42
8. “Huecos” o “SAGs”: ¿Deben ser incluidos o no en las normativas de prestación del servicio eléctrico? 43
9. ¿Cuál es la dirección de las corrientes armónicas? 44
10. Efectos de los armónicos en líneas de alta tensión 49
11. Diagnóstico de calidad de la energía en planta industrial para prever problemas asociados a la instalación de nuevos capacitores 51

1. Armónicos y control de motores con variadores de frecuencia

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 09 de Diciembre de 2001 03:10 p.m.

Los armónicos son un problema el cual definitivamente hay que tener presente y el cual los electricistas de potencia, sobre todo en sistemas industriales, tenemos que conocer a fondo y es más... Tenemos que sobrevivir con ellos y aprender a conocer sus "vericuetos" porque tal como lo manifiesta Marcelo el uso de cargas no lineales (Variadores de Frecuencia) es una alternativa más económica y eficiente de hacer control.

Estamos hablando de ahorro energético. El uso, p. ejm de válvulas de control (control hidráulico) causa un gran desperdicio energético, cuando se hacen lazos de recirculación y cosas parecidas. Has sacado cuentas del valor de la energía que se pierde cuando creas loops de recirculación??

En la aplicación que menciono en mi nota y los comentarios emitidos por uds, es evidente que el control de armónicos es uno de los puntos importantes a tener presente. En nuestras aplicaciones usamos equipos de variadores con pasos de rectificación de 12 y 18 pulsos. Eso significa que el problema de armónicos los vamos a tener a partir de esos valores de pulsos.

Otro aspecto importante, es realizar los análisis de la red ante armónicos cuando usamos variadores. Con equipos de pasos menores (ejm. 6 pulsos) son graves los efectos de los armónicos en la red ya que armónicos de orden 9 generalmente presentan altos valores de amplitud. En muchas de nuestras aplicaciones los mas perjudiciales son los de orden 3 y sus múltiplos.

Estos armónicos tienen la característica de que son de tipo secuencia cero (las corrientes que producen están en fase) y por lo tanto requieren un camino a tierra para su circulación. Una manera fácil de filtrarlos es usando trafos con conexiones Delta , uso de filtros activos, etc. (Hay que tener cuidado cuando se usan trafos delta.. Detecciones de fallas a tierra, etc.)

Un detalle importante es que no hay receta de cocina para el uso de cargas no lineales de alto impacto en el sistema eléctrico. Cada aplicación debe ser vista de manera particular. Algunos puntos importantes a considerar son:

1) Ubicación del equipo: El nivel de tensión en el cual se instala un equipo VAC's debe ser cuidadosamente definido. Se pueden aprovechar los tipos de conexiones de transformadores como filtros.

2) El nivel de cortocircuito de la red. Mientras mayor sea la potencia de CC, menos influencia tendrán los armónicos sobre la red general. En este caso los efectos de los armónicos son locales

3) La selección del número de pulsos de rectificación. Un valor bajo de pulsos genera torques pulsantes en los ejes de bombas y compresores, los cuales pueden ser dañinos para la operación

transientes de surge en estos equipos. (Juan, como experto mecánico que nos indicas en tu nota, ese es uno de los puntos más importantes que debes revisar en los equipos hidráulicos y mecánicos). Los torques pulsantes se reducen a valores prácticamente despreciables aumentando el número de pasos de rectificación.

Esa es una de las razones por las cuales en nuestras aplicaciones ya andamos por los 18 pulsos.

Torque: Es correcta la afirmación de que al reducir velocidad, reduces torque. De acuerdo, pero resulta que ningún lazo de control actual modifica velocidad de manera independiente de las necesidades del proceso (Recomiendo p. ejm ubicar literatura sobre control vectorial de torque, una de las varias tecnologías que se usan para aplicaciones de VAC's)

Finalmente, estoy de acuerdo con Marcelo en que el control de velocidad por variadores de frecuencia es una solución mucha mas eficiente que la opción de controles hidraúlicos. Se pueden cuantificar ahorros del costo de Energía y en ejercicios que hemos realizado en nuestras aplicaciones, solo el factor ahorro por costos de energía da rentabilidad a proyectos. Luego podemos agregarle costos de mantenimiento y algunas "cositas" mas..y termina uno "enamorado" del control por frecuencia.

Ojo: Cada caso hay que analizarlo de manera particular y de manera muy detallada..Repito..En esto no vale el ensayo y error..Los experimentos deben ser simulados en computadora.. Un error de diseño puede causar graves efectos sobre el sistema eléctrico y además el costo de los VAC's no son pequeños.

Limitaciones ... No es una aplicación que actualmente se pueda hacer tipo receta de cocina.. Se requieren análisis detallados del sistema eléctrico, ya que el uso de los VAC's afecta la calidad de servicio de la red

2. Diferencias en la generación de armónicos entre variadores de 6 y 12 pulsos

Pregunta

De: Ganímedes
Enviado el: Wednesday, June 29, 2005 12:55 PM

Qué diferencia hay en la generación de armónicos en un variador de 6 y 12 pulsos? Estos elementos generan armónicos, por qué ???

Respuestas

De: Edgardo Kat Reyes
Enviado el: Wednesday, June 29, 2005 7:51 PM

Estimado Colega:

La siguiente expresión nos indica los órdenes armónicos que un convertidor puede generar de manera ideal:

h = np +-1

donde:

h= orden armónico generado.
p= número de pulsos del convertidor.
n=número entero

de aquí que un convertidor de 6 pulsos genere:

(1 x 6)+ 1= 7a
(1 x 6) - 1=5a
(2 x 6) +1 = 13a
(2 x 6) - 1= 11a
y así sucesivamente para diferentes valores de n.

Un convertidor de 12 pulsos genera:

(1 x 12)+ 1= 13a
(1 x 12) - 1=11a
(2 x 12) +1 = 25a
(2 x 12) - 1= 23a

Ahora si consideramos que el valor ideal en magnitud de cada orden armónico, lo podemos obtener de:

Magnitud de h = Magnitud fundamental / orden armónico

Es evidente que al utilizar un convertidor de mayor número de pulsos, además de eliminar los órdenes menores de armónicas, también disminuye la distorsión total ya que los ordenes armónicos generados, por ser mayores son los de menor magnitud.

En conclusión: Es mejor utilizar convertidores con un mayor número de pulsos posible, hasta donde nuestro presupuesto económico nos lo permita, ya que esto además disminuye la generación de pérdidas en forma de calor y los problemas inherentes a los flujos armónicos por la red eléctrica.

Saludos!

Edgardo Kat Reyes

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Wednesday, June 29, 2005 8:43 PM

Amigo Edgardo, excelente explicación.

En términos matemáticos, tal como lo apunta Leonardo, esto se explica por fourier.

Ahora en términos mas "cristianos" ó físicos la generación de los armónicos en este tipo de sistemas ocurre por la secuencia en el orden de encendido y apagado de los tiristores si se trabaja con SCR.

El caso es que si se aprecia la curva de operación de cada equipo SCR veremos que cuando un tiristor está en proceso de apagado (Algo que puede llegar a durar hasta 60 mseg) otro tiristor se enciende, con lo cual en la curva de corriente de salida hacia la carga se produce un salto (rizado). La magnitud de este salto es mayor en los convertidores de 6 pulsos que en los de 12 y por ello la magnitud de la distorsión es mayor, principalmente en el armónico de orden 5.

Matemáticamente si queremos conocer las magnitudes del rizado, el ángulo de encendido, los tiempos de cruce por cero y la tensión negativa de apagado debemos hincarle el diente con algunas ecuaciones diferenciales…

Si alguien está interesado en profundizar en este tema le recomiendo que ubique el texto "Power Semiconductor Drives" de S.B DEWAN, G.R SLEMON y A. STRAUGHEN, publicado por Willey-Interscience.

De: Luis Ignacio Eguíluz Morán
Enviado el: Thursday, June 30, 2005 4:16 AM

Estimados amigos:

Aunque ya se han indicado cosas muy interesantes, voy a incidir en la configuración de los convertidores.

La configuración de 12 pulsos, consta de dos convertidores de 6 pulsos, alimentados por transformadores conectados en paralelo con tensiones nominales idénticas pero desfasadas 30º; la corriente sólo contiene
armónicos de órdenes 12k +/- 1; los de órdenes 6k +/-1 (con k = 5, 7, 17, 19,...), no penetran en el sistema porque se cancelan entre sí.

La combinación, en paralelo, de más de dos transformadores, adecuadamente desfasados, da lugar a configuraciones de mayor número de pulsos; cuatro transformadores, con desfases entre sí de 15º, originan la configuración de 24 pulsos. En la práctica, las imperfecciones del sistema originan que no sean recomendables configuraciones de más de 24 pulsos.

Cordiales saludos,

Ignacio Eguíluz
Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética
Universidad de Cantabria. (España)

De: Jorge Luis Franco Silva
Enviado el: Sunday, July 03, 2005 2:13 PM

Estimados:

Si bien es cierto que un VFD con mayor número de pulsos, inherentemente, tiene una producción menor de contenido armónico en la onda, no siempre es la mejor solución para reducir el mismo tanto en la entrada (rectificador) como en la salida (inversor). Un mayor número de pulsos en la entrada implica un mayor número de semiconductores de potencia. Esto hace que el sistema sea menos confiable, pues la probabilidad de falla del sistema se

duplica (el número de tiristores se duplica). Además, si se tiene un sistema configurado en paralelo (02 rectificadores A y B cuyas ondas de ingreso está desfasadas 30 grados) y se llegara a quemar algún semiconductor, por ejemplo, del rectificador A, el tiristor equivalente en el rectificador B cargaría con toda la corriente del sistema y también podría quemarse. Además, utilizar 12 o más pulsos implica tener, necesariamente, un transformador de aislamiento en el sistema. Este transformador debe tener un número de devanados secundarios proporcional al número de pulsos (Pulsos/6). En general es recomendable utilizar un transformador de aislamiento en un sistema para VFDs, pero un trafo con más de un devanado secundario es más costoso y voluminoso que uno común y corriente. El costo de este transformador debe considerarse en el diseño (costo en US$, costo de instalación, cables de conexión asociados, además del espacio necesario para el trafo, protecciones, etc.).

Tanto en la etapa de rectificación como en la de inversión generalmente se utilizan técnicas de conmutación por modulación de ancho de pulso (PWM) en los tiristores que minimizan la producción de armónicos. Siempre y cuando el nivel de tensión lo permita, es mejor utilizar puentes rectificadores e inversores de 6 pulsos y "delegar" la minimización de la producción de armónicos a la técnica de conmutación de los semiconductores obteniendo igual o mejor resultado que con configuraciones con alto número de pulsos.

3. Rectificadores, inversores y tecnologías de megadrives

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sunday, July 03, 2005 7:25 PM

Hola, Marcos. Jorge tiene razón…

Existen rectificadores más allá de simples puentes de diodos. El se refiere a los rectificadores activos, los cuales operan con tiristores u otros elementos de conmutación y con ello es posible tomar acción en mejoras del factor de potencia de entrada al sistema, el cual como consecuencia de la presencia de las cargas no lineales del sistema de rectificación, es altamente inductivo y en consecuencia muy pobre. Por esa razón cuando se usan simples puentes de diodos rectificadores, es necesario muchas veces instalar un paquete de compensación para mejoras al factor de potencia. Casi siempre este paquete se diseña para dos funciones: Filtro de armónicos y compensación del fp.

El uso de rectificadores activos es técnicamente posible, pero hay que evaluar muy bien el factor costo-beneficio..No es trivial la decisión. Los costos de no usar rectificación activa se pagan entre otras cosas por un mayor requerimiento de espacio y mayor cantidad de equipos para ubicar los paquetes de rectificación y filtros.

En relación al uso de inversores con más de 12 pulsos, la tecnología actual de empresas como ASIROBICON, ABB y SIEMENS esta sólidamente establecida hasta 18 pulsos y con tendencia a centrarse en los 12 pulsos para aplicaciones de alta potencia.

Hace 3 años atrás estuve involucrado en los aspectos técnicos de un proyecto mayor para accionamiento de plantas compresoras de gas con motores de inducción de hasta 15000 hp y la tendencia de todos los fabricantes eran sistemas inversores de 12 pulsos, control de modulación por ancho de pulso. Algunos proponían el uso de los rectificadores activos y otros el paquete

de filtrado/corrección del factor de potencia. ASIROBICOM fue un poco mas allá y propuso equipos de 18 pulsos.

Existen marcadas diferencias entre los fabricantes, principalmente por un detalle..Son muy pocos los que realmente disponen equipos de conmutación en media tensión que operen satisfactoriamente a más de 4000 Voltios. Esa es la razón por la cual crece el número de dispositivos cuando queremos que nuestra planta opere a tensiones mayores..hay que poner un montón de "bichos" en serie..No hay otra salida..Acá comienzan a apreciarse elementos que llegan a hacerse críticos.. por ejm el enfriamiento del sistema de rectificadores e inversores..

Para grandes potencias hasta 20.000 HP ya hay en el mercado equipos que compiten y desplazan a los tiristores como elemento de conmutación..son equipos como los IGBT, IGCT, etc. los cuales son muy rápidos en su proceso.

Para potencias superiores a los 20 MW siguen mandando los dispositivos de conversión denominados de fuente corriente.. es decir..Los tiristores con arreglos de cicloconvertidores..

Algo de costos:

Los costos aproximados de los equipos motor+inversor en nuestro proyecto eran:
Motor de 15000 HP : Aprox 1,0 MMUS$
Rectificador-Inversor: 0,9 - 1,0 MMUS$

Uno de las razones por las cuales para potencias mayores de 5000 HP, los fabricantes se van directamente a 12 pulsos en los inversores es la problemática de los torques pulsantes en el eje del motor. Para potencias medianas un inversor de 6 pulsos puede hacer el trabajo. Para altas potencias, el problema es serio y por ello se usan equipos con mejor salida de onda.

Quien esté interesado en conocer aspectos detallados de los rectificadores controlados y todo lo conceptual que está detrás de los megadrives puede ubicar el libro "Electrónica de Potencia: Circuitos, dispositivos y Aplicaciones", de Muhammad H. Rashid, segunda edición, editado por Pearson Educación.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Monday, July 04, 2005 10:27 AM

Juvencio cordial saludo y a los listeros he estado un poco alejado de este importante medio debido a ocupaciones pero este tema que tocas es importante y quiero dar mi humilde opinión al respecto:
Ya se ha demostrado que los sistemas electrónicos que rectifican la tensión sinusoidal basados simplemente en diodos, producen elevados armónicos al sistema ocasionando con ello los graves problemas de eficiencia y calidad de energía que ya todos sabemos, este problema es grave cuando hablamos de "aparatitos" como los que describe Juvencio.

En pequeñas potencias (que es algo relativo) de 100 kVA la tecnología esta muy madura utilizando el concepto de Prereguladores del Factor de Potencia conocido por sus siglas en ingles como PFC, estos dispositivos realmente lo que hacen es desplazar los armónicos a alta frecuencia más haya de los 20 kHz, esto reduce obstenciblemente la amplitud de los mismos y su efecto se puede minimizar aun más con filtros relativamente fáciles de hacer.

La tecnología para grandes rectificadores e inversores se ha movido casi siempre basado en Tiristores (si sabes hacer limonada, no vendas mermelada), debido a que estos se pueden construir para manejar altas tensiones y altas corriente, no sucede lo mismo con los transistores donde se puede jugar con altas corrientes bajos voltaje (BJT y MOSFET), hay una tercera alternativa que son los transistores IGBT los cuales ya se pueden conseguir de 3000 voltios a más de 1000 amperios lo que haría que los series y paralelos que Juvencio comenta se hayan reducido.

El gran problema de la tecnología transistorizada es la frecuencia, si cualquiera de ustedes destapa una ups o driver que utilice tecnología Mosfet o IGBT notara algo que los transistores su rango de corriente es bien grande respecto a la carga que maneja esto se explica simplemente por el hecho que ha mayor frecuencia estos dispositivos disminuyen su capacidad de manejo de corriente (algo que físicamente es explicable), transistores de 50 amperios para trabajar a 15 kHz quedan reducidos a manejar una corriente de 10 a 15 amperios, la tecnología IGBT ha podido llegar hasta la friolera de los 10 kHz que es algo bueno y es por ello que se esta utilizando para los Megadriver y en poco tiempo tendremos el total conocimiento de esta tecnología.

Respecto a los tiristores no es que ellos desaparezcan o sean el causante directo de todos los problemas de armónicos, ellos son lentos y su control es jartísimo y ni decir de su apagado en DC que es bastante complicado, todo esto debido a que su encendido y apagado se hace por control de corriente, esto ya tiene solución con los tiristores apagados por voltaje llamados GTO son costosísimos pero son la solución para la aplicación en los megadriver.

En conclusión el problema es de tecnología y su aplicación según sea el caso.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Monday, July 04, 2005 9:08 PM

Saludos, Jair. Voy a hacer algunas consideraciones las cuales nos muestran porque las tecnologías en megadrives van a seguir avanzando, pisando muy fuerte..

En relación al asunto de los megadrives pienso que este es uno de los puntos en los cuales los fabricantes han venido trabajando muy fuerte y los resultados ya se comienzan a ver. Los fabricantes Europeos y Japoneses se han enfocado principalmente en el desarrollo de los equipos de conmutación de alta velocidad como los IGBT, GTO, etc.

Así por ejm ABB presenta una gama amplia de opciones para los grandes accionamientos. SIEMENS aun mantiene su base de grandes accionamientos en tiristores pero con una serie de mejoras en los circuitos de apagado y en el control que los mantiene en competencia. En Norteamérica, ASIROBICON presenta opciones novedosas pero que aun requieren maduración como es el caso de los equipos de 18 pulsos. El detalle con ellos es que no han avanzado en la propuesta de equipos de tensiones elevadas (se entiende esto 3-4 kV) y ello hace que sus propuestas tengan muchos componentes para grandes accionamientos. General Electric se mantiene (Como buen padre..)en los tiristores, sin embargo tiene un joint con Hitachi y así GE propone tiristores y los japoneses se lanzan con sus IGBT. Hoy en día entiendo que GE está en proceso de adquirir una serie de plantas para desarrollo de transistores de potencia en la Ex-Yugoeslavia…

De manera que es muy probable que en los próximos años veamos en el mercado opciones tecnológicas que mejoren lo existente o introduzcan nuevos dispositivos.

¿Cual es la razón de estos desarrollos?.
El ahorro energético es uno de ellos..Pero eso no es por casualidad..
Esos desarrollos tienen que ser sustentables y todos sabemos cuanto está costando un barril de petróleo y en general la energía actualmente (El crudo probablemente se mantendrá caro por algunos años mas)...Los Chinos descubrieron que montarse en carro y comer hamburguesas en McDonalds es bueno..El problema es que se están antojando unos 1.500 Millones de chinos en forma simultánea y eso hace que nuestros balancines ya no den para mas..

Así que si estoy en una planta o en un proyecto el cual tiene compresores y bombas más alla de 1000 HP es seguro que me voy a rebanar los sesos buscando la forma de operar de la forma mas económica posible. Una rebaja en la factura eléctrica me hace mas competitivo y asegura mi permanencia en el mercado..

Por ejem un motor de 15.000 HP que acciona un compresor de gas..

Si se opera a velocidad fija se necesita una caja de engranajes entre el motor y el compresor y el control de descarga se hace aplicando recirculación. En la caja se pierde 3% de energía y en la recirculación entre 5-7%, cuando se hace bien.

Considerando el uso de un ASD (Adjustable Speed Drive)con control vectorial se elimina de plano la recirculación porque el control de descarga se logra con la variación de velocidad del compresor y estro se logra con la acción del ASD sobre el motor eléctrico accionador…en forma rápida...ya hemos eliminado 5-7% de la factura (para el ejm es representa aprox. 170 MUS$/año) y el consumo se ajusta a la curva real de operación, por lo tanto también hay ajuste hacia abajo en la factura porque se eliminan otros desperdicios..Ahora imagínense uds si se tiene una batería de peroles de estos..hay un ahorro muy importante..el cual por si solo paga todos los ASD, motores y otras cosas en un lapso generalmente no mayor a 5 años..

Pero la cosa no para ahí..Ya hay esquemas de equipos de compresión montados y funcionando desde hace por lo menos 5 años en los cuales se elimina la caja de engranajes (3% de ahorro energético). Son arreglos en los cuales se acopla el motor directamente al compresor o bomba. Los motores disponen de cojinetes magnéticos, al igual que los compresores..
Alguien dirá...Pero esa tecnología también es cara¡¡¡

Por supuesto..ningún almuerzo es gratis..pero ahí es en donde entra el ingenio, el conocimiento del proceso, de las condiciones de entorno, etc. del equipo a cargo para definir y proponer la opción que mejor se ajusta al caso..

Estoy seguro de que este tipo de orientaciones tecnológicas, de ahorro energético, tomarán mucha mas fuerza porque el costo de la energía está a punto de sacar de paso a muchas economías, principalmente en paises que venían avanzando en el crecimiento económico y los ingenieros, los fabricantes y los desarrolladores de equipos y sistemas cada día apareceremos con mas y mejores propuestas las cuales una buena parte de sus prestaciones estarán orientadas al ahorro energético para seguir siendo competitivos..

No olvidemos que los chinos tienen una mano de obra extremadamente barata y ya descubrieron que moverse en carro es mejor que darle pedal a una bicicleta ...Uds creen que

estarán dispuestos a regresar a los carros mula y bicicletas.?? Serán muy comunistas..pero difícilmente van a hecharse hacia atras..
Además sus vecinos, los indios, también descubrieron las mieles de andar en carro..y son apenas 1000 millones mas..En el supuesto de que los chinos se devuelvan.. bueno se resuelve solo una parte del problema..porque los indios no son comunistas y si saben de economía de mercado....

Esto es bueno porque obliga a todo el mundo a ser competitivo y a mostrar talento para permanecer en un mercado…

De: Edgardo Kat Reyes
Enviado el: 6 de Julio, 2005 02:15:29 (+0200)

Felicidades Juvencio, muy buen planteamiento. Me da gusto poder ser receptor de este tipo de información.

Solo quisiera hacer una aclaración con respecto a los drives ASIROBICON. La serie "Perfect Harmony" puede ser de 18, 24, 30 y hasta 36 pulsos, 400 hasta 30000 HP y en voltajes desde 2300 hasta 13800 V.

A todos los amigos de la lista que participan, también gracias por ser positivos y por participar de este tan interesante y apasionante tema.

De: Edgardo Kat Reyes
Enviado el: Thursday, June 30, 2005 12:48 PM

Estimados colegas:

Sí, en el mercado existen muchos tipos de configuraciones en los equipos VDF. En la siguiente dirección se pueden encontrar arreglos muy interesantes diseñados por la marca ASIROBICON. En lo personal he trabajado con esta marca y ha dado excelentes resultados, sobre todo en equipos de media tensión aplicados en la industria cementera.

http://www.asirobicon.com/products/productslanding.aspx

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 9:38 AM

Hola Edgardo. No me gusta mucho opinar sobre una marca en particular porque esto generalmente trae conflictos y es obvio que visto en detalle cada fabricante tiene sus ventajas y debilidades como es natural. No es posible decir si "me gusta" o no, si es mejor o no, etc. si no se realiza el análisis para un proyecto y se le exigen detalles específicos.

En forma general todos los fabricante son buenos...de lo contrario no existieran.

Sin embargo te informo que también tengo la información del perfect Harmony de ASIROBICON y la misma la hemos analizado con detalle para el proyecto que mencioné en mi nota anterior.

En teoría tienen las disponibilidades que indicas, pero en la práctica para equipos por encima de 5000 HP son muy pocas las aplicaciones que pueden mostrar como evidencia y cuando se trata de equipos de más de 12 pulsos las evidencias se reducen aún mas. El ensamble de sus equipos es voluminoso porque su desarrollo tecnológico en los equipos de conmutación no alcanza valores de voltaje muy altos. Tienen opciones las cuales es necesario analizarlas muy detalladamente a ver si es posible que en verdad cumplan los requerimientos particulares de cada aplicación.

En el tema de los grandes accionamientos no valen generalidades y las opiniones de vendedores es buena como brochure, pero cada caso es un traje a la medida y la mejor manera de poder hacerse una ídea clara de la solución es que el responsable del proyecto prepare su lista de preguntas técnicas y se siente uno por uno con los técnicos de los fabricantes (Los vendedores que acompañen pero que hablen menos) y ahí en la discusión detallada de las respuestas que van a emitir se vera lo bueno, lo malo y lo feo de cada uno..Luego de la matriz de selección se define con quien me lanzo el matrimonio..

Te digo esto por experiencia…

4. Pautas para realizar un estudio de armónicos

Pregunta

De: Jacinto
Enviado el: Martes, 05 de Marzo de 2002 11:35 p.m.

Hola amigos, aquí nuevamente con otra consulta la cual no dudo que será despejada por los brillantes consejos y enfoques de todos los componentes de la lista.

Estoy a punto de realizar el análisis de la distorsión armónica (tensión y corriente) de un sistema eléctrico de potencia (sistema de distribución de energía eléctrica) en forma real, es decir entrare por primera vez al estudio de campo, por lo que me siento un poco desorientado y no se por donde empezar ya que en la teoría todo es muy explicito y comprensible.

Es por esta razón que acudo a todos los expertos para que me orienten sobre los pasos que debo de seguir para realizar un análisis eficiente y fuera de todo riesgo.

Esperando la colaboración de todos me despido con los saludos mas cordiales.

Respuesta

De: Jair Aguado
Enviado el: Jueves, 07 de Marzo de 2002 01:03 p.m.

Jacinto:

Amigo mío te deseo buenos éxitos, siempre el principio en todo genera expectativas. En mi poca experiencia te puedo decir lo siguiente:

Los armónicos en muchas ocasiones su presencia genera problemas que su comportamiento es aleatorio entonces no es lo mismo si analizo un sistema de distribución o el sistema eléctrico de una industria, en el segundo prima las cargas puntuales en el primero se estudia el

comportamiento del sistema frente a las perturbaciones. Las pautas a seguir como sugerencia serían:

1.0 Qué tipo de equipo poseo para hacer las mediciones, si es para sistemas de distribución es necesario que este equipo sea trifásico, el tipo monofásico es recomendado para mediciones muy puntuales o para hacer análisis con algoritmos monofasicos donde no se quiera analizar la influencia del neutro en el sistema.

2.0 Bajo qué parámetros voy hacer la medición si voy a guiarme por la IEEE-519 o por normas vigentes en tu país.

3.0 Si es posible hacer un censo de cargas es importante esto debido a que hay veces aparecen anomalías que se pueden referenciar específicamente a una carga, por ejemplo si hablamos de sistemas de distribución pueden surgir armónicos pares estos son inyectados en la mayoría de los casos por convertidores AC/DC con problemas de sincronización de disparo, que se utilicen tanto en cargadores de baterías, ups, soldadores o en lineas de alimentación de transporte publico.

4.0 Los armónicos en su comportamiento tiende ser aleatorio y su influencia en el neutro al ser grande es conveniente tomar varios puntos donde se puedan arropar las cargas mas criticas del sistema.

5.0 El tiempo es un punto muy complejo, puede ser si tu carga es totalmente comercial con que tomes 7 días, es decir toda una semana, donde se pueda incluir todos los ciclos productivos de la carga, si el sector es mas industrial o mezcla debes tener en cuenta que el ciclo productivo en un proceso puede durar hasta 15 días o como me sucedió en una ocasión hay una carga puntual que se prende cada cierto tiempo esto lo puedes averiguar en el censo de cargas que hagas.

Ahora viene lo bueno el análisis:

6.0 La mayoría de equipos de análisis incluyen un software muy primario para ayudarte a encontrar la influencia de los armónicos en el sistema, también puedes aplicar algoritmos como los de Akagi-Nabae para sistemas trifásicos y el de Makram Haines and Girgis que es para sistemas monofasicos, la ventaja con estos algoritmos es que te da una idea completa tanto de la potencia real bajo condiciones no senoidales, la magnitud de estos y sus ángulos.

Por ultimo aunque ya lo he tocado en otros correos los transductores tanto de corriente como de voltaje son la esencia fundamental para hacer una buena medida, en esto hay que aplicar el teorema del muestreo de Nyquist que dice que la mínima frecuencia para muestrar una señal es dos veces la máxima frecuencia que puede estar en la señal, aunque la ventaja es que entre mayor sea el armónico su influencia o magnitud se reduce en ocasiones los armónicos superiores pueden influenciar en gran medida esto es en sistema de trolebuses o metros donde se use corriente continua en estos hay presencia de armónicos por encima del once, por lo tanto tus transductores de corriente deben manejar una frecuencia desde el DC hasta unos 50 KHz (con esto puedes obtener hasta el armónico 50 sin ningún problema de atenuación).

Aunque son un poco costosas los transductores de efecto Rugoski, son dispositivos que vienen en forma de una cinta adecuándose a cualquier situación y tamaño del conductor para la medida y su espectro de
frecuencia es alto.

Otra cosa que se olvidaba: en la página del profesor M Grady hay un programa llamado PCFLOH que te puede ayudar a realizar un flujo de carga armónico para sistemas de distribución.

Buena suerte.

5. Principios de funcionamiento de los filtros activos

Pregunta

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Jueves, 23 de Mayo de 2002

Amigos listeros:

Coincido plenamente con Ignacio. En efecto, al haber distorsión armónica el factor de potencia se puede ver afectado. Por ello es muy importante tener claras las definiciones y conceptos.

La linea Merlin Gerin ha desarrollado -fruto de estudios- un equipo para corrección de armónicas, cuyo manual casualmente revise, el mismo que tenia además una breve exposición sobre esta temática, la misma que precisamente ratificaba lo dicho acá por Ignacio.

El equipo este que les comento, digo que "corrige" armónicas, pues no es un filtro convencional, sino que lo que hace es muestrear la señal, descomponerla en sus armónicas y generar otros "armónicos" en oposición de fase (invertidos)a los de la señal original, para superponerlos y asi lograr que desaparezcan los armónicos indeseados.

Tengo entendido que se puede programar los armónicos que serán removidos. Y como consecuencia de todo aquello se toma por sentado que ayudara a corregir el factor de potencia. Espero sirva este comentario

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Jueves, 23 de Mayo de 2002 09:49 a.m.

El aparato en cuestión se llama Filtro Activo, el término no es corregir sino cancelar las componentes armónicas presentes en la red inyectando un armónico en contrafase con el que hay para eliminarlo.

Hay muchas formas de desarrollo de estos Filtros Activos el concepto mas usado en la actualidad fue el presentado por Akagi Nabae con el cual se pueden desarrollar filtros activos tipo shunt o paralelo, precisamente en el desarrollo de estos equipos los investigadores detectaron que el concepto de potencia bajo condiciones no senosoidales tenia error y entraron a la palestra autores como Czarneki que detectaron el error del concepto de Boudenau, Jacques L. Willems que le dio una nueva interpretación al concepto planteado por Akagi- Nabae llamando a esta teoría la Teoría pq debido a que se basa en el teorema de Park y el teorema Clarke.

En un compendio bibliográfico de la profesora Maria Inmaculada Concepción aparecen mas de 13 teorias diferentes de la potencia bajo condiciones no senosoidales.

Ha decir verdad las teorías nacieron a partir de tratar de desarrollar los Filtros Activos, si estos se aplican los conceptos clásicos de la potencia no funcionan, aunque akagi-Nabae en su teoría no tuvieron encuentra el neutro, en la tesis doctoral de Mauricio Aredes el incluyo el Neutro, otro que mejoro el concepto fue Fang Zheng Peng para sistemas a cuatro hilos.

Los modernos Facts y acondicionadores de línea para la compensación de potencia reactiva durante sag's swell están desarrollados basados en la Teoría pq.

La idea central de estos Bichos es que en la medida que tu tengas un factor de potencia cercano a la unidad el contenido armónico es muy bajo, el corazón de los sistemas de control de estos aparatos se basa en supervisar el factor de potencia.

Cordialmente,
Jair Aguado

6. Modelación de equipos generadores de armónicos

Pregunta

De: Jorge Modesto
Enviado el: Miércoles, 08 de Enero de 2003 04:20 p.m.

Antes que nada un deseo de prosperidad y ventura en este Año 2003. Pasando a las consultas:

1.- Sabemos que: Cada aparato (equipo) generador de armónicos tiene sus propias corrientes armónicas características con amplitudes y desfases diferentes y que estos valores son esenciales para el análisis de la distorsión armónica. Y es en este sentido que quiero pedirles información con respecto a loa valores de los armónicos característicos de los diferentes equipos generadores de armónicos (amplitud y fase) como ser:
- Equipos industriales.
  - convertidores estáticos
  - hornos de arco, hornos de inducción
  - maquinas de soldar
- variadores de velocidad.
- Equipos de Ofimática (PC, fotocopiadoras, faxes, etc.)
- Aplicaciones domesticas (equipos de TV, hornos de microondas, iluminación fluorescente o de descarga, etc)
- Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS o SAI)

2.- Hay alguna manera de generalizar mediante una ecuación matemática estos valores característicos (amplitud y fase) típicos de cada equipo en función de los datos de placa (potencia, cos(fi), etc) en espera de una respuesta afirmativa de parte suya me despido con las atenciones mas distinguidas.

JORGE MODESTO OCAÑA CATARI
Bolivia

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 08 de Enero de 2003 07:49 p.m.

El pedido es como bien difícil, hasta un poco imposible de definir en lo concerniente a los armónicos característicos de cada equipos, en varias tesis (he dado varias veces las direcciones) se han encargado de modelar cada carga y lo que se consigue con esto es un perfil de generación no un valor, este perfil se lleva a programas de simulación donde se pueden correr flujos de cargas armónicos o otro tipo de simulaciones.
Los tipos que mas se han tratado de definir son los de los convertidores ac/dc utlizados en los variadores de velocidad y en cargadores de baterías (también estos últimos se pueden asemejar a los utlizados en las UPS on-line).

Respecto a los hornos de Arco, ah dolor de cabeza!, debido a la dinámica y a los diferentes parámetros que están en juego cuando funciona uno de estos bichos realmente no se desarrolla un modelo completo del horno sino que se modela características de él, esta carga puede generar a la vez armónicos característicos no característicos con ondas no periódicas que los hacen mas difíciles de modelar, en esta característica también caben los hornos de inducción, las maquinas de soldar en su dinámica son parecidas a estos hornos, respecto a las demás cargas casi todas tienen una etapa AC/DC y esta es la que mas se ha modelado (lo repito ya he entregado varias referencias de tesis doctorales en el tema en internet).

Aunque desde un punto de vista lógico cuando se hace un modelo para simulación lo que se llega es a una ecuación matemática en la practica lo que se busca es que el modelo se comporte en todo el espectro de frecuencia que se necesite simular en forma similar al modelo real.

En pocas palabras para cada situación practica, donde se desea simular estas cargas se tendría que adaptar los modelos para simular.

http://harmonic.upc.es/cas/recerca/tesis.ihtml

en la dirección anterior se encuentra una tesis doctorales respecto a los modelos de cargas para flujo armónico de Herraiz es muy buena.

Buen viaje al navegar en esos modelos…

7. Problemas de calidad de la energía que afectan a equipos médicos eléctricos de centros de salud

Comentario

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 04 de Junio de 2003 06:59 p.m.

Eduardo cordial saludo, este espinoso tema de las instalaciones eléctricas en los centros de salud son muy importantes. En la actualidad asesoro una pasantía de unos estudiantes sobre los efectos de la calidad de la energía en los centros de saludo en mi departamento (yo soy de Cali y mi departamento es el Valle), nos hemos encontrado cosas interesantísimas como por ejemplo que un problema de ruido conducido en la línea eléctrica cerca del aparato que analiza la sangre (me perdonaras el nombre el nombre del bicho este pero, los años me afectan la memoria y no me acuerdo) afectan la medida de los glóbulos rojos en la sangre, en un tomógrafo axial computarizado (de este si me acuerdo por que la que lo maneja es una hermosa mujer y en forma adrede analice el bicho este pero con otro objetivo obviamente), un problema de tierras genera sombras en las graficas aunque sean estas de alta resolución, igual sucede en

los sistemas de rayos X y en varios aparatos que se utilizan en las salas de cuidado quirúrgico postoperatorio.

Todo lo anterior nos llevó a relacionar ciertos problemas de calidad de la energía con ciertos problemas en los equipos y tres fenómenos que se sabia de antemano que afectaban equipos electrónicos como Ruido en modo común, Ruido en Modo Diferencial y problemas entre Neutro y Tierra (se detectó que si el voltaje entre neutro y tierra excedía los 3.5 voltios pero este voltaje tuviese un nivel alto de ruido afecta la mayoría de equipos).

Una de las soluciones fue la implementación de Transformadores de Aislamiento con pantalla Faraday (que es esto: es una lámina de cobre que cubre tanto el primario como el secundario y una tercera que cubre la chapa de silicio del trafo), esto nos da inmunidad tanto en modo diferencial como en modo común y con filtros de ruido se hace una interesante solución.

Hay un libro de Marcombo (editado en España) sobre Interferencias Electromagnéticas, muy bueno no recuerdo el nombre de los autores, después les envío el dato de los autores.

Yo creo que en dos meses se termina el estudio y podré compartir con ustedes los resultados de este, en sus datos más relevantes.

8. “Huecos” o “SAGs”: ¿Deben ser incluidos o no en las normativas de prestación del servicio eléctrico?

Pregunta

De: Gustavo Pérez
Enviado el: 27 May 2003 20:29:54 +0200

Estimados colegas:

En mi país, Uruguay, estamos en discusión abierta acerca de incluir en nuestro Reglamento de Calidad de Servicio, una limitación para los huecos de tensión. Como integrante de la empresa eléctrica de mi país no estoy de acuerdo en ello, pero es voluntad del regulador de hacerlo.

Mi pregunta es: ¿Existe en los Reglamentos de Calidad de vuestros países algo relacionado con el tema?

Desde ya, muchas gracias

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 27 de Mayo, 2003 22:36:33 (+0000)

Gustavo cordial saludo, los huecos yo los definiría como un fenómeno del "Sistema", todo lo contrario que los armónicos que son un producido en el 98% de los casos por la carga (el resto es problema de los generadores), por lo tanto es mas complejo verificar quien los produce, ahora otra cosa los huecos son una perturbación de voltaje conducida en un sistema eléctrico pero senoidal (si nuestro sistema tiene armónicos no seria apropiado si hay un problema de variación del voltaje llamarla hueco), todo lo anterior nos lleva que el mayor causante de huecos son los sistemas de transmisión (fallas línea a línea, línea a tierra, todo el juego que nos

presentan las componentes simétricas) y quienes transmiten tienen o deben tener cuidado de limitar estos problemas que causan grandes perdidas económicos a la industria mucho mas que los armónicos (recuerden que el problema de los armónicos se centra en su definición) los gringos hablan de miles de millones de dólares las perdidas por este concepto, de ahí que nació varios indicadores uno de ellos conocido como el SARFIx, una empresa la Detroit Electric desarrolló el Sag Score que con este se le devuelve a las empresas en dinero los efectos que se les produce por los huecos.

Introducir esto en las normas es interesante pero se debe hacer a partir de estudios bastante serios que van desde el modelado del sistema, la velocidad de respuesta de las protecciones del sistema ante eventos etc. De todas formas es ideal que nuestras legislaciones o normas las incluyan. En Colombia se esta en el estudio la aplicación de la norma EN5060 y uno de sus puntos es el relacionado con las perturbaciones de voltaje conducidas.

De: Jorge Farfán
Enviado el: Miércoles, 28 de Mayo, 2003 09:56:59 (-0500)

Previo un cordial saludo, creo que primero debemos definir brevemente que son las depresiones de tensión o comúnmente llamados SAGS, no son otra cosa que reducciones de voltaje por periodos de entre 05 a 60 seg., y cuyo origen son generalmente circulación de corrientes de falla o arranque de equipos de gran potencia, por ende corrientes altas, y ¿cuáles son sus consecuencias?:

Bloqueo de controladores electrónicos de procesos equipados con detectores de fallas, congelamiento de mal funcionamiento de sistemas de computo, etc., por lo tanto debemos tener cuidado de no confundir con las distorsiones armónicas que son de tensión y corriente y se producen a frecuencias múltiplo de la frecuencia fundamental, en Perú 60 Hz, que como dice Jair son producto netamente de las cargas no lineales, en cambio los sags como vimos pueden ser producto de una falla; existen otros tipos de perturbaciones como el Flicker, los Swells o elevaciones de tensión, las sub y sobre tensiones, transitorios, etc., que sería muy largo comentarlas.

Respecto a la pregunta de Gustavo, en Perú desde el año 1999 (vigencia efectiva) esta vigente la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, que entre otros aspectos controla y fija límites a las
distorsiones armónicas en tensión no así en corriente, y cuya copia gustosamente la puedo remitir a los que estén interesados en el tema.

Atentamente,

Ing. Jorge D. Farfán Escalante
Supervisor de Control de Calidad. División de Operaciones
Electo Sur Este S.A.A.

9. ¿Cuál es la dirección de las corrientes armónicas?

Pregunta

De: Michel Sandoval
Enviado el: Thursday, June 24, 2004 11:31 PM

Estimados amigos, en la empresa que trabajo contamos con un analizador de redes AR5, de CIRCUTOR.

El otro día surgió la pregunta:

Como saber cual es la dirección de las armónicas?? Pues como se sabrá, las armónicas pueden IR o VENIR.

Alguien conoce de un analizador que permita diferenciar la dirección.

Probablemente se diga que depende de los equipos que están aguas abajo o aguas arriba, pero me quedó esa inquietud.

Espero alguien pueda comentar el tema.

Saludos a todos

Michel Sandoval
Dpto de Ingeniería y proyectos.
AMP INGENIEROS SAC

Respuestas

De: Marcelo Palacios
Enviado el: Sábado, 26 de Junio de 2004 04:00 p.m.

Michel.
Un saludo cordial.
Al respecto de tu pregunta, debes comenzar preguntándote si la corriente eléctrica en un aparato consumidor va o viene. Esto es porque los armónicos de corriente tienen el mismo comportamiento que la corriente fundamental. Cuando un aparato absorbe corriente de manera que ésta es distorsionada, entonces nacen componentes armónicos de la corriente fundamental. Estos componentes armónicos son proporcionales a la fundamental; es decir, pueden aparecer terceros, quintos, décimo primer armónico de la corriente fundamental. Cuando la deformación de la onda fundamental de corriente es grande, es decir, no se parece en nada a la fundamental, y la magnitud de la corriente es tal, que tiene peso en el conjunto del sistema, entonces sucederá que la onda de tensión, que originalmente es "casi" sinusoidal, también empieza a deformarse. En este momento aparecen armónicos de voltaje.

Para cada armónico habrá un sistema; algo muy parecido a las redes de secuencia en cálculos de cortocircuito. Como todas las cosas son reglamentadas, los europeos han establecido normas para decir "hasta aquí nomás los terceros armónicos, hasta aquí nomás los séptimos armónicos", etc. esto es tanto para armónicos de corriente como para tensión. Eso es lo que te puedo comentar por ahora.

De: Jorge Farfán
Enviado el: Lunes, 28 de Junio de 2004 10:17 a.m.

Miguel:

Respecto de la direccionalidad de los armónicos, es un tema bastante interesante, porque hasta donde se sabe no es posible determinar, con absoluta seguridad, la fuente de generación de armónicos, a pesar de que los fabricantes de analizadores de redes digan lo contrario, sin embargo existen métodos para conocer con relativa certeza quien los genera, uno de ellos es el del ángulo de defasaje de los vectores tanto de tensión como de corriente, y el AR5 tiene esa opción, con estos puedes determinar la potencia armónica, que es el otro método.

Atentamente,

Ing. Jorge D. Farfán Escalante
Supervisor de Control de Calidad. División de Operaciones
Electro Sur Este S.A.A. Cusco – Perú

De: Fernando Muñoz
Enviado el: Sábado, 03 de Julio de 2004 09:42 p.m.

Un saludo para todos. Mi aporte respecto a esta difícil e importante pregunta es el siguiente:

En verdad es una pregunta delicada la que se hace y quizás hasta el momento lo que se diga tenga algo de especulación ya que hay que comprender el fenómeno del flujo de potencia en circuitos con formas de onda no sinusoidales, el problema es que desde un punto de vista conceptual y modelamiento descriptivo del flujo de potencia en situaciones armónicas no se ha dicho la última palabra. Dos de los más grandes y vigentes personajes que han tratado de llegar a una conclusión como son Alexander Emanuel y Leszek Czarnecki no lo han logrado y aun no se han puesto de acuerdo.

Lo máximo que yo he visto hasta el momento fue un artículo desarrollado desde el punto de vista práctico por parte del grupo de trabajo en armónicos del IEEE.

En referencia al mencionado artículo les puedo decir que allí discutían algo parecido y alguno de ellos proponía que se utilizara la cantidad $Ph = Vh*Ih*\cos\theta h$ para tal fin (h = h-ésima componente armónica. Con h siendo un entero). Si uno se pone a ver la fórmula es efectiva ya que si la dirección de alguna componente armónica de corriente es de referencia no normal (es decir que va de la carga a la red) esto se refleja en el signo de la potencia activa armónica. Mi proyecto de grado consistió en caracterización armónica desde el punto de vista de la medición en el sistema eléctrico de mi facultad y a pesar de que no tratamos la parte de definiciones de potencia por lo delicado del asunto les puedo decir que el analizador que utilizamos arrojó resultados donde para algunas componentes armónicas efectivamente la potencia ¡fue negativa!. Tal analizador fue el TOPAS 1000 de LEM INSTRUMENTS de Austria, un equipo poco conocido pero realmente muy bueno. De este proyecto sacamos una importante conclusión tal como es que no se observó interacción entre las distorsiones de voltaje y corriente, es decir que la distorsión de voltaje era propia de la red.

EN RESUMEN: sí se puede saber la direccionalidad de los armónicos de corriente (para el caso nuestro donde la distorsión de corriente no afectó la forma de onda del voltaje, otra cosa sería si esa corriente armónica fuera de tal magnitud y a través de la impedancia del sistema distorsionase el voltaje) con la fórmula que arriba he escrito y fue comprobado con el analizador de redes y calidad de energía TOPAS 1000.

Espero que esto clarifique algo al respecto.

Por el afán de responder se me olvido darles algunos datos míos en caso de que les pueda ayudar o servir en algo lo poco que pude aprender sobre armónicos. Mi nombre es Fernando Muñoz Casas soy Colombiano, estudié en la Universidad Tecnológica de Pereira , me gradué hace casi cuatro meses y me interesa el tema de los armónicos. Espero que los estos párrafos escritos generen una discusión más amplia.

Por lo que veo al responder este mail las personas que han opinado al respecto son de Perú y Ecuador, no se si me equivoco. Hasta donde se en Perú la marca LEM es muy conocida y sus medidores muy utilizados. Como les decía este analizador TOPAS 1000 es poco conocido, aquí en Colombia sólo existen dos: uno lo tiene las Empresas Públicas de Medellín y otro el grupo de planeamiento de sistemas eléctricos de la Universidad Tecnológica de Pereira con el cual desarrollé mi proyecto de grado. Pero es un equipo con unas características excelentes y posee herramientas a través de su software que permiten analizar los datos en muy buena forma

Por ahora me despido deseando que mi aporte ayude en algo a resolver la inquietud generada.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 06 de Julio de 2004 11:12 a.m.

Hace rato no escribía largo debido a que los temas que me interesan no se han vuelto a tocar y cuando he intentado proponer temas hasta ahora nunca nadie se ha tomado la molestia de responder, pero bueno eso son gajes del oficio.

En el tema de la direccionalidad de los armónicos, muchos han escrito la complejidad de su análisis, en días pasados mande un documento donde se plantea una metodología que es el resumen de varias técnicas propuestas por varios estudiosos obviamente probadas donde se plantea no solo la necesidad de saber el flujo de los armónicos sino lo más importante que es la dirección y la cuantificación, artículos como los siguientes pueden dar las luces del tema e indicar que son ya metodologías bien fundadas por lo tanto hay que quitarles el velo de misterio y confusión que por el desconocimiento se tiene del tema:

1.0 A New Method of Harmonic Power Detection Base don the Instantaneous Active Power in Three-Phase Circuits, Tanaka T, Akagi H. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 10, No 4, October 1995, pp 1737-1742.

Es quizás uno de los artículos más importantes en el tema debido a que esta escrito por uno de los autores de la teoría más sólida para el control y análisis de armónicos la llamada Teoría PQ, o la que yo llamo Teoría Akagi-Nabae, o también teoría de la Potencia Instantánea, aun cuando se intenta aplicar a sistemas reales se ve uno enfrentado aun problema de implementación verdaderamente complejo con un sistema que se conoce como PLL, con el cual se pretende captura la corriente y voltaje de secuencia positiva del primer armónico que para todos los análisis es fundamental, este problema fue analizado y resuelto por el mismo Akagi en conjunto de dos profesores brasileros que son dos de los teóricos más grandes que tiene Latinoamérica en el tema que son Watanabe y Aredes en el 2002.

2.0 A Digital Method for the Identification of the Source of Distortion in Electric Power Systems, Cristaldi L., Alessandro Ferrero., IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol, 44. No 1 February 1994, pp 14-18.

Es bastante interesante el método propuesto y validado por la ingeniera Loredana en su tesis doctoral en el tema, también tiene la rubrica de uno de los que ha propuesto una teoría de sobre la potencia en condiciones no sinusoidales como es Ferrero, en mi concepto tiene el mismo problema que el método anteriormente planteado que consiste en la depuración de las cantidades a tomar para ser la medición del flujo de los armónicos pero sirve y esta bien fundado.

3.0 An Investigation on the Validity of Power – Direction Method for Harmonic Source Determination. Xu W., Liu X., Liu Y., IEEE Transaction on Power Delivery, Vol 18. No 1. January 2003, pp 214-219.

Esta es una Buena metodología para identificar los armónicos también se ha validado.

4.0 El comité CIGRE 36.05/CIRED 2, en enero de 1999 propuso una metodología para estimar el flujo de los armónicos que es similar a las ya propuestas pero es uno de las iniciativas fundadas para normalizar el flujo armónico.

5.0 Harmonic Pollution Metering: Theoretical Considerations. Davis J.E, Emanuel E. Pileggi D. J. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15. No 1 January 2000.

Aunque debo confesar que este artículo es bastante pesado, es muy interesante debido a que plantea el que tanto afecta los armónicos en la medición de la energía y sus efectos en las perdidas y es uno de los primeros en que Emanuel teoriza sobre la medición de los armónicos no tanto la compensación (dándole en parte razón a Czarnecki)

6.0 On the Assessment of Harmonic Pollution. Alexander Eigeles Emanuel. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, No. 3, July 1995. pp 1693 – 1698.

En el se dan muchas luces para entender la teoría de la potencia en situaciones no senosoidales que plantea la IEEE.

Con la enumeración de estos artículos pretendo verificar que el tema, si esta claro, falta de pronto conocer más del tema.

Otra cosa importante hablar de Emanuel y de Czarnecki es como hablar de la noche y del día son dos escuelas de pensamiento bastante diferentes, solamente se nota que el primero que participa en los documentos de la IEEE, en las referencias de esos documentos casi por completo por no decir en su totalidad no aparece ningún articulo de Czarnecki y esta es una de las criticas fuertes que se le se hace a la teoría de la IEEE.

Hay autores como Santillan que en su tesis doctoral hacen una crítica conjunta de todas las teorías bastante interesante sin dejar por fuera casi ninguna, lo mismo hace Eguiluz (ambos de la universidad de Cantabria, aunque Santillan lo hizo cuando fue estudiante de doctorado) que el aporte más importante que hace es la medición y su efecto en el factor de potencia.

Mi interés investigativo es la medición y el efecto de las asimetrías de voltaje y corriente y los armónicos en la contabilización de la energía (de aquí se desprende lo fundamental que es conocer el flujo de los armónicos), es por ello que me inclino por los aportes que plantea en este concepto Czarnecki y el mismo Eguiluz, el primero en el concepto de que la energía a contabilizar es la producida por la corriente y voltaje de secuencia positiva del primer armónico y la inclusión de las pérdidas que fluyen por el neutro como un efecto en el factor de

potencia que plantea el segundo, aunque Emanuel en un articulo del 93 tiene en cuenta estas pérdidas (On the Definition of Power Factor and Apparent Power in Unbalanced Polyphase Circuits UIT Sinusoidal voltaje and Currents. Alexander Eigeles Emanuel. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 8. No 3, 1993 pp 841 – 852) que refuerzan los planteamientos de Eguiluz.)

Por ultimo el tema de los equipos de medición, es bastante interesante debido a que en la mayoría de los casos el fabricante se casa con una teoría u otra según el país de procedencia pero más que todo opta por la más sencilla de implementar computacionalmente hablando, esto hace que ciertas condiciones no se cumplan y esas condiciones las dictan en muchos aspectos las normas, por ejemplo: aunque todos los equipos dan el THD, para la 519 es más importante y dice mas el TDD, en la mayoría de los casos los equipos no da la potencia basadas en sus potencias de secuencia que son importantísimas para el desarrollo de compensación tanto pasiva como activa, obviamente el costo del equipo sería alto aunque ya la potencia de computo de los DSP como el TMS320LF2407 haría todo esto aun costo de US$ 16.

Yo he probado el fluke 43 me parece bueno para el análisis monofásico, el Candura un bicho Canadiense bueno aunque tiene sus peros, el ultimo el siempre eternos AR de Circutor bastante interesante por dentro de estos tenemos a Balcells un teórico de la potencia en situaciones no senosoidales.

Mi planteamiento es que en vez de un equipo de medida se debería implementar una plataforma de medición abierto donde se pudiese implementar en tiempo real cualquier metodología para la medición de cualquier variable electromagnética para poder cuantificar los efectos tanto en condiciones senoidales y balanceadas como en lo contrario, esto no es costoso.

Por ultimo ya nos toca olvida el concepto de potencia tan simple como lo conocimos o no lo enseñaron por simplificarnos la vida (o la del profesor), con tristeza veo que ningún libro de circuitos y hasta de potencia hasta ahora no ha incorporado estos nuevos conceptos para que lleguen a la gran mayoría de audiencia posible (obviamente existen libros más que todos publicados por la IEEE, que por su baja demanda no llegan todos a nuestros países).

10. Efectos de los armónicos en líneas de alta tensión

Pregunta

De: Hernán Parra
Enviado el: Martes, 02 de Noviembre de 2004 10:31 p.m.

Estimados lectores de elistas.net, soy un nuevo suscriptor y he decidido inscribirme porque me parece interesante y serio la forma como se abordan las consultas que se hacen y porque creo que es una manera de compartir información técnica.

En este sentido quiero hacerles llegar una inquietud a ver quien me puede dar información sobre un tema que desde hace ya bastante tiempo ando en busca de información al respecto y consiste en “El efecto que tienen los armónicos en las inductancias y capacitancias en las líneas de alta tensión". Es claro que la distorsión armónica se trata de limitar al 5%, pero que pasa si esto no sucede.

Gracias por la información que me puedan facilitar.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 04 de Noviembre de 2004 09:54 a.m.

Hola Hernán.

Asumo líneas de alta tensión como pertenecientes a un sistema de transmisión con tensiones superiores a 115 kV. En este caso la IEEE-519 establece parámetros de distorsión armónica permisible mucho menores del 5% que indicas. Específicamente indica:
69 - 161 kV, THD <= 2,5%
161 kV y mayores, THD <= 1,5%
Para sistemas < 69 kV el THD será < 5%

En relación a los efectos de los armónicos en líneas de alta tensión los principales tienen que ver con las características resonantes del sistema. No se puede ver esto como una línea aislada...Debe recordarse que generalmente esa línea está interconectada y forma parte de una red con múltiples fuentes y alimenta a muchos sistemas de distribución en los cuales existen los mayores generadores de armónicos. Adicionalmente en sistemas de transmisión existe la compensación de reactivos y mejoras del perfil de voltajes mediante condensadores y estos cambian las impedancias de la red y al existir armónicos deben estudiarse en forma detallada las condiciones de resonancia de la red.

El efecto de las armónicas en los sistemas de transmisión, y en general en un sistema, hay que verlo en base a un análisis detallado de las características de respuesta de frecuencia. Uno de los principales puntos de atención es que es sabido que en este tipo de redes los efectos capacitivos son importantes y por lo tanto la evaluación de las condiciones resonantes toman una importancia de primer orden ya que obviamente un armónico circulando puede modificar la impedancia de la red y producir acoplamientos inductivos – capacitivos de tipo resonantes.

Este tipo de análisis es el que debe hacerse en una red cuando en ella se instalan baterías de capacitores para mejorar perfiles de voltaje por ejm.

Es obvio que el análisis no es fácil de realizar en una red en la cual se disponga de múltiples bancos de capacitares debido a que cada banco representa un frecuencia de resonancia distinta debido a que la impedancia equivalente de thevenin varía para cada punto.

En general para un sistema de transmisión es muy difícil de realizar un análisis que cubra todas las generalidades y las variantes que pueden presentarse, por ejm:

1.- Deben realizarse análisis detallado tomando en cuenta las capacitancias de cables y líneas. No debe olvidarse que el uso de grandes bancos de capacitores modifica la impedancia de resonancia de la red cuando se conectan o desconectan
2.- Los efectos de los sistemas de distribución que son alimentados desde el sistema de transmisión debe ser incorporados al modelo de análisis y es sabido que la respuesta de frecuencia de los sistemas de distribución son influenciados principalmente por las inductancias del sistema y las llamadas capacitancias shunt. Las cargas, dependiendo de su característica, tienen un efecto de amortiguamiento el cual no se puede despreciar.
3.- Los modelos a usar deben basarse en las ecuaciones hiperbólicas ya que no se pueden asumir a priori como buenas las aproximaciones de los modelos PI u otro.

4.- Quizás lo mas difícil sea la simulación de múltiples casos que deben considerarse cuando se producen las operaciones de switcheo y operaciones en líneas y capacitores…

Como efectos directos de los armónicos en las redes de transmisión, además de los efectos resonantes también está la operación incorrecta de sistemas de relés, principalmente los de tipo electrónicos y la interferencia telefónica.

Información sobre el tema se puede conseguir en IEEE-519, así como en papers técnicos disponibles en la página web de GE Power Systems.

11. Diagnóstico de calidad de la energía en planta industrial para prever problemas asociados a la instalación de nuevos capacitores

Pregunta

De: Luis Enrique
Enviado el: Miércoles, 17 de Noviembre de 2004 04:53 p.m.

Compañeros de elistas, quisiera que alguien me ayudara con lo siguiente:

Tengo cargas como motores con variadores de velocidad por frecuencia, arranque directo, alumbrado, etc. y me están produciendo unos reactivos que la Electrificadora local me los esta facturando. Deseo mejorar el factor de potencia y para ello tengo que dimensionar un banco de condensadores.

Mi preocupación está en que los armónicos producidos por los variadores de velocidad entren en resonancia con los condensadores y hagan que exploten y por consiguiente se produzca una subida de voltaje en todo el sistema y empiece a quemarme equipos. Quisiera que alguien me ayudara en dimensionar un filtro para los armónicos y con ello no tener problema con el banco de condensadores.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Noviembre de 2004 05:29 p.m.

Hola Luis Enrique, leí tu nota y me parece que lo planteas en forma de "thriller" posguerra y en mi opinión tu caso es el de muchos en la industria. Crecimiento anárquico de una red de servicios industriales..

Bueno mi amigo probablemente tengas dos problemas en tu red. Factor de potencia "malo" y armónicos.
Lo primero que en mi opinión debes realizar es un buen diagnóstico de las potenciales fuentes de problemas, mediante un estudio de la calidad de servicio.

Yo iniciaría por el barrido en el PCC (Punto de Acoplamiento Común) de tu red con la del "Utility" y determinar cuales son los armónicos que pueden estar circulando en la red y generan problemas. Hacer este estudio es más barato que invertir en los condensadores a ojos

cerrados. Si confirmas que hay problemas con los armónicos hay que dimensionar los filtros para los armónicos "problema". Se pueden dimensionar en forma local en los puntos críticos o en forma general. Obviamente la implantación de los filtros debes hacerlo luego de que en forma teórica determines su impacto en el sistema.

Al eliminar los armónicos debe mejorar el factor de potencia. Ahora ¿¿cuánto mejorará..?? Lo debes determinar en sitio evaluando las condiciones operativas de las cargas motorizadas y otras cargas que no dispongan de equipos ASD (Adjustable Speed Drive). Si el factor de potencia no se ha mejorado a valores aceptables puedes pensar en el uso de los condensadores y para ello debes dimensionarlos tomando en cuenta las frecuencias resonantes y los acoplamientos inductivo-capacitivos presentes en el sistema por causa de armónicos y los capacitores.

Luego del estudio integral tal como te lo sugiero es que deberías pensar en "ir a la ferretería"..

Capítulo 4
Compensación de Reactivos

1. Problemas con banco de condensadores en 220V 54
2. Problemas de bajo factor de potencia en sistema industrial con poca carga y generación local 57
3. Riesgos al instalar bancos de condensadores 59
4. Sistemas de compensación automática de potencia reactiva en subestaciones..... 62
5. Compensadores estáticos de reactivos en planta industrial 63
6. Compensación de reactivos capacitivos de línea aérea de 60kV 65
7. El factor de potencia y la potencia reactiva son conceptos puntuales 69
8. La sobrecompensación reactiva en sistemas industriales: ¿Puede crear elevaciones de voltaje perjudiciales? 70
9. Problema con f.p. de planta con hornos de inducción y sus posibles soluciones..... 72
10. Registradores de carga portátiles existentes en el mercado y recomendaciones para realizar estudios de corrección de factor de potencia en industrias. 75
11. Diagnóstico de calidad de la energía en planta industrial para prever problemas asociados a la instalación de nuevos capacitores..... 76

1. Problemas con banco de condensadores en 220V

Pregunta

De: Guillermo Lauriano Ramírez
Enviado el: Friday, August 10, 2001 1:13 PM

Amigos:

Tengo un problema con Banco de Condensadores automáticos de 480 kvar en 220 voltios:
Se instalo en una fábrica Textil de 1000 kW de demanda máxima. Después de 2 meses se han empezado a quemar algunos condensadores (unidades de 20 kvar). Se instaló un analizador de redes para verificar si existen problemas de calidad de energía (armónicas, flickers, sobretensiones), encontrándose estos valores en niveles aceptables. Se midió temperatura ambiente de trabajo, registrándose valores por debajo de los limites permisibles (30°C). El factor de carga es de 0.90. La marca de los condensadores es HELFONT de fabricación Brasilera. Los cuales he instalado desde hace 3 años sin problema alguno.

Desearía saber:
Si el problema es el tipo de carga
Si el problema es la ventilación
Si el problema es de sobrecarga
Si el problema es el equipo
O qué problema puede ser y cómo debo solucionarlo.

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Viernes, 10 de Agosto de 2001 05:00 p.m.

Amigo Guillermo:
Lo que tiene es problema y de los buenos pero como decimos aquí en Cali eso no nació así veamos:
Los condensadores son una reactancia capacitiva y tu carga es una reactancia viéndola en un solo punto inductiva, cada vez que entre y salga un condensador la resonancia entre el banco y la carga varia y por lo tanto la impedancia del sistema también varia esto ocasiona picos de voltaje bastante fuertes que pueden ocasionar el daño de los condensadores por alta tensión, este fenómeno se ve incrementado cuando tienes cargas que entran y salen como compresores de aire, bombas y grandes motores este tipo de carga exige al sistema una gran cantidad de reactivos en corto tiempo y después en forma dramática lo reducen como el banco su función es entregar esta demanda de reactivos puede y se presenta en muchos casos en resonancia con la carga y se armo la gorda.

Otro fenómeno que se presenta mucho y por el cual he peleado con varias empresas que instalan bancos automáticos es el mal llamado Factor de Potencia Unidad, significa inyectar reactivos de tal forma que obtienes factores de 0.99 y hasta de 1, no dándose cuenta que este valor eleva el voltaje en forma alarmante en instalaciones de 440 he encontrado voltajes de 480 y 495 Voltios AC pero con un factor de 0.99, este fenómeno incrementa las posibilidades de falla por resonancia.

Algo que no lo dices pero debe ser implícito es la tensión nominal de los condensadores deben soportar hasta un 10% de elevación de la tensión nominal sin presentar problemas de daño (en los que conozco pueden haber otros con este porcentaje mas alto).

Como es recurrente en mis aportes es hora de hablar de los armónicos, supongo que la carga que alimenta este banco esta en estrella, esto supone cargas trifásicas y monofásicas, que inyectan armónicos maxime en una empresa textil donde debe haber presencia de variadores de velocidad (si la empresa se dedica a producir telas y productos textiles, no se aplicaría si fuesen solo maquinas de coser), estos sistemas generan armónicos de tercer orden y presencia de corrientes de secuencia cero y negativa, generando con esto calentamiento en los condensadores y facilitando el daño de estos (te recuerdo que las normas dicen 5% de armónicos de voltaje y 10% en armónicos de corriente en el PCC punto común de conexión). La solución son bobinas repulsoras de armónicos, estas evitan que por los condensadores circulen los armónicos, esta solución es muy efectiva.

Una sobretensión momentánea no es capaz de dañar un condensador a no ser que esta exceda más del 50% de la tensión nominal y su presencia sobrepase los 30 ciclos (hablando a frecuencia de 60 Hz).
Me inclino o por la calidad de los condesadores (es decir la tensión nominal de trabajo no es la que aparece en placas), o por la presencia de armónicos y por el fenómeno que arriba menciono.

Hay algo muy importante aunque es lo ultimo pero debe ser lo primero para realizar y lo he visto en muchas de las consultas que se hacen en la lista, cuando se instala un equipo eléctrico de considerable potencia ES UN DEBER DEL FABRICANTE COMO DEL DISTRIBUIDOR PRESENTAR LAS NORMAS QUE CUMPLE ESE EQUIPO, y si es el caso llevarlo a un laboratorio para verificar si cumple normas, en Cali la Universidad del Valle en su Laboratorio de Alta Tensión verifica el cumplimiento de las normas técnicas que dice cumplir un determinado equipo, este pequeñito problema es fuente de mas de un 25% de las fallas de equipos eléctricos cuando son nuevos, promovamos la cultura de las normas técnicas y su cumplimiento, esto no es una cuña es una realidad que se debe enfrentar, por que Guillermo si tu instalación eléctricamente se encuentra en buen estado se entraría a dudar de la calidad de los condensadores que redundara en duda de la calidad del proveedor.

Espero que lo anterior te oriente en encontrar el problema y cualquier otra duda envíala que con gusto buscaremos en conjunto la solución.

Si es factible envíame el THD de corriente y voltaje, para confirmar o declinar la postura del contenido armónico. Cordialmente

JAIR AGUADO QUINTERO
Investigador
Grupo de Maquinas Eléctricas y Calidad de la Energía
Corporación Universitaria Autónoma de Occidente
Cali-Colombia

De: Jair Aguado
Enviado el: Lunes, 13 de Agosto de 2001 11:50 p.m.

Varios amigos han enviado correos expresando la referencia sobre los filtros desintonizados (utilice un mal termino como rechaza armónicos pero bueno sabrán entender), estos elementos son una Bobina Trifásica que resuena con el banco de condensadores automático se dice que es desintonizada debido a que a cada instante en que se cambie el valor de la capacitancia cambiaria la reactancia del sistema y lo que hace el filtro es resonar basado en la variación del banco automático, este sistema es de gran beneficio para evitar los picos de tensión y el fenómeno conocido como dv/dt que es perjudicial para cualquier equipo y hasta para los condensadores.

La firma gringa www.mtecorp.com, produce estos reactores, los fabricantes de bancos automáticos también deben producir estos reactores debido a que estos bancos son muy propensos a resonar con la carga.

Si no han comprado hay una marca Israelí llamada ELSPEC (www.elspec-ltd.com) que produce correctores del factor de potencia de respuesta rápida que incluyen la solución al problema de la resonancia y evitan que los armónicos afecten tanto al condensador como a la carga y sirven como correctores de armónicos, estos de
la firma ELSPEC son muy buenos los conozco y doy fe de sus bondades.

Me pidieron referencias pero esto no es una cuña.

De: Marcelo Palacios
Enviado el: Miércoles, 15 de Agosto de 2001 12:39 a.m.

Estimado Guillermo:

Yo te voy a comentar algo de la experiencia en este campo; lo demás trata de verlo en algún tratado.

1.- confirma si el voltaje de servicio es realmente 220 voltios.
2.- confirma si el voltaje de operación de los capacitores es de 220 voltios. El sobre voltaje perfora los capacitores.
3. Respondiendo a si es el tipo de carga, confirma el tipo de carga. Las cargas no lineales ayudan a crear problemas en los bancos de condensadores. Averigua si se han incrementado cargas como variadores de velocidad, cargadores de baterías, UPS's. Si se han incrementado, vale que les introduzcas reactancias para cada carga previa la medición de los armónicos. Otro dato que debes indicar es si en esa planta se genera. si es así, tienes que realizar un control de la calidad del voltaje generado con un osciloscopio; tienes que realizar acercamientos en la pantalla para examina toda la onda. La onda debe ser limpia, continua y sin ningún flicker. Si hay alguna deformación, por pequeña que sea, es un generador de armónicos, y consecuentemente, de problemas.
4.- Respondiendo a si es problema del equipo, indica si el regulador de factor de potencia reactiva rota los bancos, o si siempre se comienza con el mismo grupo de condensadores. Es recomendable que roten los paquetes.
5.- Hay fábricas de capacitores que producen paquetes para utilización normal, y utilización en entornos de alta contaminación de armónicos. ¿A qué tipo corresponden tus capacitores?
6.-Respecto a que si el problema es sobrecarga: los capacitores no se sobrecargan. Haz un muestreo de corriente de los capacitores. Haz una toma de voltaje en la salida de
los contactores. Si la corriente convertida al voltaje nominal es menor a la corriente nominal, los capacitores están perforándose (probablemente por sobrevoltajes); Si la corriente es mayor

a la nominal en las mismas condiciones que el caso anterior, entonces probablemente tienes un problema de resonancia de armónicos. Aquí tienes que hacer un registro de varias horas o tal vez de días, porque la aparición de la citada corriente no es permanente
7.- Respondiendo a que si es falta de ventilación, es conveniente realizar un cálculo para determinar si el área del armario es suficiente para disipar el calor producido por los condensadores; caso contrario tienes que instalar ventiladores.

Para la capacidad que tiene tu banco, aproximadamente necesitas un armario de al menos 7.5 m2
si la superficie de tu panel es mayor que 7.5 m2, no tienes problema de temperatura; caso contrario debes de utilizar ventiladores.
Volumen de aire de ventilador = 116 m3/hora. Tienes que adquirir un ventilador de, al menos, ese valor.

A una pregunta, una respuesta.
Espero haber aportado con un grano de arena en tu problema. Espero que lo superes, y te agradeceré me hagas conocer los resultados de tu caso.

Abrazos

Marcelo Palacios Santana
Ing. Eléctrico - 3a. Transv. No. 403 y César Chávez Portoviejo, Ecuador.

2. Problemas de bajo factor de potencia en sistema industrial con poca carga y generación local

Pregunta

De: Salvador Martínez
Enviado el: Lunes, August 27, 2001 4:06 PM

Amigos listeros, tengo un gran amigo que necesita una asesoría en un caso interesante. Les agradezco lo que puedan hacer por él, en caso de que lo puedan ayudar.

Les retransmito su mensaje:

Salvador, como te conté el caso es el siguiente:

El sistema esta configurado con una red en anillo, donde tu puedes separar la barra del grupo de generadores A (2 unidades) con la barra de los generadores B (2 unidades). Los generadores poseen las siguientes características: 580 KW, A.C.450 Volt, 3 Fases, 60 hz, F.P 0,8.

Los generadores A tienen asociados motores de corriente alterna y dos transformadores que alimentan a los controladores rectificadores que a su vez alimentan motores DC, con variación de velocidad por voltaje.

Cuando los generadores A trabajan con la carga asociada a los generadores de servicio, el factor de potencia varia entre 0,7 y 0,8, pero cuando estos mismos generadores trabajan con los transformadores conectados en vacío el factor de potencia en la red disminuye entre 0,1 y 0,3, y cuando se alimentan los motores DC, disminuye a 0,09 - 0,1.

A esta barra se le instaló un banco de condensadores de 600 KVAR, para mejorar el valor del factor de potencia cuando los generadores de carga trabajen alimentando los transformadores - controladores - motores DC, el resultado que arrojo esta modificación fue la de alcanzar un valor de factor de potencia de 0,3, siendo el valor de diseño de trabajo de los generadores de 0,8.

Los generadores vienen para soportar una corriente de 960 Amperios y durante la operación de los equipos el consumo fue de 250 Amperios, con F.P 0,3.

¿En estas condiciones de trabajo, qué se podría ver afectado en la red y en el generador?

¿El generador está en la capacidad de soportar estas condiciones de trabajo en el tiempo?

¿Los reactivos que se están generando cuando se conectan los transformadores a la red me indican que existe una falla en el diseño de los mismos?

Respuestas

De: Carlos Wong
Enviado el: Lunes, 27 de Agosto de 2001 07:11 p.m.

Los generadores están diseñados para una carga en KVA.

Como regla general se puede usar su potencia total en KVA no importa el factor de potencia, pues mientras este dentro de los KVA nominales no va a existir sobrecarga térmica en los conductores del generador, en lo que respecta al estator.

Pero esta regla tiene limitaciones que vienen dadas por:

a.- capacidad del circuito de excitación, incluida la del rotor.

b.- variación del voltaje del sistema y tipo de circuito de reparto de carga reactiva

c.- ajuste de las protecciones de los generadores

d.- estabilidad del sistema

De ordinario el punto c y d, limitan la operación de los generadores hasta un máximo de 0,9 capacitivo. Por detrás de este valor, desde 0,9 capacitivo hacia cero, va a activar la función 40 o pérdida de excitación con un retraso de tiempo. Esto significa que variaciones temporales del factor de potencia son permitidos, sobre todo en la etapa de sincronización y carga de un generador.

Esta limitación deja un rango de operación desde 0,9 capacitivo- 1- inductivo.

La operación con un factor de carga inductivo por debajo de 0.8 es permitido, mientras no se sobrepase la capacidad en KVA del generador y mientras exista capacidad de soporte del circuito de excitación.

Una carga de 250 amperios con un factor 0,3 en un generador de 960 Amperios se puede hacer sin daño en la red y los generadores.

Pero existe una limitante y es el sistema de reparto de carga reactiva de los generadores. Si usa el sistema "droop voltage", entonces la barra de generación va a mirar una reducción del voltaje en forma automática
producida por los reguladores de voltaje. Si esta variación es aceptable, entonces no habría problemas.

Esta es la idea general.

Espero ayude a clarificar el entendimiento del problema planteado.

Para encontrar una solución operativa adecuada, se necesitan mas datos, incluido un diagrama unifilar, mirar la forma de operar de la planta, el usar el banco de capacitores que se instalo, mirar el ajuste de las protecciones y plantear con toda esta información el uso racional de los generadores dentro de la carga variable de esa planta.

Saludos,

CARLOS WONG
ELECTRICAL ENGINEER
INDUSTRIAS ALES CA

De: Jair Aguado
Enviado el: Lunes, 27 de Agosto de 2001 09:31 p.m.

La palabra mágica de este problema radica en los Transformadores.

BAJO NINGUNA CONDICION SE DEBE TRABAJAR O TENER TRANSFORMADORES CONECTADOS A UNA RED O CIRCUITO SI SU CARGA NO ES MINIMO EL 50% DE LA POTENCIA NOMINAL DEL TRAFO.

Esta es una premisa de diseño, si no se cumple el trafo comienza a generar reactivos y dañan en forma considerable el factor de potencia.

Te recomiendo estudiar el porque estos trafos se conectan en vacío.

3. Riesgos al instalar bancos de condensadores

Pregunta

De: Gustavo Barja Acuna
Enviado el: Wed, 27 Feb 2002 00:01

Hola amigos, quiero aprovechar la oportunidad para consultar lo siguiente:

¿Cuál puede ser la influencia o el riesgo al que se expone un sistema (generación, transmisión) en el caso de instalarse banco de condensadores en las instalaciones de la totalidad de clientes finales?

¿Qué sucedería con el sistema eléctrico de potencia que cuenta con muchos clientes en baja tensión cuyas instalaciones poseen condensadores monofasicos fijos, luego de las interrupciones breves del suministro eléctrico (flujo de potencia de incidencia)?

¿Qué criterios se debe tener en cuenta al modelar el banco de condensadores mas adecuado para una instalación, sin incurrir en la generación de armónicas nocivas al sistema?

A nivel de generación ¿En qué valor porcentual es posible reducir las pérdidas de energía con la implementación de condensadores a clientes finales?

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 27 de Febrero, 2002 05:20:13

Hola Gustavo:

1) Una influencia operacional de un banco de condensadores en el sistema es que aporta reactivos a la red lo cual de pendiendo de la ubicación del banco en la red permite mejorar el factor de potencia y el perfil de voltajes.

2) Riesgos: Acoplamientos resonantes y sobretensiones de maniobra

3) Riesgos: En el caso de bancos de condensadores del tipo operación fija instalados en un sistema el cual tiene baja carga o puede sufrir pérdida súbita de carga, las red eléctrica puede sobrecompensarse y presentar altos valores de voltaje en régimen permanente.

De: Jair Aguado
Enviado el: 27 de Febrero, 2002 09:16:05

Gustavo:

Aparte de la interesante respuesta que da Juvencio quiero poner mi granito de arena en el tema.

Cuando uno tiene un sistema de potencia con problemas de factor de potencia (valga la redundancia), instala en el Punto Común de Conexión un Banco de condensadores, se mejora el factor de potencia en ese punto y en los puntos cercanos se ha detectado mas que todo en la industria que en los puntos más lejanos de la red el factor de potencia no mejora, e instalando en esos puntos condensadores se mejora el factor de potencia y los niveles de tensión son mas estables. Yo lo apliqué en una industria de Aceites comestibles

La distribución de banco de condensadores poniéndolos en los sitios de varias cargas puntales y se obtuvo resultados interesantes desde el punto de vista tanto del Factor de potencia como en algo muy importante que hay veces se olvida cuando se utilizan estos bichos que son los niveles de tensión logrando mas estabilidad y se elimino el problema de la elevación del voltaje cuando salen grandes picos de carga que esos sobrevoltaje dañan muchos equipos electrónicos (en la empresa que les digo se dañaban con frecuencia los variadores de velocidad explotando sus condensadores después de la aplicación de esta solución se eliminó el inconveniente).

En la universidad Industrial de Santander un grupo de investigación en calidad de la energía del programa de Ingeniería Eléctrica desarrollo un proyecto de localización de banco de condensadores en varios puntos de un sistema de distribución en una línea logrando excelentes

resultados tanto en la mejora del factor de potencia, como en la disminución del contenido de armónicos, te envío un articulo respecto a lo anterior de los autores del proyecto.

Por último te recomiendo hacer estudio tanto de armónicos como de calidad de la señal de voltaje es decir Sag's, Swell debido a que estos se pueden ver incrementados si se instalan en forma equivocada banco de condesadores.

De: Luis Ignacio Eguiluz Moran
Enviado el: Viernes, 1 de marzo de 2002 10:28

El tema de las baterías de condensadores y su problemática en redes con distorsión armónica resulta muy sugerente; aunque, prácticamente, ya se ha dicho todo, me gustaría también contribuir a la discusión que, sin duda, siempre resulta enriquecedora.

Con referencia a la pregunta de Gustavo Barja de "criterios... sin generar armónicos nocivos": Las baterías de condensadores suelen ser los únicos elementos capacitivos de una red de potencia, por tanto, originan resonancias derivación con el conjunto de elementos inductivos; la frecuencia de resonancia propia de cada red depende de los valores de todos los elementos pasivos. Por otra parte, es un sistema dinámico, luego la potencia de cortocircuito en cualquiera de sus barras varía en función de la topología de la red.

En una primera aproximación, suponiendo que la línea fuera de carácter inductivo puro y estuviesen desconectadas las cargas y acopladas todas las baterías de condensadores, el circuito seria un L-C, resultando que la relación entre la fr y la de la red es la raíz cuadrada de la relación de potencia de cortocircuito a potencia de las baterías de condensadores.

En una red fuerte, la resonancia corresponde a armónicos de ordenes elevados, mientras que una red débil -relación de potencias del orden de 25- la frecuencia de resonancia estaría en torno al quinto armónico, lo que daría un THD muy elevado, por ser este, normalmente, el de valor mas elevado.

En España una situación de este tipo resulta, desgraciadamente, muy frecuente porque los grandes consumidores no desconectan sus baterías de condensadores -a MT- cuando dejan de consumir activa.

Para la determinación exacta de la fr en cualquier tipo de circuito, se calcula la admitancia equivalente de toda la red, poniendo la condición de que su parte imaginaria -su susceptancia- sea nula.

Con referencia a la pregunta "nivel de pérdidas":
Volviendo al caso español, en su "arcaica" legislación de Tarifas Eléctricas, se define un complemento por energía reactiva que otorga un descuento del 4% a las empresas que obtengan un"cos fi" unidad, si su valor es de O,9 no les corresponde bonificación; para valores inferiores, el recargo es progresivo. Lógicamente, todas las empresas sobredimensionan sus baterías para asegurarse el descuento máximo; desgraciadamente -enlazando con lo anterior- nunca desconectan las baterías, originándose sobretensiones, inestabilidad y lo que nos ocupa en esta sección: un importante incremento de las pérdidas de línea a la compañía eléctrica. Llevo desde hace anos "clamando en el desierto" en todas las conferencias y demás reuniones a las que asisten responsables de empresas y de la Administración y les parece muy interesante.

La solución consistiría, en una primera aproximación, en cambiar el obsoleto "cos fi" que solo resulta valido para redes trifásicas equilibradas sinusoidales, por el FP equivalente, que incluye los desequilibrios -de tensión y corriente-, las distorsiones - de tensión y corriente- y el consumo de reactiva.

Lamento el tamaño del e-mail; no contento con aburrir a mis alumnos, ahora me dedico a cansar a los colegas.

Cordiales saludos,

Ignacio Eguiluz

4. Sistemas de compensación automática de potencia reactiva en subestaciones

Pregunta

De: Javier Jiménez
Enviado el: Miércoles, 3 de Abril, 2002

Hola mi estimado Jair Aguado, esta vez quiero saber si tú tienes información técnica sobre el cálculo y selección de sistemas de compensación automático de potencia reactiva para una subestación eléctrica, con el fin de analizar la viabilidad de la instalación de un sistema de compensación automática es decir, poder apreciar los beneficios y su tiempo de recuperación de la inversión en caso de ejecutarse el proyecto.

Respuesta

De: Jair Aguado
Enviado el: Miércoles, 3 de Abril, 2002 08:07

Amigo Javier cordial saludo, en la siguiente pagina del Dr Claudio Canizares de la universidad de Waterloo en Canadá donde puedes encontrar información de los compensadores estáticos de reactivos orientados
en parte a la estabilización del voltaje, se encuentran varias tesis de grado (tanto de pregrado como posgrado), están en ingles todas pero son muy buen material para investigar la dirección es:

http://iliniza.uwaterloo.ca/~claudio/

Ahora resumiendo un poco tu pregunta hay tres conceptos que se tienen que tener en cuenta:

1.0- Mínimo Factor de Potencia y Máximo Factor de Potencia a tener en el sistema, el mínimo según los países y el nivel al cual se conecta el sistema de potencia.

2.0- Porcentaje máximo y mínimo de la tensión a tener en las barras.

3.0- Contenido armónico de la carga.

Los compensadores son dispositivos no tan baratos pero te aseguran tres cosas importantes, estabilidad de la tensión con esta puedes aumentar la vida útil de luminarias en mas de un 40%,

se aumenta la vida útil de los motores eléctricos conectados directamente a la red, los equipos electrónicos como PLC's, computadores industriales se disminuye dramáticamente los daños por alto voltaje, con la presencia de los compensadores se puede disminuir los efectos de los Sag's de voltaje en la red y el fenómeno conocido como Flicker.

Al controlar los reactivos, la potencia transferida a la carga seria la máxima con esto obteniendo ahorro en cuestión de kWh consumidos que esto se refleja en cogeneración en ahorro de combustible para el generador.

Aunque para muchos no es claro te comento que al disminuir los reactivos de un sistema de potencia también disminuyo y controlo los efectos de los armónicos.

Yo desarrollé un bicho de estos hace cerca de cuatro años, pero pequeño de 850 kVA a 220 VAC para una pequeña empresa producto de libros, se obtuvo con esto mucha estabilidad de tensión y mejora del factor de potencia, con este sistema se tuvo en cuenta mucho los efectos que pudiese tener en la carga y pasado un año de funcionamiento se detecto la disminución en los daños tanto en equipos electrónicos como en motores conectados al sistema eléctrico directamente, por eso te puedo hablar de los efectos que se pueden obtener con estos equipos.

5. Compensadores estáticos de reactivos en planta industrial

Pregunta

De: Gustavo
Enviado el: Martes, 07 de Mayo de 2002

Hola a todos:
Necesito información acerca de compensación dinámica de energía reactiva. Se trata de una planta embotelladora la cual posee un compresor de alta potencia el cual podría producir caídas de tensión
Importantes....trayendo como consecuencia el fenómeno de flicker Les pido si me pueden recomendar algún link con artículos al respecto o en su defecto algún texto alusivo. Desde ya muchas gracias.

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 07 de Mayo de 2002 09:55 a.m.

Gustavo cordial saludo, la compensación dinámica de reactivo se basa en los conocidos Filtros Activos y esa parte se conocen como SVC (Statics Voltaje Compensator) en esencia lo que hacen es inyectar reactivos para compensar la caída de la tensión.

Lo maluco de estos equipos es que no son baratos (si vas a comprar uno me decís con el adelanto me compro mi mercedes, mal chiste pero bueno)

Te había escrito algo más pero tengo problemas con mi correo y se me bloquea, anexo un documento donde se explican los FACTS sistemas ac de transmisión flexible y se toca el tema de los STATCOM que son lo mismos SVC pero con otro nombre y de pronto otras

aplicaciones. El documento esta en portugués (lo que se soluciona con un buen diccionario o sino le preguntas a tus vecinos brasileros)

Cualquier duda respecto a lo anterior con gusto te la resuelvo.

Ing. Jair Aguado Quintero

De: Pedro Eterovic Garrett
Enviado el: Martes, 07 de Mayo de 2002 02:49 p.m.

Estimados colegas:
Se trata se un compresor y de sus caídas de tensión (al arranque sobretodo) nada que un buen sistema de arranque no solucione y un alimentador independiente y de baja impedancia. Me parece que están demás los facts. Flicker es "parpadeo cíclico" típico de arcos (hornos, soldadoras, etc.) y no de motores eléctricos.

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 07 de Mayo de 2002 04:48 p.m.

Pedro cordial saludo, gracias por tu optimismo, lastima yo no lo tengo, cuando Gustavo escribió buscando una solución de la compensación de reactivos buscaba lo que se conoce como SVC que entran en los compensadores estáticos de reactivos mas conocidos como STATCOM y estos a su vez pertenecen a un gran grupo que se les llama FACTS en el documento que les envié creo que los explican bien.

En cuanto a tu definición de flicker es cierta, pero comparto la confusión que tuvo Gustavo debido a que solo en los 90's se independizo de los flicker los sag's y los Swell porque todos estos fenómenos se reflejan con el mismo efecto, ahora sabiendo que el sag's es un evento independiente tenemos que hacernos dos preguntas:

1.0 el voltaje baja cuando se enciende el motor, si es así se puede aplicar lo que plantea Pedro.

2.0 Los sag's son eventos que son producidos por el sistema de potencia, si es así la solución no es tan fácil, y caben los SVC.

Por experiencia hablo de un motor de un compresor de 3000 HP que funcionaba en una empresa de gases comprimidos que tenia todo lo que Pedro dice pero el sistema tenia grandes problemas de sag's, esta empresa no acepto lo que nosotros planteamos y solamente mejoró supuestamente la alimentación. A los cuatro meses hubo casi una semana donde se presentaron sag's con una profundidad del 75% de la tensión nominal y una duración promedio de 150 mseg, Estos fenómenos les producían unas reaceleradas al motor que lo terminaron dañando (una de las ventajas que se tiene con estos motores tan grandes es que los venden en tiendas, mentiras!!!!), duro por fuera de funcionamiento cerca de cinco días y produjo perdidas que triplicaron el costo del SVC.

Este concepto de reaceleración fue planteado por el profesor M.H.Bollen de la universidad de Chalmer en suecia, no solo afecta los motores también los variadores de velocidad (la solución para los variadores es una tesis de doctorado de un mexicano de apellido Duran de la universidad de Texas en Arlington).

Por lo tanto hay que poner mas cuidado con los sag's de voltaje.

El problema armónico tiende a disminuir en la medida que los nuevos equipos usen sistemas de factor de potencia unidad y disminuyan su producción de armónicos, pero los sag's son inherentes al sistema y la solución no es tan fácil, esto motivo la aparición de lo que se conoce como índice de sag's como el SARFIX o el SAG SCORE que el ultimo penaliza a las empresas generadoras cuando los sag's son muy repetitivos y profundos, también los sag's son eventos que sin contar generan perdidas de energía. También hay una ecuación que relaciona las perdidas de energía con los sag's (y los gringos que todo lo traducen en dinero demostraron que eran miles de millones de dólares que se pierden por este diminuto e insignificante evento).

Por lo anterior es que planteo: Gustavo analiza más tu sistema para evitarte grandes contratiempos.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 08 de Mayo de 2002 04:45 p.m.

Últimamente estoy llegando tarde a todas las discusiones de la lista…

Bueno en atención a lo que solicita Gustavo le indico que el 03 de abril escribí algo sobre compensación de reactivos en S/E(s.).Básicamente traté de explicar como dimensionar un SVC, aunque no estoy muy seguro de haber logrado una explicación comprensible…de todas formas existen programas en MatLab que pueden ayudar bastante y existen bibliografia tal como el libro de S. B Dewan / A Straughen "Power Semiconductor Circuits" en el cual algo se menciona sobre el tema.

De la discusión comparto lo que dice Jair, debido a su alta velocidad de respuesta un SVC puede compensar los efectos de sags, eso si... No es una solución de manera alguna barata.

6. Compensación de reactivos capacitivos de línea aérea de 60kV

Pregunta

De: Alfredo Abarca
Enviado el: Miércoles, 02 de Octubre de 2002 11:49 a.m.

Estimados amigos:

Tengo dificultad en conseguir información respecto a la corrección del bajo factor de potencia, ocasionado por la longitud de una línea de 67 km, en 60 kV y que alimenta una carga baja de alrededor de 200 kW. Lo que ocasiona que pague exceso de energía reactiva capacitiva.

Espero que puedan distraer un momento su tiempo y puedan hacer algún comentario al respecto o en todo caso indicarme dónde podría conseguir esta información.

Respuestas

De: Pedro Eterovic Garrett

Enviado el: Miércoles, 02 de Octubre de 2002 02:41 p.m.

Estimado Alfredo:

Los sistemas de potencia son ohmico-inductivos y existen las multas por factor de potencia bajo pero inductivo, ¿¿quién te cobra multa por hacerle el favor de mejorar el factor de potencia de su sistema??

De: Alfredo Abarca
Enviado el: Miércoles, 02 de Octubre de 2002 04:16 p.m.

Pedro:
Pedro como bien sabes las líneas largas a un nivel alto de tensión que alimentan cargas pequeñas, generan energía reactiva capacitiva. Eso por un lado, por otro lado en nuestra reglamentación se paga por el exceso de energía reactiva inductiva (en nuestro caso mayor al 36% de la energía activa) como bien tu lo indicas, pero si se da el caso que comentamos de presencia de energía reactiva capacitiva, esta se tiene que pagar y nosotros lo pagamos. Si bien es cierto que esta energía mejora el factor de potencia, pero lo hace aguas arriba antes de nuestra medición. Por lo que mi problema requiere alguna solución con una compensación de carácter inductivo.

Gracias por el interés, y espero tu comentario.

De: Pedro Eterovic Garrett
Enviado el: Jueves, 03 de Octubre de 2002 12:04 p.m.

Alfredo:

Tu solución es la instalación en la S/E de llegada de un reactor shunt compensando +/- 70% de los kvar absorbidos en vacío por la línea, calculo necesites aproximadamente uno de 500-600 kVAR. Por simplicidad seria conectado permanentemente y protegido por seccionadores fusibles y descargadores de Ozn.

De: Sergio Gudiño
Enviado el: Jueves, 03 de Octubre de 2002 08:03 p.m.

Estimado Luís: Este tema normalmente se compensa con reactores fijos, tendrías que indicar cuanta potencia reactiva capacitiva promedio y construir un reactor con dicha potencia, es lo mas económico, otra variante es con un compensador sincrónico, pero ya te indico, como economía y si la potencia es relativamente chica tal vez un trafo de potencia en vacío te resuelva el problema.

La otra solución es modificando el Puesto de Medición en vez de tenerlo en el troncal llevarlo al final del mismo o sobre la carga, esto es si no tienes clientes en derivaciones sobre el trazado. Es difícil si la Empresa de Energía te dio en comodato el mantenimiento de la línea o es de tu propiedad.

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Jueves, 03 de Octubre de 2002 02:37 p.m.

Amigos listeros interesados en esta cuestión:

Les comento que en un sistema subterráneo de relativa dimensión (Pedro lo conoce y trabajo conmigo en su diseño) tuvimos este problema en la puesta en marcha.

Dado que lo alimentábamos con un generador provisional y el sistema estaba prácticamente en vacío (50 kVA aprox.), las líneas subterráneas (alrededor de 6 km en 25 kV) y su gran capacitancia hacían que el generador chico (120 KVA) este "sobrecargado" por ese efecto y saltaban sus protecciones. No teníamos problema de cobros ni multas, que me parece raro se cobren en estos casos que benefician al distribuidor.
Pero nuestra historia fue un poco diferente con parecidos ingredientes.

Lo que hicimos para salir del paso fue utilizar un conjunto de 5 trafos, de distribución alimentados desde su lado de bajo voltaje, colgados en paralelo al sistema y trabajando obviamente en vacío.

El poder inductivo de esas bobinas trabajando en vacío, fue suficiente para compensar esos reactivos de carácter capacitivo y el generador funciono sin problema. Claro que fue un arreglo provisional y con los elementos que tuvimos a mano. Lo mejor es un reactor inductivo que hace prácticamente lo mismo pero de manera correcta y adecuada.

Espero les sirva el dato

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Jueves, 03 de Octubre de 2002 09:13 p.m.

Estimados listeros, hay dos tipos de factor de potencia, uno inductivo en atraso y el otro capacitivo en adelanto el más típico es el inductivo y se penaliza debido a que la potencia transportada o necesaria no llega toda a la carga y se cobra el gasto que necesita la empresa de energía para aportar la misma potencia necesaria pero con este nuevo factor de potencia.

Hasta ahora no he dicho nada nuevo, para mejorar esto se inyecta reactivos de signo contrario es decir reactivos capacitivos y se atenúa el problema.

Pero que pasa cuando este factor es capacitivo, pues la respuesta no es tan sencilla ni tan simple como decir que en vez de ser penalizado debería ser gratificado debido a que mejora el factor de potencia del sistema, es una simpleza muy peligrosa y fatal debido a dos cositas:

1.0 Cuando se produce un factor de potencia capacitivo el reflejo de esto se da en la elevación del voltaje nominal excediendo en mas de un 30% este voltaje, lo que hace que los equipos conectados a estas líneas se quemen por sobrevoltaje, este problema es típico cuando se usa banco de condensadores automáticos en la cercanía de estos el voltaje es realmente alto y afecta a los equipos.

2.0 hay un bicho raro llamado dv/dt, que es en términos parroquianos la capacidad de un dispositivo de soportar los cambios de voltaje en forma abrupta sin dañarse (se aplica mucho en los transistores y tiristores), cuando el sistema es muy capacitivo y se desconecta

abruptamente la tensión esta se eleva en forma rápida y sobrepasa la tensión limite de los equipos y daña variadores de velocidad equipos electrónicos conectados a ellos etc.

Ahora ese exceso de energía que en un momento dado existe se debe disipar en algún lugar (los contactores que se utilizan en banco de condensadores están diseñados para absorber estas corrientes a través de unas resistencias en serie).

Ahora por lo anterior y por otras cosas más, es altamente nocivo para los sistemas eléctricos el factor de potencia capacitivo, es por ello que se puede penalizar y se debe por seguridad (ahora inyectar reactivos capacitivos no es tan fácil se hace a partir de compensadores sincrónicos que son generadores sincrónicos trabajando en forma especial, en muchos países donde se tienen centrales hidroeléctricas relativamente pequeñas estas se utilizan para compensar reactivos en los sistemas de transmisión, en Colombia se utilizan mucho la central hidroeléctrica de Anchicaya y unas pequeñitas llamadas las Cali I, II.

Respecto a las soluciones no estoy muy de acuerdo con utilizar trafos con baja carga o con el secundario abierto debido a que esto puede ocasionar un fenómeno muy complejo conocido como la ferroresonancia que es muy peligroso en sistemas de mediana tensión como el que se ilustra en el problema. Yo lo manejaría con un compensador inductivo en serie (que a la larga es una bobina trifásica gobernada por tiristores y se coloca en serie).

Espero que lo anterior sirva de algo o confunda mas aunque espero que lo segundo no se cumpla

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Viernes, 04 de Octubre de 2002 02:37 p.m.

Jair:

Gracias por complementar y aportar en esto.

Comparto tus ideas y debo remarcar que en el caso nuestro en que utilizamos trafos en vacío (ojo solo como parche y disponibilidad) lo que hicimos fue conectarlos en paralelo al generador en (380 V) antes de la etapa de elevación de tensión que se realiza provisionalmente a través de una subestación muy chiquita (en banco) de 3x75 KVA 14.4KV 230V, la que inyecta energía eléctrica a la red subterránea ya en 25 kV. Es decir que logramos así compensar inductivamente el cos fi y les cuento que nos ha ido bien. Pero lo mejor -no dudo - es un compensador estático del tipo reactor como loa ha dicho Pedro y tú, Jair.

Sobre lo de la ferroresonancia (tema que conozco y lo he vivido de cerquita) cabe anotar como tu sabes que este fenómeno (podríamos hablar bastante de el y seria una buena idea hacerlo) se da con trafos trifásicos cuyos bobinados primarios se alimentan desde una línea de media tensión y de alta capacitancia (como una línea subterránea), estando conectados los devanados en delta sin o con muy poca carga en su secundario; y el efecto (lo he presenciado) se suscita cuando el sistema se queda en dos fases, por que se da un fenómeno de resonancia en el circuito RLC que se forma entre bobinados, la línea y tierra.

Si a alguien le interesa esto tengo bastante lata al respecto y documentos de ingeniería de nivel.

En el caso que nos toco (sigo contando lo de nuestro exitoso remiendo) tomamos en cuenta las acertadas inquietudes mencionadas y las descartamos primero por que estábamos antes de la etapa de media tensión (aunque talvez podría ser discutible aquello), pero fundamentalmente porque los bobinados de bajo voltaje de los trafos están en estrella.

Espero les sirva la info.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 04 de Octubre de 2002 04:35 p.m.

Amigos he estado viendo los comentarios y me salta una inquietud.. se podría pensar en una solución de compensación dinámica para este caso??.

Obviamente sería una solución fundamentada en criterios técnico-económicos pero creo que podría optimizarse la aplicación.

Existen unas notas de una línea de discusión anterior en donde escribimos algo sobre aplicaciones de compensación dinámica...y hasta se podría retomar el asunto

Creo que una línea de 60 KV, 60 kms puede ya ser atractiva para pensar en soluciones de este tipo.

De: Pedro Eterovic Garrett
Enviado el: Viernes, 04 de Octubre de 2002 07:33 p.m.

Juvencio, si te refieres a usar SVC, uno de los FACTS, creo que para una línea de 60 kv y 67 km, sería exagerado y caro.

3 reactores monofásicos secos, aislados con resina, de uso corriente hasta 115 kV, cada uno de 150-200 kVAR, son la solución pues es para compensar solo la línea en vacío.

La firma HAEFLY ES EXPERTA EN ESTOS ARTILUGIOS.

7. El factor de potencia y la potencia reactiva son conceptos puntuales

Pregunta

De: Gonzalo Guzmán
Enviado el: Martes, 27 de Mayo, 2003 10:14:06

Saludos,

Después de leer varios correos mencionaron lo siguiente:

"El factor de potencia y la potencia activa es un concepto puntual"

Esto me trajo a la mente un a vez que estaba discutiendo con un compañero algo referente al factor de potencia el me decía que un motor tenia un determinado factor de potencia y al mismo tiempo, yo le decía que la red a la cual estaba conectado dicho motor también poseía otro factor de potencia....

¿Cuál seria la diferencia entre ambos factores?

¿O es algo simple, como que el concepto se aplica solo para cada caso independientemente?

Agradeciendo sus comentarios.

Ing. Gonzalo Guzmán
Caracas, Venezuela

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 27 de Mayo, 2003 22:23:57

Gonzalo cordial saludo, Yo escribí que "el factor de potencia como la potencia reactiva" son conceptos puntuales y es cierto, lo que en muchas por no decir todas las empresas lo que hacen es instalar el banco de
condensadores (automático o fijo) para mejorar el perfil de los reactivos y del cosfi para evitar las sanciones por reactivos, en el ultimo mes hicimos una campaña de análisis de cerca de 6 empresas medianas (su capacidad instalada promedio fue de 4 MVA) y encontramos problemas simpáticos como que el factor de potencia era la unidad aguas arriba del banco de condesadores y aguas abajo hay un problema gigante de oscilaciones con unos soldadores de inducción, en otra el factor de potencia el que media el contador era promedio de .95 aunque había un grupo de cargadores de baterías (en conjunto eran cerca de 750 KVA a 440 Vac 60 Hz) inyectaban armónicos en gran medida hasta apareció el armónico 13 con respecto al fundamental era de 48% algo elevado y hay otros casos que podrían dar valor al punto que plantee.

No estoy en desacuerdo con el uso de los bancos automáticos lo que digo es que hay que tener en cuenta y mucho el tipo de carga o sistema, en una empresa harinera de mi ciudad se estaban quemando los variadores de velocidad debido a un banco automático que parece que no tenia buenas relaciones con un convertidor AC/DC que estaba cerca, la solución que implemente y me parece que es la correcto para seguir usando estos bichos es introducir los pasos de los bancos por el cruce por cero. Me dio buenos resultados esa experiencia.

8. La sobrecompensación reactiva en sistemas industriales: ¿Puede crear elevaciones de voltaje perjudiciales?

Pregunta

De: Mikalaiunas, Alberto
Enviado el: Mon, 26 May 2003 18:28:34 -0300

Hola a todos:

Estoy escribiendo un artículo en el cual se discuten los pro y contra de la compensación fija y global de la energía reactiva en una instalación y quiero hablar un poco del peligro que se pueda producir una elevación en la tensión de línea cuando la carga que vea el trafo de la subestación vea una carga capacitiva (producto de que baje el consumo y que básicamente la carga sea la del banco de condensadores).

La pregunta para ustedes, entre los que hay muchas personas de experiencia:
¿Tienen algún dato de alguna instalación en donde hayan observado tal elevación de la tensión de línea?

La idea es poder presentar uno o más casos de la realidad en donde haya sucedido esto (sin mencionar explícitamente el lugar).

Gracias para quienes puedan aportarme algún dato.

Ing. Alberto Mikalaiunas
Unidad Sistemas de Energía
Área Proyectos Técnicos
ANTEL

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 27 de Mayo, 2003 13:01:15

Alberto, cordial saludo el tema que tratas es ideal y muy importante, yo he tenido la experiencia de ver lo que tu planteas no solamente una sino varias veces, en mi país lo utilizan mucho para elevar el factor de potencia en el Punto Común de Conexión, o donde se instala el medidor o contador de energía eléctrica simpáticamente es solamente para que vea el medidor un factor de potencia unidad aunque el resto del sistema no lo tenga (aquí hay que recordar que el factor de potencia o la potencia reactiva es un concepto puntual).

En la actualidad estoy viendo un problema en una empresa con un banco automático de condensadores y un grupo de soldadores por inducción en el que el efecto es muy simpático y se presenta en los pasos.

De: Norman Toledo
Enviado el: Miércoles, 28 de Mayo, 2003 10:38:04

Colegas, buenos días;

El viejo problema aún no tiene una sola respuesta y eso responde a que no hay una sola respuesta, las respuestas se presentan ante cada una de las problemáticas, por ejemplo para instalar un banco de condensadores se requiere necesariamente hacer un estudio de la carga, cualquiera que sea esta (la carga), incluido el nivel de voltaje. El estudio de carga indicará el valor mínimo a instalar en condensadores y este se constituirá en el valor del banco fijo, el incremento a partir de ese valor y los pasos del mismo se constituirán en los pasos móviles que usualmente eran iguales, y eso se debía a que los relés de corrección de FP eran construidos para que operaran de esa forma. En la actualidad ya se puede instalar bancos móviles de condensadores con diferentes capacidades. Hay que estar claro que los bancos de condensadores miran hacia arriba el factor de potencia y miran hacia abajo el reactivo.

El concepto de factor de potencia siempre ha estado cambiando, antes simplemente se le definía como el ángulo entre el voltaje y la corriente, en los últimos años la definición se puede interpretar "como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) y es el indicativo de la eficiencia con que está utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil" Se introdujo la palabrita eficiencia, lo que le da un nuevo significado al sistema.

Para una subestación, puede y repito puede ser conveniente (hay que hacer el estudio) tener bancos de condensadores fijos ligeramente superiores a la capacidad mínima, en este momento el mercado cautivo de potencia reactiva es muy interesante y las compañías de transmisión eléctrica cobran y pagan muy bien por ello.

Para una instalación industrial como las fabricas automotrices donde la capacidad instalada en trasformadores y equipos es de 3-4:1 (como entender esto; capacidad instalada en transformadores electropunto p.e. 8.000 kVA y transformador de la SE de 2.000 kVA para toda la planta), es por mi experiencia mejor un banco de condensadores fijos de un 10% la capacidad del transformador de la SE y la otra compensación reactiva instalada en las cargas puntuales, no tener unidades móviles.

Para una instalación industrial donde la curva de carga es irregular y trabaja entre 8 y 12 horas diarias los días hábiles, se recomienda una banco fijo y pasos pequeños

Para una instalación industrial donde la curva de carga es regular y trabaja las 24 horas los 365 días del año, se recomienda un banco fijo y pasos grandes.

En cuanto a la mentada elevación de voltaje que provocan los Bancos de condensadores, es una verdad cuestionable, un banco de condensadores es prácticamente una pila acumulativa que se carga a un voltaje que esta en la línea, es decir usted puede tener un condensador para 600 Vac pero esta conectado a 480, nunca de los va ha tener 600 Vac si usted solo lo tiene conectado a 480. En los sistemas industriales y de distribución lo que hace es permitir por un tiempo determinado que el voltaje no disminuya, y puede ser que en determinadas circunstancias se eleve ligeramente el voltaje, pero que se tenga como norma que un banco eleva el voltaje en mi opinión es errado y no lo he visto, ni medido ni monitoreado, en mis 20 años de experiencia, salvo que algún colega haya corrido con esa suerte me agradaría tener la información.

Saludos,
Norman Toledo Carrión
Ingeniero Electricista (ISPJAE)
Manta - Manabí - Ecuador

9. Problema con f.p. de planta con hornos de inducción y sus posibles soluciones

Comentarios

De: Michel Sandoval
Enviado el: Thu, 16 Oct 2003 20:20:11 -0500

Sres. listeros:

Les comentaré un estudio llevado a cabo por nosotros aquí en Perú:

El hecho de la existencia de Factor de potencia NEGATIVO fue un estudio realizado para una planta la cual tenia en su sistema de funcionamiento 03 Hornos de Inducción los cuales trabajaban con 10 kV, bifásicos y 3000 Hz y 1000 Hz. Esto lo obtienen mediante RESONANCIA y rectificadores de onda los cuales al suministro trifásico 440V, lo convierten en BIFASICO y lo elevan mediante Transformadores (PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE HORNOS DE INDUCCION DE ALTA FRECUENCIA).

En el estudio se detecto que para producir esta RESONANCIA, como es obvio, se utilizan inductancias (que es el bobinado del horno) y gran cantidad de condensadores. Estos condensadores debido al tiempo de funcionamiento de la planta y a su exceso, estaban introduciendo a la red la cantidad de Potencia Reactiva Capacitiva, la cual inicialmente debía ser FILTRADA por los elementos colocados a la entrada del equipo, pero estos, por los años de funcionamiento, no eran los originalmente suministrados.

El estudio en mención conllevo a hacer consultas a fábrica y a especialistas del tema de CALIDAD DE ENERGIA. Fabrica nos indico que esto era absolutamente anormal y que era cuestión de deterioro de equipos (no se tenia un seguimiento concreto de los repuestos colocados durante los años de funcionamiento del equipo). Lo cual era lo mas acertado. En cuanto a los especialistas, como CIRCUTOR, nos indicaron que era IMPOSIBLE, y que no se podía tener la cantidad de POTENCIA REACTIVA CAPACITIVA que se tenia (2200 KVAR capacitivos, factor de 0.5 capacitivo) y que era error de medición, lo cual no era verdad.

En cambio SCHNEIDER ELECTRIC en su división SQUARE-D nos propuso el equipo de compensación reactiva AQSINE, el cual en su principio de funcionamiento, inyecta una forma de onda contraria a la existente y la elimina casi en tiempo real (ya que no existe el llamado tiempo real) y así elimina el efecto causado por la POTENCIA REACTIVA. Es un equipo de ultima generación, pero relativamente caro.

Otro de los efectos que causaban los hornos de arco era la inyección de ARMONICOS, los cuales también son eliminados por el AQSINE en tiempo "REAL".

Es un estudio muy interesante y dio origen a una TESIS (la cual la estoy desarrollando).

Esperando haber colaborado un poco con el tema de Factor de Potencia y a la espera de algun comentario.

Saludos,
B. Ing. Michel Sandoval
Jefatura Dpto. De Ingeniería y Proyectos
AMP INGENIEROS SAC

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Jueves, 16 de Octubre de 2003 10:10 p.m.

Buenas listeros como les va.

Este tema hay que cojerlo con pinzas por que es complejo desde todo punto de vista. Veamos unas cosas (obviamente es mi punto de vista).

Muy interesante lo que plantea Michel, pero en el fondo creo en la respuesta que dio Circutor, factor de potencia negativo no dice nada, una cosa diferente es que al ser el horno un fenómeno complejo que cuando esta produciendo el corto se comporte como una carga altamente inductiva y cuando se liberan los electrodos debido a la tensión la gran impedancia del secundario del transformador se comporte como una carga altamente capacitiva (cuando se analiza esta potencia aparece en muchos analizadores de energía como potencia negativa debido a que se podría entender que la carga en vez de consumir potencia entrega potencia al sistema es por este motivo que aparece el signo negativo y se asocia al factor de potencia leído en ese instante).

Este problema al ser tan dinámico, no solo por la corriente de fusión que varia por la chatarra (si se usa) o por los diferentes materias utilizados, generando con esto fenómenos de corrientes aperiódicas y asimétricas (el 90% de los analizadores basan sus análisis de armónicos y potencia en el concepto de la Transformada de fourier, que análisis sistemas simétricos y periódicos, el otro 10% y son los modernísimos, introducen el concepto de Transformada de Fourier de Ventana móvil para evitar el problema anterior), no podrían ser solucionados instalando solamente bancos automáticos de condensadores (en mi concepto seria terrible, lo que llevo del año he hecho siete análisis de calidad de energía en grandes y medianas empresas y en seis de estas estos bancos generaban graves problemas, el problema no es el concepto de banco automático sino la dinámica de la aplicación).

Por lo tanto antes de dar una solución de un equipo se tendría que analizar mas que todo el sistema en si, donde se estudie el modelo del horno (dos hornos del mismo fabricante puede y lo hacen tener características propias que hay que tener en cuenta), esto nos lleva aun tema interesante las protecciones eléctricas (que no es un tema fácil) y el otro como afecta al entorno este tipo de carga (un fenómeno que no han dicho pero es preferente y producido por estas cargas que se llama Flicker).

Después de esto ahora si, podríamos estudiar el equipo ideal para su solución, que son los conocidos como los SVC (Statics Voltage Compensators), son los mismos bancos automáticos de condensadores, solamente lo que hacen es inyectar reactivos en forma dinámica que los hace mas versátiles. Cuando queremos matar dos o tres pájaros con un mismo tiro, es decir corregir el problema de reactivos y el de armónicos, utilizamos en vez de esos unos bichos llamados Filtros Activos de Potencia en una configuración serie paralelo (o shunt) conocidos como UPFC (les dejo como tarea este nombre).

El AQSINE es un filtro activo obviamente con el nombre del fabricante.

Ahora bien como colofón aquí surge un debate interesante, y es ¿Cómo se mide? y ¿basado en qué se mide?

La mayoría de equipos que analizan calidad de la energía se basan en Fourier y esta tiene sus limitantes. Ahora la mayoría de las teorías de la potencia bajo condiciones no senoidales se han desarrollado para compensar el efecto tanto de los armónicos como el factor de potencia y no todas están adaptadas (o generalizadas) para medir, en esta directiva es que hay varios grupos de investigación (entre ellos el mío) trabajando en la implementación de equipos para medir la potencia bajo cualquier condición.

Bueno espero que sirva para algo lo anterior.

10. Registradores de carga portátiles existentes en el mercado y recomendaciones para realizar estudios de corrección de factor de potencia en industrias.

Pregunta

De: Miguel Reynoso
Enviado el: Jueves, 02 de Diciembre de 2004 01:39 a.m.

Distinguidos Ingenieros: en estos días, he tenido la necesidad, la obsesión, de ingresar a un mercado poco explotado en la región donde vivo (este de Republica Dominicana). Me refiero al ofrecimiento de ayuda a industrias para corregir su bajo factor de potencia.....cosa que nadie ha incursionado todavía en el área. El asunto es que me comunique a una compañía que me dice que para ello necesito un analizador, que cuesta creo que alrededor de 3000euros.....yo pregunto.....tienen algunos de ustedes experiencia en esto?....pueden indicarme que equipo comprar?...donde conseguirlo?.....no preguntare si es rentable porque de eso estoy seguro....realmente estoy sumamente interesado en comprar el equipo para analizar y poder dar un diagnostico sobre el bajo factor en industrias.....si alguien puede ayudarme en esto....agradecido de antemano!!!!

Respuestas

De: Jorge Farfán
Enviado el: Jueves, 02 de Diciembre de 2004 08:59 a.m.

Miguel:

Sobre analizadores de redes existe una gran variedad, no dispongo en el momento de las direcciones, pero te sugiero busques las siguientes marcas y/o fabricantes: LEM (que fabrica los Topas), Circutor (Que fabrica los AR5 y Qwave), RPM, Unipower (que fabrica Los Unilyzer y alguno otro), Dranetz, bueno son los que en este momento recuerdo, ahora todo depende de tus propias necesidades, espero haber ayudado en algo.

De: Mikalaiunas, Alberto
Enviado el: Jueves, 02 de Diciembre de 2004 02:14 p.m.

Te diría que no es el instrumento lo que importa. Más bien es como usarlo para determinadas situaciones.

Por lo que te recomendaría que no te ates a un instrumento. Los posibles valores de factor de potencia de las maquinas eléctricas, así como la de una instalación se pueden estimar con bastante buena aproximación sabiendo bien el tipo de maquina eléctrica (motor, tipo de iluminación, etc). El trabajo de compensar es, en caso que aprendas esto, solo cuestión de ver como están conectados y en que parte de la instalación. Y para esto no hace falta instrumento alguno.

Solo en algunos casos, te diría en el 5 % de ellos, hace falta poner un medidor (o mas bien, un registrador) para evaluar la mejor solución.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 03 de Diciembre de 2004 01:37 p.m.

Amigo Miguel, comparto el espíritu de la nota de Alberto. No apuestes todo al instrumento...Apuesta más a los conceptos.

Es obvio que el diagnóstico de corrección de factor de potencia se puede hacer como primera aproximación a partir de la factura emitida por la empresa de servicio eléctrico, sin embargo un análisis de la calidad de energía siempre es útil disponerlo, sobre todo si se sospecha la presencia de alto contenido de armónicos en el sistema. Si existen armónicos "llenando de basura" el sistema, es más efectivo el uso de filtros que instalar condensadores. La razón, los filtros eliminan la causa raíz del problema que son los armónicos.

De manera que si como aprecio en tu nota, el interés es brindar soluciones a clientes, puedes pensar en un equipo, por ejm. la marca española circutor dispone de muy buenos equipos, pero calibra bien que tipo de equipo necesitas y así probablemente compres el Volkswagen que aguanta tu bolsillo en vez del Rolls que solo usarías para darle una vuelta a la cuadra. Revisa bien el campo de aplicación porque no necesariamente todos los clientes están dispuestos a pagar los estudios de calidad de servicio y eso tienen que ver con la rentabilidad esperada por ti en tu prestación de servicios. La parte técnica debe ir de la mano con la económica.

Adicional al equipo de medición debes aprovisionarte de un buen software de análisis de sistemas eléctricos porque la instalación de baterías de condensadores pueden tener elementos que afecten la operación de la red como son las condiciones de resonancia y las modificaciones del perfil del voltajes, lo cual debe ser revisado antes de recomendar una solución. Instalar a ciegas condensadores es arriesgarse a instalar problemas.

11. Diagnóstico de calidad de la energía en planta industrial para prever problemas asociados a la instalación de nuevos capacitores

Pregunta

De: Luis Enrique
Enviado el: Miércoles, 17 de Noviembre de 2004 04:53 p.m.

Compañeros de elistas, quisiera que alguien me ayudara con lo siguiente:

Tengo cargas como motores con variadores de velocidad por frecuencia, arranque directo, alumbrado, etc. y me están produciendo unos reactivos que la Electrificadora local me los esta facturando. Deseo mejorar el factor de potencia y para ello tengo que dimensionar un banco de condensadores.

Mi preocupación está en que los armónicos producidos por los variadores de velocidad entren en resonancia con los condensadores y hagan que exploten y por consiguiente se produzca una subida de voltaje en todo el sistema y empiece a quemarme equipos. Quisiera que alguien me ayudara en dimensionar un filtro para los armónicos y con ello no tener problema con el banco de condensadores.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Noviembre de 2004 05:29 p.m.

Hola Luis Enrique, leí tu nota y me parece que lo planteas en forma de "thriller" posguerra y en mi opinión tu caso es el de muchos en la industria. Crecimiento anárquico de una red de servicios industriales..

Bueno mi amigo probablemente tengas dos problemas en tu red. Factor de potencia "malo" y armónicos.

Lo primero que en mi opinión debes realizar es un buen diagnóstico de las potenciales fuentes de problemas, mediante un estudio de la calidad de servicio.

Yo iniciaría por el barrido en el PCC (Punto de Acoplamiento Común) de tu red con la del "Utility" y determinar cuales son los armónicos que pueden estar circulando en la red y generan problemas. Hacer este estudio es más barato que invertir en los condensadores a ojos cerrados. Si confirmas que hay problemas con los armónicos hay que dimensionar los filtros para los armónicos "problema". Se pueden dimensionar en forma local en los puntos críticos o en forma general. Obviamente la implantación de los filtros debes hacerlo luego de que en forma teórica determines su impacto en el sistema.

Al eliminar los armónicos debe mejorar el factor de potencia. Ahora ¿¿cuánto mejorará..?? Lo debes determinar en sitio evaluando las condiciones operativas de las cargas motorizadas y otras cargas que no dispongan de equipos ASD (Adjustable Speed Drive). Si el factor de potencia no se ha mejorado a valores aceptables puedes pensar en el uso de los condensadores y para ello debes dimensionarlos tomando en cuenta las frecuencias resonantes y los acoplamientos inductivo-capacitivos presentes en el sistema por causa de armónicos y los capacitores.

Luego del estudio integral tal como te lo sugiero es que deberías pensar en "ir a la ferretería"..

Capítulo 5
Sistemas de Distribución

1. Confiabilidad en sistemas de distribución radiales 79
2. Determinación de pérdidas técnicas en baja tensión 80
3. ¿Qué tipo de poste es mejor usar en líneas de distribución: acero, concreto o madera? 86
4. Medidas para reducir el número de tasas de salidas de líneas de distribución por descargas atmosféricas 87
5. Plan de reducción de pérdidas 89
6. Comportamiento de la curva de carga residencial, su medición y tarificación 90
7. Pérdidas en tableros de distribución 98
8. Cuando se colocan circuitos con varios cables por fase ¿por qué deben ser todos de la misma sección (diámetro)? 99
9. Responsabilidades de la empresa distribuidora de energía ante fallas en su red que ocasionen daños al cliente 99
10. Pérdidas técnicas producidas por sags de voltaje 101
11. Algunos software para análisis de sistemas de distribución 101
12. Equipos y sistemas de referencia utilizados para sistemas de información geográfica (GIS) 102
13. Descripción de un sistema GIS (GE Smallworld) y de las herramientas que ofrece 104
14. ¿Qué significa el nivel de aislamiento de un cable: 100%, 133%, por ejemplo? ... 105
15. Estrategias de la empresa comercializadora de energía española para mejorar problemas de robo de energía y atrasos en pagos de sus clientes 106
16. Uso de un transformador elevador para alimentar un sistema de distribución de 12.47 kV con un generador de bajo voltaje 108
17. Uso de hilo de guarda en lineas aéreas de distribución 109
18. Ejemplo de plan de reducción de pérdidas no técnicas 112
19. Más acerca de planes de reducción de pérdidas no técnicas 116
20. Conveniencia de uso del sistema de distribución monofilar (un solo cable) con retorno de neutro por tierra 119

1. Confiabilidad en sistemas de distribución radiales

Pregunta

De: Limber Gonzalez
Enviado el: Wednesday, July 13, 2005 2:05 PM

Por favor si alguien tiene conocimiento acerca sobre la confiabilidad en sistemas de distribución radiales puros quisiera me envíe las consideraciones que se deben realizar para el calculo y análisis de esta y las consideraciones que se debe tomar en cuenta para el tiempo total de interrupción los valores estándar de tasa de falla y tiempos a considerar ya que yo estoy realizando un estudio para una empresa distribuidora en donde no cuento con los datos del historial que tiene la empresa es por esto que si se puede tomar alguna estandarización o realizar el calculo de estas para poder introducir a la matriz de estado para su posterior calculo.

Esperando una respuesta positiva de ustedes me despido con las consideraciones del caso.

Respuesta

De: Luis Ochoa
Enviado el: Thursday, July 14, 2005 10:40 AM

Estimado Limber, justamente entre una de las tareas me dedico al análisis de confiabilidad en sistemas de distribución, uno de los aspectos muy importantes dentro del análisis es poseer una buena base de datos para el registro de interrupciones, en la cual debes identificar plenamente si el tipo de falla es: externa o interna (programada y no programada), etapa funcional donde se produce, Subtransmisión, S/E, Primarios, acometidas, medidores, etc., toda esta clasificación podrás encontrar en la regulación de calidad de tu país, sin embargo es recomendable ir más allá, con el propósito de obtener indicadores que muestren la fortalezas y debilidades del sistema, por ejemplo una registro de interrupciones en donde se identifique planamente las subestaciones, alimentadores, zonas o agencias de servicio, esto para que permita evaluar y comparar las diferencias existentes al manejar S/E, alimentadores, zonas, agencias , etc, con diferentes políticas de operación y mantenimiento, tipos de zonas servidas como: el tipo social, clima, geográficas, urbana, rural, etc, que de seguro cambiarán dentro del área de concesión de tu empresa . Siempre se debe tener en cuenta que una buena y confiable base de datos permitirá determinar de una manera segura y verás los indicadores de confiabilidad del sistema de distribución que requieras analizar.

Un aspecto de suma importancia que debes tomar en cuenta dentro del análisis, es la evaluación de la energía no suministrada (penalizada y no penalizada), pues esta representa de una manera directa, malestar en la parte social y por otro lado disminución de los ingresos por venta de energía (negocio de una distribuidora) y en el segundo caso pérdidas económicas en mayor grado.

Para que tengas una idea mas clara de como encarar este proyecto adjunto te envío uno estudio que desarrollé el año pasado.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Thursday, July 14, 2005 9:37 PM

Amigo Limbert, para el caso de análisis de confiabilidad puedes usar como referencia el documento IEEE-399 "IEEE Recommended Practice for Power Systems Analysis" (Brown Book). Es un clásico para iniciarse en este tipo de estudios.

Hay algo que se ve interesante en tu nota. Me parece curioso un análisis de confiabilidad a un sistema radial puro, tal como lo describes.

2. Determinación de pérdidas técnicas en baja tensión

Pregunta

De: Miguel Mejía
Enviado el: Thursday, January 17, 2002 8:59 AM

Apreciados compañeros de lista:

Actualmente trabajo en la determinación de las perdidas de energía (técnicas y no técnicas) en una compañía de distribución local, básicamente lo que pretendo es realizar una buena estimación de las pérdidas técnicas y luego por diferencia con el total de perdidas de la compañía, encontrar el estimado de perdidas no técnicas.

Hasta el momento he determinado las perdidas en el nivel de 230 kV, 115kV y estoy terminando el nivel de 34.5 kV; sin embargo, en miras a que prontamente empezare a determinar el nivel de pérdidas de la red de baja tensión (440V -220V-120V) y conociendo de antemano que los km de red en este nivel son importantes, me gustaría conocer si alguien conoce alguna metodología para determinar las pérdidas en la red de baja tensión o algunos artículos o referencias bibliográficas que puedan orientarme ..

Gracias de antemano por la ayuda que me puedan prestar en este tema.

Ing. Miguel Mejía U.
Unidad de Planeamiento Técnico
Electrificadora de Santander S. A - E. S. P

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Jueves, 17 de Enero de 2002 11:31 a.m.

Amigo Miguel qué preguntica!!!

Las metodologías a seguir es calcular en baja tensión es los niveles de tensión presentes en los secundarios de los trafos y después en la cercanía de las cargas (es decir de las casas por ejemplo) verificar este nivel, si la diferencia de tensión excede el 10% tienes un problema de regulación que puede ser por carga o por conductores (es simpático tienes que tener en cuenta a que temperatura haces esta prueba por que recuerda que los conductores varían su impedancia interna cuando aumenta la temperatura este parámetro es importante en el análisis de perdidas en lineas de transmisión).

Lo otro aunque me vuelva cansón son los niveles de armónicos y verificación de quien los inyecta si la carga o las empresas (en este caso tu empresa), este fenómeno incide en la

perdidas de regulación y si su THD de corriente es alto aumenta las perdidas por corriente de EDDY o de Foulcault produciendo calentamiento en el conductor.

Y por ultimo la tecnología más moderna (es moderna por que aplica métodos de electrónica de potencia, pero la teoría es de principio del siglo XIX), esta se basa en el análisis en tiempo real de la impedancia de la línea la variación en el tiempo de esta nos puede dar un indicativo de un fenómeno de falla y si su variación en frecuencia es alta significa que la incidencia de los armónicos es alta (recuerda que la línea es como un inductor), este criterio se esta utilizando para verificación de fallas en lineas eléctricas en forma temprana y para la sincronización de Relés de Lineas diferenciales, también se utiliza (yo la estoy implementando) para la detección de fallas en el aislamiento de los Transformadores de Potencia y de distribución.

Aunque es un poco compleja lo interesante de esta metodología es que te da en tiempo real todos los fenómenos presentes en tanto en la línea de distribución como la detección en forma temprana (como lo dicen los que saben, en forma predictiva) las fallas en los transformadores sin necesidad de pruebas de aceite y sin la necesidad de sacar de funcionamiento el Trafo.

Cualquier duda que tengas con gusto te la resuelvo

Ing. Jair Aguado Quintero
Ingeniero de Diseño
I-LOGIX LTDA (Diseños Electrónicos Inteligentes) Investigador Grupo de Maquinas Eléctricas y Calidad de la Energía Programa de Ingeniería Eléctrica Corporación Universitaria Autónoma de Occidente
Cali- Colombia

De: Juvencio Molina
Enviado el: Sábado, 19 de Enero de 2002 03:53 p.m.

Miguel, estas a punto de iniciar la parte mas complicada de tu trabajo. No tengo idea de las herramientas con las cuales cuentas para el estudio, pero te voy a decir mis impresiones.

Para el estudio de pérdidas en redes de distribución y de baja tensión se aplican análisis de tipo radial y en la generalidad de los casos el estudio se realiza por fases, debido a que existen múltiples circuitos con características distintas (Monofásicos, trifásicos, etc). Un circuito en un determinado momento lleva valores corriente totales de cargas trifásicas/ monofásicas y en otro sector solo cargas monofásicas.

Los flujos de carga mediante las metodologías de Gauss-Seidel / Newton-Rhapson y otros aplicados en sistemas de transmisión no "funcionan" en distribución, debido a que las suposiciones de sus algoritmos no se cumplen en distribución y en redes industriales o residenciales de baja tensión.

Así que el primer problema que debes resolver para iniciar el estudio es como determinar el valor de tensión en cada nodo de la red y luego estudiar las pérdidas aplicando las leyes de Kirchoff y Joule según la característica topológica del circuito estudiado.

Para determinar las tensiones en los nodos existen los denominados flujos de carga radiales los cuales tiene distintas variantes. Algunos métodos usados para flujos de carga en redes de distribución son los siguientes:

.-Método de Advinson
.-Gosh and DAS
.-Renato Céspedes
.-Chiang
.-Kersting
.-Jcavanovic Shirmmohamadi

Por ejemplo el método de Advinson tiene las siguientes consideraciones:
1.- Factor de potencia: Unico para la red en estudio.
2.- Factor de Capacidad Uniforme: (Se define como Demanda Máxima sin Capacitores/KVA instalada en la red)
3.- Factor de Divergencia: 1
4.- Carga Balanceada.

Puedes apreciar que el método hace unas suposiciones un tanto "ideales" sobre todo por el balance de carga, sin embargo es uno de los mas conocidos.

Como el tema es bastante largo y realmente requiere dedicación te informo que un método de flujo de carga que puedes bajar de Internet es el de Mack Grady el cual se encuentra en la dirección www.ece.utexas.edu/Mackgrady el archivo es howdy.zip

De: Juvencio Molina
Enviado el: Lunes, 21 de Enero de 2002 06:15 p.m.

Miguel, de acuerdo a lo requerido te anexo la nota nuevamente.

Adicionalmente, te informo que el método de análisis de DAS fue publicado por IEEE Proc.Gener. Transmision and Distribution, Vol 141, Nro. 4, July 1994. Los autores del método son: D.DAS , H.S. Nagi y D.P Kothari. El artículo publicado se tituló: Novel method for solving radial distribution networks.
Tengo una copia impresa en papel la cual voy a escanear y te hago hago llegar en formato .PDF

El método propuesto por Renato Céspedes fue publicado en IEEE Transactions, 1990, PWRD-5, (1), pp391-396. El artículo se titula "New Method for the analysis of distribution networks".

Por lo que reflejas en tu nota, pienso que las anteriores referencias te pueden ser útiles para iniciar la comprensión del real problema que tienes en las manos.

Una de las razones por las cuales los flujos de cargas convencionales son ineficientes en la solución de redes de distribución es causada por la alta relación R/X que presentan como característica estas redes.

Me atrevería a sugerirte que revises los valores de pérdidas que calculaste para las redes que indicas, en tu nota original, de 34,5 KV. Es muy probable que encuentres sorpresas al aplicarle una metodología de análisis específicamente desarrollada para sistemas de distribución…

De: Miguel Mejía
Enviado el: Lunes, 21 de Enero de 2002 03:25 p.m.

Jair, muchas gracias por tu comentarios y orientaciones, la verdad lo que tu me explicas referente a los armónicos es cierto y su incidencia en las perdidas dependiendo de la no linealidad de las cargas y las condiciones de la red pueden llegar a ser factores importantes en un índice de perdidas en particular, lo cual en principio vería viable para una red pequeña.

La cuestión es que pretender calcular el aporte a las perdidas técnicas debidas a la polución armónica para una red de baja tensión tan grande lo veo bastante complicado; ya sea realizando medidas o simulando ; por otro lado también se debería tener presente las perdidas que ocasionan el desbalance de fases en la red (punto que veo muy complejo, pero que debe hacerse); la ubicación optima de los bancos de condensadores, el efecto joule etc.... es decir existen muchas factores incidentes en la perdidas técnicas , pero la pregunta es :¿cual de todos pesa mas en el índice de pérdidas? Y como se podría valorar (por lo menos de manera estimada).

Podrían calcularse las perdidas de distribución en condiciones cuasi ideales (cero armónicos, desbalance etc), solo considerando el efecto joule (o el que mas pese en el índice de perdidas) y luego ir afinando el índice realizando pruebas mediciones de armónicas hasta lograr afinar el índice real .....es algo que se me ocurre en principio.

De nuevo Jair gracias por tu aporte y te estaré consultando mas adelante.

De: Norman Toledo
Enviado el: Lunes, 21 de Enero de 2002 07:30 a.m.

Miguel y colegas de electric:

Los aportes de los compañeros han sido muy valiosos, considero que al momento no se puede despreciar las cargas no lineales en la red, particularmente en BT. Hacer el cálculo de condición "cuasi ideal" esta bien para un ejercicio universitario, pero en la realidad te estarías mintiendo. Si se hace un pequeño estudio de los valores involucrados p.e. las distorsiones que produce un TV a color THDi(%)=121,00 (muy común en nuestros hogares) particularmente en los horarios de mayor audiencia, se notará que el peso de esa distorsión en la red es muy alta, en especial la 3º y 5º armónica, adjunto una tabla que puede ser hallada en la pagina de Electrotek, con los valores mas significativos de los equipos comunes que están en una red BT.

Type of Load	RMS Load Current	THDi (%)	I3(%)	I5(%)	I7(%)	I9(%)
Clothes Dryer	25.3	4.6	3.9	2.3	0.3	0.3
Stovetop	24.3	3.6	3.0	1.8	0.9	0.2
Refrigerator #1	2.7	13.4	9.2	8.9	1.2	0.6
Refrigerator #2		10.4	9.6	3.7	0.8	0.2
Desktop Computer & Laser Printer	1.1	140.0	91.0	75.2	58.2	39.0
Conventional Heat Pump #1		10.6	8.0	6.8	0.5	0.6
Conventional Heat Pump #2		13.1	12.7	3.2	0.7	
ASD Heat Pump #1	14.4	123.0	84.6	68.3	47.8	27.7
ASD Heat Pump #2	27.7	16.1	15.0	4.2	2.3	1.9
ASD Heat Pump #3	9.7	53.6	61.1	26.0	13.7	4.0
Color Television		121.0	84.0	60.5	35.0	15.0
Microwave #1		18.2	15.8	5.2	3.3	2.3
Microwave #2		26.4	23.4	9.8	2.3	1.9
Vehicle Battery Charger		51.8				
House #1		4.9				
House #2		7.7				
House #3		11.0				
House #4		6.4				
House #5		16.3				
House #6		8.5				
House #7		11.9				
House #8		31.6				

Por otra parte, el Dr. Luis Ignacio Eguiluz en su artículo **Flujo de Potencias y Calidad de Suministro**, http://www.diee.unican.es/diee/pdf/potencias.pdf

expone de una forma muy clara la influencia de estas cargas en la red, y plantea de una forma muy sencilla que no solamente las perdidas I^2*R , las activas y reactivas son las importantes, sino también las causadas por estas cargas no lineales, y en un valor (costo) en algunos casos significativo.

La utilización de programas como el PCFLO, PCFLOH, PFLOW son herramientas muy valiosas que sabiéndolas usar, hacen fácil cualquier análisis.

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 22 de Enero de 2002 12:37 p.m.

Miguel:

Un problema pequeño tiene soluciones pequeñas, pero un problema grande también tiene soluciones pequeñas!!!

Hagamos el siguiente ejercicio si en un sistema de distribución todas las cargas son residenciales podemos asegurar o ver que las cargas se comportan como una impedancia resistiva en su mayor caso por lo tanto el contenido o inyección de armónicos al sistema puede decirse que es despreciable (esto es verificable se han hechos estudios a nivel residencial según estratos socio-económicos y ha resultado que la incidencia armónica es pequeña excepto en los estratos altos que se pueden encontrar más de 2 televisores computadores aires acondicionados

etc), por lo tanto las pérdidas por contenido armónico pueden ser despreciadas, ahora para que un sistema de estos sea balanceado se tendría que cumplir que sea trifásico y que todas las cargas prenda a la vez y se apaguen a la vez (cosa difícil), como conclusión el elemento que más incide en las pérdidas técnicas son las debidas a desbalances (en pocas palabras por los neutros no fluye corrientes sino plata y en cantidad), este fenómeno no solo se presenta en presencia de armónicos que si lo bien es complejo también se presenta en sistemas senosoidales este fenómeno presenta tres problemas:

- De alta incidencia en sistemas de distribución y es un fenómeno aleatorio.
- Los medidores no tienen en cuenta las corrientes homopolares.
- Cuando se hace corrección de factor de potencia con banco de condensadores los métodos utilizados hasta ahora no incluyen el efecto de las corrientes de secuencia negativa ni la de secuencia cero que se presentan en los casos de desbalances (este es uno de los más importantes aportes que ha hecho el Dr. Eguiluz de la universidad de Cantabria de España, el plantea que al calcularse el condensador optimo para mejorar el factor de potencia se tiene que incluir las influencias de las corrientes homopolares que se presentan).

Por ultimo se me olvido comentarte otro fenómeno que influye en gran medida en las perdidas técnicas que es la cargabilidad de los transformadores cuando los trafos no están cargados por más del 50% de su potencia nominal piden al sistema gran cantidad de reactivo (en unos casos llega hacer más grande en potencia el banco de condensadores que la potencia del trafo), y otro inconveniente que se presenta (QUE ES GRAVE) es que a baja carga cuando se desconecta en forma abruta la alimentación por el primario a estos trafos produce un fenómeno de Ferroresonancia que se caracteriza por la aparición ficticia de una gran tensión de voltaje que se refleja en el secundario causando graves problemas, debido a este problema más que todo te sugiero analices o tengas en cuenta la cargabilidad que tengas en tus trafos.

Otra inquietud que surge por que los métodos de flujos de cargas no se aplican o fallan en estos casos recuerda algo importante estos métodos fueron desarrollados en los años entre los 50 y los 70 (Newton Raphson, Gauss-Seidel etc) y los equipos de computo en esos tiempos no se aproximas ni si quiera a la centésima parte de la potencia de computo que tienes ahora, por lo tanto los ingenieros de ese tiempo les toco utilizar métodos como el de linealizar las cargas idealizar el sistema a más no poder, pero los sistemas evolucionaron las cargas no lineales son cada día mas grandes y de verdad los sistemas de potencia en la actualidad su comportamiento no lineal es muy grande, es por eso que programas como los del Dr Grady de la universidad de Texas (PCFLO etc) son los primeros programas que incluyen tanto algoritmos como los flujos de cargas bajo condiciones no lineales hay otros autores que plantean algoritmos no lineales para aplicación a sistemas de distribución y que también los plantean a sistemas de Transmisión (en estos se incluye los que analizan los sistemas de Transmisión para la aplicación y control de los FACTS, que son Filtros Activos de Potencia que controlan tanto armónicos como desbalances y problemas de perturbaciones del voltaje como Sag's etc), es decir la simplicidad que ofrecían los sistemas lineales se están dejando a un lado para analizar de plano el sistema como un verdadero sistema no-lineal, el método de análisis de la impedancia en tiempo real que te planteaba en el otro correo se hace de gran importancia en la actualidad tanto para determinar las perdidas en un sistema como para mejorar los sistemas de protección.

3. ¿Qué tipo de poste es mejor usar en líneas de distribución: acero, concreto o madera?

Pregunta

De: Jorge Martínez Medina
Enviado el: Viernes, 18 de Enero de 2002 07:21 p.m.

Estimados amigos, recientemente tuve una conversación con algunos colegas respecto a construcción de líneas de distribución aéreas, y surgió la interrogante respecto a que era mejor, si utilizar postes de concreto centrifugado, postes metálicos tipo telescópicos o postes de madera...

Lógicamente habrá que considerar aspectos puramente eléctricos, otros de carácter mecánico y por supuesto de carácter económico... Me gustaría saber la opinión de los colegas de esta lista respecto al tema propuesto.

Debo aclarar que nuestro voltaje de distribución es de 23 KV en las zonas urbanas y de 13.2 KV en las zonas rurales de mi país. Los códigos constructivos sobre los que las distribuidoras se basan (y que deberían cumplirse) son los del NERC (según entiendo) en la sección de distribución de energía eléctrica.

En espera de sus comentarios, gracias por su tiempo.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 20 de Enero de 2002 03:19 p.m.

Jorge, mi opinión en el asunto es que no existe una "receta de cocina" para la aplicación postes. Toda la aplicación debe verse en el entorno técnico-económico en el cual se desarrolle el proyecto y en muchos casos por razones de economía de escala las empresas aplican algún tipo de poste en particular.

En Venezuela las normativas permiten el uso de postes de madera pero en la práctica en un porcentaje superior al 95% se usan postes de acero del tipo telescópico. En las zonas costeras con altos niveles de salinidad y corrosión se usan postes de concreto (Estos postes son mas costosos que los de acero tipo telescópicos). En estas zonas costeras, especialmente de la Península de Paraguaná en el occidente del país, existe un problema adicional para el uso de postes (independientemente del tipo). Me refiero al efecto abrasivo del viento, lo cual encarece de manera casi exponencial el mantenimiento de toda la infraestructura electrica a la vista (incluyendo postes).

El uso de postes de madera no es común porque su costo es muy superior a los de acero y son muy fáciles de afectar por el fuego. Adicionalmente tienen la posibilidad de que penetre agua al interior de la estructura de madera (Fallas en el curado y sellado) y en caso de rayos sobre el poste el agua puede evaporarse de manera violenta y la sobrepresión hace estallar la madera en fragmentos (astillas) en algunos casos tipo granada. Existen algunos casos documentados sobre esto.

En el caso de postes de concreto su uso se restringe principalmente por sus limitadas capacidades mecánicas (rigidez), fragilidad de manejo, mayor peso comparativo con postes de acero con esfuerzo en cumbre equivalente y mayor costo (en Venezuela) que los postes de acero.

4. Medidas para reducir el número de tasas de salidas de líneas de distribución por descargas atmosféricas

Comentario

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jueves, 14 de Febrero de 2002 06:09 p.m.

Hola Ramón.

En relación a tu necesidad te puedo indicar que en Venezuela he trabajado casos parecidos a lo que planteas y hemos obtenido muy buenas experiencias realizando mejoras en las puestas a tierra de los postes y estructuras, aumentando los niveles de aislamiento de la red y aplicando descargadores de sobretensiones separados de manera calculada entre los postes de la red.
Una muy buena guía para mejorar el funcionamiento de una red de distribución ante la presencia de rayos es IEEE 1410 "Guide for Improving Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines". Año 1997

La he usado y hemos obtenido resultados excelentes.

Mi enfoque hacia el problema:

1.- Cuál es el valor de confiabilidad que requiere tu sistema
2.- Cuáles son las estadísticas de número de rayos por año y cual es la exposición de la línea a los rayos.
3.- Cuáles son los valores de resistividad del terreno sobre el cual está instalada la red.
4.- Tipos de apantallamientos naturales de la red

La validación de los aspectos mencionados te permite definir el grado de protección que requieres, el diseño del sistema de protección y en consecuencia el monto de inversión requerido.

Particularmente te puedo citar dos experiencias:

1.- Zona del sur del Estado Monagas, en el Oriente de Venezuela: Esa zona presenta las características siguientes: Densidad promedio cercana a 8 descargas/Km2/año con valores medios de energía en las descargas (esto último son valores fundamentalmente: valores de resistividad del terreno en promedio de 5000 Ohms-metro llegándose a encontrar de manera muy normal valores de 25000 ohms/metro. La red sirve pozos petroleros y se encuentra instalada en una gran parte en el medio de un bosque de pinos con un área superior a 1/2 millón de hectáreas).

Solución: Retorno sólido de tierra (contrapesos) e instalación de descargadores de sobretensión, del tipo intermedio, cada trescientos metros (aprox: cada tres postes). Comento

que existía existe apantallamiento natural, por lo cual no había muchos impactos directos pero si alta tasa de salida por descargas cercanas. Por lo tanto no funcionó cable de guarda

2.- Otras zonas del oriente de Venezuela (Norte del Estado Monagas y zona Centro-Norte del Estado Anzoátegui): Aplicación de descargadores de sobretensión de tipo distribución espaciados aprox. 200 y 300 metros (hay algunas variaciones en los casos), valores de puesta a tierra de los postes: 5 o menos ohmios para aquellos que tendrían montados los descargadores y valores de 15 ohmios en aquellos que no tendrían descargadores. Aumento de valores de aislamiento: En redes de 13,8 Kv usamos 25 kV y en algunos casos podemos llegar a aislar hasta para 34,5 kV.

Obviamente hay que hacer buenas definiciones de coordinación de aislamiento con otros equipos.

3.- Se han instalado equipos reconectadores y relés de reenganche en S/E(s) de Distribución

¿Qué hemos observado?

1.- La aplicación de cable de guarda en nuestras redes de distribución no disminuye la tasa de salida.

2.- Mejorar los valores de puesta a tierra de los postes (15 ohmios o menos) contribuye a disminuir la tasa de salida.

3.- La aplicación de descargadores de sobretensión combinado con mejoras a los sistemas de puesta a tierra (5 ohmios en postes con descargadores) y 15 o menos ohmios en el resto de postes ha permitido, en la generalidad de los casos, obtener los valores de tasa de salida requeridos de manera particular.

4.- En casos de alta exigencia de confiabilidad se aumenta los valores de aislamiento y se combina con aplicación de descargadores y mejoras de las puestas a tierra.

Finalmente, coincido con el amigo que escribe desde Bolivia... No hay una receta de cocina... Cada caso debe analizarse de manera particular, pero mi experiencia me indica que casi independientemente de la tasa de salida requerida se debe atender en primer lugar las mejoras de las puestas a tierra del sistema Lo demás son elementos agregados para cumplir un número requerido de confiabilidad.

En último lugar coloco el uso de cable de guarda sobre la red. La razón:

Los impactos directos sobre la línea son bajos, generalmente las redes de distribución cruzan zonas que les proveen de apantallamiento natural (edificaciones, áreas industriales, bosques, montañas, etc.) El cable de guarda no protege contra descargas cercanas (Esta es la situación que ocurre mayormente)y adicionalmente cuando ocurre un impacto directo las distancias de separación entre fases y fases a tierra generalmente son insuficientes para evitar el "flashover" en los aisladores. Es decir aplicar cable de guarda casi de manera directa obliga a aumentar el nivel de aislamiento de la red. Eso no ocurre al usarse descargadores...

Espero que esta nota contribuya en algo con tu necesidad…

5. Plan de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas

Pregunta

De: Miguel Angel Castellón
Enviado el: Wednesday, March 13, 2002 10:55 AM

En esta ocasión les solicito ayuda, estoy buscando información para la creación de un plan de reducción de pérdidas en una compañía distribuidora de energía eléctrica, esto incluye reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

He buscado información en Internet, sin embargo hasta el momento no he podido encontrar algo que pueda orientarme. Les agradeceré muchísimo su ayuda.

Atentamente,

Miguel Angel Castellón
Gestión Energética - EEO
San Miguel, El Salvador

Respuestas

De: Miguel Mejía
Enviado el: Viernes, 15 de Marzo de 2002 04:01 p.m.

Miguel Ángel: Debo decirte que la experiencia internacional en los programas de reducción de perdidas (casi toda obtenida de concesionarias de nuestros sistemas de distribución provenientes de España y Chile básicamente) en ellos se ve que todos los planes de reducción de perdidas inician atacando las "perdidas no técnicas" y específicamente la perdida administrativa (o interna, es decir debida a problemas de facturación y procesos administrativos en general), luego se atacan los FRAUDES y ROBOS francos de energía todo esto por tratarse de una inversión mas baja que la que implica el mejoramiento de redes de distribución y del sistema en general; es decir la perdida técnica propiamente dicha cuyos montos de inversión son bastante elevados y recuperan muy poca energía comparada con la recuperación de perdidas no técnicas prácticamente se hace al final.

Espero que sigamos en contacto y me comentes tus avances.

Saludos,
Ing. Miguel Mejía U.
Unidad de Planeamiento Técnico - Electrificadora de Santander S. A - E. S. P

De: Alfredo Abarca
Enviado el: Jueves, 18 de Julio de 2002 08:48 p.m.

Por el nivel de pérdidas que cuentas el asunto es delicado, por lo que te recomendaría formular un Plan para la reducción de pérdidas para unos cuatro años, lo cual necesariamente requerirá de un diagnóstico previo.

Sin embargo como se ve, las pérdidas están a la vista, para lo cual tienes que formar grupos de intervenciones a los clientes fraudulentos los cuales tienen que ser sancionados de acuerdo a la Normatividad con la que cuentes, si es que existe, inclusive se les cobra por la energía consumida hasta un año atrás (un recupero de energía). Estas campañas tienen que contar con el apoyo de la autoridad (policía), por que al fin y al cabo se hace un uso ilícito de la energía.

Paralelamente se tienen que iniciar campañas masivas de mejoramiento de las acometidas (conductores concéntrico de la red hacia el medidor del cliente), iniciando las acciones en las zonas de mayor consumo, estas campañas pueden estar acompañadas de contrastaciones de los medidores y su respectivo precintado y remachado (no te recomiendo soldar las cajas porta medidores).

Luego de haber realizado esta campaña a los largo de un par de años, puedes iniciar con las pérdidas técnicas, en las redes subterránea seguro que tienes un buen componente de las pérdidas, derivaciones clandestinas, fugas a tierra, etc.

Obviamente la inversión tiene que ser fuerte, pero te diré que invertir en pérdidas sobre todo en los porcentajes en los que me indicas, es un negocio redondo.

Espero que puedas revisar el documento que te envío y me hagas llegar tus comentarios.

Saludos.

Alfredo Abarca Ancori
Ing. Electricista Electro Sur Este S.A.A.
División de Pérdidas e Inversiones

6. Comportamiento de la curva de carga residencial, su medición y tarificación

Pregunta

De: Eugenio Vicedo Tomey
Enviado el: Jueves, 11 de Abril de 2002 06:10 a.m.

Amigos de la lista:

Busco información, artículos, experiencias o simplemente comentarios en relación con los consumos de energía eléctrica en el sector residencial (viviendas) y planes para su disminución o uso racional.

Respuestas

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Domingo, 14 de Abril de 2002 08:29 p.m.

Eugenio: El asunto que estás consultando es bastante peliagudo, y tiene a mal traer a los técnicos en distribución de las empresas de energía. O sea, convencer a la clientela que baje la demanda, especialmente en horas punta.

Como te dije en un correo anterior, hay tecnología (y a precio razonable) para hacer entrar en vereda a los grandes consumidores. Pero en el caso del sector residencial, el uso de medidores que discriminen los consumos por horario de utilización aún es bastante caro. Lo más barato, pero de resultado incierto, por no decir casi nulo, son las campañas públicas para despertar la conciencia de la gente (¡¡!!). El único método conocido para estos casos es afectando a la víscera más sensible del hombre: su bolsillo.

Claro que hay tecnología disponible, pero para empresas y clientes con buen poder económico, como el caso que conozco de Electricité de France. Te lo cuento rápidamente como información técnica, pero de casi imposible puesta en práctica para muchas de nuestras empresas de energía. Esta experiencia de EDF es de los años ochenta. Seguramente la han repetido con tecnología más avanzada, pero los principios son los mismos. Mediante sorteos estratificados y aplicando teorías de estadística, se eligieron, de entre el total de sus 20.000.000 de clientes domésticos (BT), alrededor de 1.200 domicilios que fueron tomados como muestras para el sondeo, consistente en determinar cuál era su curva o perfil de carga diaria, durante las veinticuatro horas de todo un año. De esta forma, ver cuál es la incidencia de esa clientela en la Curva Nacional de Carga a lo largo de las cuatro estaciones, para estudiar cómo "correrlos" de ahí mediante distintos artilugios, como ya te cuento más abajo. Para el estudio se organizó una campaña de medición. Mediante la gestión y diseño en conjunto de EDF y empresas particulares especializadas se construyeron 1.500 registradores a casette, montados en una caja junto a un medidor monofásico de energía activa provisto de un emisor de impulsos equivalentes a la demanda en períodos de diez minutos. Previa aceptación del dueño de casa, se instalaba ese conjunto dentro de su vivienda, y durante un año se registraban sus consumos y su perfil de carga. De más está decir que hubo muchos casos de desconfianza hacia EDF ("me van a aumentar la tarifa", "para nada bueno será este estudio" , "lo que venga del gobierno seguro que no me conviene" etc.) por lo que hubo que prever muchas muestras de reemplazo. Se entiende que las curvas de carga así relevadas son una muestra del consumidor medio de toda Francia. La forma de la curva es idéntica para todos. La diferencia, naturalmente, está en la escala, que variará según el equipamiento eléctrico de las distintas categorías. El sorteo estratificado, permite asegurar eso, como quedó fehacientemente demostrado más adelante, pese a que del total de 1.300 muestras se evaluaron menos de quinientas. (No entro en mayores detalles porque este correo llevaría cerca de cincuenta páginas. El tamaño de la muestra, a partir de una cantidad base, aunque no lo parezca, es independiente de la cantidad de clientes que tenga la empresa que hace el estudio). Los 20.000 de clientes se dividen en 14.000.000 medidos en simple tarifa y los restantes en doble tarifa. Durante ese año los registros permitieron conocer los hábitos de consumo de la clientela promedio. Por ejemplo:

-Cómo "pesa" la clientela doméstica en la curva de carga nacional durante el invierno, o sea cuánto es el incremento en MW/ºC de descenso de temperatura a la hora pico. Ese aumento de demanda, si se lo puede prever (con estos estudios lo pudieron hacer) le permite a EDF negociar con anticipación la compra de esa potencia adicional para los días en que el pronóstico meteorológico apunta como de gran frío. Esa negociación se lleva a cabo con los países interconectados con Francia, y que debido a su huso horario ya hayan superado la hora pico.

- Cómo "pesa" en la curva de carga nacional un evento de extraordinaria convocatoria por la TV, como fueron los partidos en los que jugó Francia en el mundial de fútbol de México 86. Los técnicos del Despacho Nacional de Carga comentaban el problema que se presentaba cuando algún evento así comienza (o termina) muy temprano por la mañana o muy tarde por la

noche: en el primer caso, millones de TV se conectan casi simultáneamente, y el segundo, esos millones se desconectan simultáneamente, ya que todo el mundo se quiere ir a dormir.

- Cómo "pesa" en la curva de carga nacional la influencia de los grandes calefactores de agua que hay en Francia. Este estudio permitió la creación de una nueva tarifa, muy novedosa en su concepción. Más adelante te hablo de eso.

- Dio herramientas para el planeamiento a largo plazo de las redes de transmisión y de distribución…
- Ídem para mejorar los procedimientos de medición y facturación.
- Ídem para mejorar el aprovechamiento del parque de transformadores de distribución y potencia.
- Ídem para mejorar la estrategia de compra de potencia y energía a otras empresas o países.

Una vez terminada la campaña de medición, de sus resultados, y del estudio de modelos de simulación de demanda, se encontraron métodos directos e indirectos para "planchar" la curva nacional de carga.

La semana que viene sigo la historia, ya que este correo se está poniendo pesado.

De: Jair Aguado
Enviado el: Lunes, 15 de Abril de 2002 01:26 p.m.

Aunque Enrique planteo algo muy interesante para los consumos de energia domesticos quiero aportar algo.

Lo primero que se debe hacer aunque cueste es verificar los consumos por sector y se hace instalando lo que se conoce como Macromedidores, en los países que han privatizado las empresas de energía es una obligación para las empresas instalar estos medidores para tener una idea de los perfiles de carga y así poder los centros reguladores de despacho tanto centrales hidroeléctricas como termoeléctricas poder autorizar los despachos de las centrales y el porcentaje de potencia inyectado por cada central, los despachadores de las centrales se tienen que volver unas personas habidas de información por no solamente el fútbol produce eso en Colombia el día que eligen a las Reinas el consumo se incrementa en las épocas de Ferias por ejemplo en Cali, la feria arranca el 25 de diciembre hasta el 30 y los alumbrados es decir poner bombillos de colores tanto en las casa como en lugares públicos incrementan los consumos fuertemente, muchos eventos que se presente se tienen que tener en cuenta por el despachador.

En la actualidad se esta poniendo de moda los flujos de carga para sistemas de distribución donde se estudian imnumerables tipos de carga y su influencia en las protecciones y en la capacidad del sistema (Dios mediante mi tesis de Maestría es el Desarrollo de un programa de Flujo de Cargas para sistemas de distribución basado en la Teoría de Juegos), esto le da capacidad al operador de poder controlar los perfiles de carga en sectores tan disímiles como son los residenciales.

Otro aspecto importante que no se ha tenido en cuenta es que por su naturaleza los consumos residenciales son en su mayoría cargas monofásicas que son alimentadas a partir de sistemas trifásicos de alimentación estos ocasiona que por los neutros del sistema vaya corriente por el problema de los desbalances esto es potencia de secuencia cero y a la larga es energía perdida

no consumida ni facturada en el mayor de los casos esto hay que tenerlo muy en cuenta por que hay ya equipos para eliminar este problema..

Y el ultimo punto aunque puede sonar autoritario es limitar en los medidores el máximo consumo de energía por sectores o como se conoce en Colombia por estratos sociales, en mi país los estratos 1, 2, y 3 reciben subsidios para el pago de los servicios públicos y a su vez los estratos 5 y 6 tienen que pagar un porcentaje respecto a lo que se consume para subsidiar a los demás estratos, el cuatro es lo que se conoce como clase media baja y a ellos no tienen subsidios ni son obligados a dar porcentaje pero son los que más sufren en carne propia el aumento de las tarifas.

Frente a esta problemática en un medidor desarrollado por mi le incluimos la capacidad de limitar el consumo para que la gente según los estratos pueda consumir energía hasta los limites permitidos por los estratos, esta es una forma fuerte pero ayuda a regular el mercado.

Cordialmente,
Jair Aguado Quintero

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Lunes, 15 de Abril de 2002 09:47 p.m.

Jair: La consulta de Eugenio Tomey estaba relacionada con el uso racional de la energía y la potencia eléctricas del sector residencial. Lo que vos planteás respecto a la instalación de macromedidores (te copié la palabra) es para mejorar el gerenciamiento del parque de transformadores, para analizar las necesidades de crecimiento de las redes, etc. Aquí en Córdoba también se ha instalado un medidor trifásico en cada una de las subestaciones transformadoras MT/BT, mediante TC toroidales para intemperie.

Ese medidor registra energía activa, reactiva y perfil de carga con autonomía de unos noventa días (memoria circular). Fundamentalmente están instalados para el estudio de pérdidas no técnicas, para lo cual se debe comparar ese consumo total con la suma de los parciales que arroja el archivo de facturación para los consumidores aguas abajo de ese medidor.

Esto se dice fácil, pero el inconveniente grave reside en que hay que hacer un estudio de campo para vincular cada usuario a la red. En otras palabras, saber qué usuarios están siendo alimentados de una subestación en particular, para poder hacer esa sumatoria y posterior cotejo con el "macromedidor". Y la empresa debe tomar la decisión de mantener al día esos archivos, ya que la movilidad de clientes de alta y de baja es grande, sin contar con alguna reconfiguración de la red. O sea que en la realidad, el sistema es de difícil puesta en práctica, y aquí al menos creo que ya está todo desactualizado. Lo que es imprescindible es que los "macromedidores" registren el perfil de carga, para poder de esa forma conocer al dedillo cuál es la incidencia sobre la curva de carga en hora pico de cada sector.

Además de todos los usos que mencionás para los despachantes de carga, la responsabilidad de cada sector de clientela en la curva nacional es básica para que las tarifas hagan justicia con quienes "pesan" en la curva, (y cómo "pesan") lo que es lo mismo decir que tienen participación en las pérdidas de transmisión, transformación y distribución (*). Lo que plantea Eugenio apunta a otro lado, es decir, tratar de optimizar las instalaciones de las empresas desde el punto de vista del comportamiento y hábito de consumos de la clientela doméstica. Vos

mismo, más adelante, mencionás un método directo para eso: ese medidor que desarrollaste para limitar el consumo, según el estrato social que se trate.

No sé bien cómo lo limita, pero se trata de un método muy eficiente, seguramente. En algunas partes, aguas abajo del medidor hay un interruptor termomagnético accesible al cliente, que limita la corriente máxima admisible, según el contrato que tenga con la empresa. Aquí en Argentina, hace unos años, un amigo que trabajaba en una de las más grandes empresas distribuidoras del país, diseñó junto a técnicos de una fábrica de medidores un dispositivo que al sobrepasar la corriente el límite fijado por la tarifa para ese estrato, cerraba un contacto y activaba un segundo totalizador con tarifa bastante más cara. Pronto aparecieron los problemas derivados del accionar rápidamente alternativo del relé de sobrecorriente cuando ésta estaba en el límite. Ese rápido cerrar y abrir de contactos hacía "zapatear" al mecanismo de relojería encargado de conmutar mecánicamente los totalizadores. Se instalaron muchos de ellos, pero fueron retirados por los múltiples problemas que aparecieron. Desde ya que todo era electromecánico, dada la época en que se desarrolló. Pero creo que aún no hay nada accesible desde el punto de vista económico. Chau, un abrazo de Enrique.

(*) Esto es lo técnica y económicamente justo. Pero hay realidades que no se pueden dejar de lado y los gobiernos diseñan tarifas como la que describís, en donde ciertos estratos sociales subsidian a otros de menores recursos. Y aquí los técnicos tenemos poco que decir...

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 16 de Abril de 2002 11:42 a.m.

Enrique cordial saludo, a ver cuando se habla de uso racional de la energía y metemos al sector residencial se deben partir de dos principios:

1.0 Políticas estatales para ahorro energético.
2.0 Políticas sectoriales para obtener ahorros energéticos.

Bajo estas premisas los gobiernos proponen normas y leyes, las empresas del sector eléctrico proponen tarifas y las empresas de ingeniería proponen soluciones tanto para alcanzar ahorros energéticos como los mecanismos, todo esto es un matrimonio.

En el siglo pasado (aunque suene raro) a mediado de la década de los noventa (más concreto antes del 95), solo se utilizaban los flujos de carga para sistemas de transmisión y la carga se referencia como un invariante de fácil manejo, con la revolución electrónica y los problemas del Niño que afecto a muchos países se comenzó a utilizar los flujos de carga para sistemas de distribución y se comenzó a conocer la incidencia de la carga al sistema en general.

Lo anterior es para decir que aunque cueste hay que caracterizar todo el sistema en primera instancia para poder determinar que mecanismo de ahorro se tienen que aplicar en cada caso, esto lo tiene que hacer las empresas del sector eléctrico y en muchos países se esta obligando a estas a conocer a ciencia cierta su mercado.

¿Ahora las empresas de ingeniería como pueden ayudar al uso racional de la energía?

En los sectores donde por cuestiones de Calor se utilicen muchos aires acondicionados los motores de la mayoría de las unidades condensadoras utilizan motores de inducción monofasicos o trifásicos si son grandes, aunque en los trifásicos hay soluciones para el control

de velocidad de los motores en los monofasicos es complejo el sistema por eso se han desarrollado los motores conocidos como "Permanent Magnetics Motors (PMM)", con capacidad de poder variar su velocidad y esto da como resultado que en un sistema de aire acondicionado no solo la variable de la Valvula Termostatica que controla el flujo del Refrigerente se puede "controlar" también la velocidad del motor, la aplicación más poderosa de estos Motores PMM es en los Refrigerados domésticos donde se pueden lograr ahorros de un 40% y esto es debido a que los motores de los refrigeradores es lo que permanece más prendido en una residencia e incide en forma directa con el costo de la energía.

Aunque en mi concepto es descreste de "Bobos" los calentadores a gas pueden generar ahorros sustanciales en los lugares que utilicen agua caliente para bañarse digo que es un descreste por que en mi país ya se comienza hablar de cobrar tasas según los estratos por ser tan barato según ellos el gas y en pocos años veremos el desastre en tarifas.

Otro método para seguir utilizando estos calentadores eléctricos de agua, es aplicando un concepto de aplicar corrientes de alta frecuencia utilizando inversor tipo CSI con esto podemos lograr calentar agua a menor tiempo (utiliza el principio de los horno de inducción) se encuentra ahorros por encima del 50%.

Ahora el tema espinoso de los hábitos de consumo va ligado mucho a políticas de estado los líderes en ahorro energético industrial modificando los horarios de trabajo en la industria automotriz. En México estuve en una conferencia de Ing. José Federico Hernández Saenz de la Universidad Regiomontana en un simposio de Calidad de la Energía y Ahorro, donde solo cambiando los turnos de trabajo (se llego acuerdo con los sindicatos y el gobierno, etc.) se lograron ahorros bastante significativos, nos puso otros ejemplos de las cementeras y las productoras de acero, pero como conclusión es de difícil aplicación en países donde los turnos de trabajo se paguen según el horario.

Otra solución de modificación de hábitos es que en ciertos países los fines de semana la bajar el consumo generalizado las empresas modifiquen sus sistemas de producción y trasladen a estos horarios los procesos que consuman más energía.

Repito como conclusión que los hábitos son políticas que deben acometer tanto el estado como las empresas del sector eléctrico.

Ahora aunque suene muy duro las empresas solamente están tratando de eliminar las perdidas No-Técnicas porque con estas ahorcan a los usuarios residenciales como industriales. Hay las perdidas Técnicas que desde su análisis hasta la puesta en marcha de correctivos les ha quedado grande a muchos ingenieros que trabajan en dichas empresas las perdidas técnicas pueden ser:

1.0 Corrientes de desbalanceo producen potencia de secuencia cero que en el tiempo son energía no consumida y lo peor no facturada pueden tener una incidencia cercana al 40% del total de las perdidas No-Técnicas, esto ahora lo están viviendo en carne propia las industrias que cogeneran que están viendo que sus generadores se calientan, presentan oscilaciones del flujo de potencia y se lo añaden al pico de la carga y no están analizando estas potencias de secuencia cero que afectan directamente el funcionamiento de los generadores.

2.0 Sag's de Voltaje (permítanme utilizar aquí el termino), según estudios realizados recientemente estos producen perdidas cercanas al 30% de las perdidas técnicas, aunque suene ridículo que la reducción del voltaje entre 10 mseg y 1 seg produzca pérdidas se han

desarrollado dos índices el SARFIx y el SAG SCORE y una mediana empresa (gringa por supuesto) puede generar perdidas en dólares por encima de los US$ 150.000.oo al año, en países como los Estados Unidos producen perdidas anuales calculadas en Billones de Dólares al año, Y LO ANTERIOR ES PERDIDAS EN ENERGIA FALTA AÑADIR LAS PERDIDAS POR DAÑO DE EQUIPOS POR LOS EFECTOS DE LOS SAG's.

3.0 Armónicos aunque son mi Karma, estos producen perdidas energéticas por que afectan el factor de potencia del sistema y además producen Potencia de Secuencia Cero que a la larga es energía. NO CONTEMOS LOS EFECTOS NOCIVOS A LOS EQUIPOS POR AHORA (AUNQUE ESTO ES PLATA).

Y por ultimo (de verdad), lo que yo pretendo con los medidores electrónicos de energía es que se vuelvan un "Centro de Costos" donde tanto usuarios residenciales como comerciales e industriales puedan verificar los consumos y ellos mismos general su perfil de carga, con sistemas electromecánicos es casi imposible con electrónicos la frontera es el cielo.

Se puede comenzar en decir que los usuarios puedan verificar lo consumido a diario y el valor de estos en vez de solo mostrar un contador que en si no dice nada hasta que llega la factura.

El control de lo consumido se puede hacer programando la máxima carga admisible para uno nivel de tarifas y si se excede puede dar una alarma sonoro y si sigue el consumo en el medidor se encuentra un relé estático (en el que yo diseñe lo incluí) que se dispara, para que los usuarios reduzcan cargas y con esto obligamos a reducir el perfil de consumos en sectores.

Otra cosa importante es que el usuario tenga acceso a toda hora del consumo y que el a su criterio lo pueda programar, estos mecanismo se utilizan mucho en telecomunicaciones !quien no ha llegados a casa y pudo ver que los teléfonos tenían un candado este era el control manual de utilización del teléfono!.

Ahora los sobrecostos de incluir todo esto en los medidores se reduce por su volumen y se pagan a corto plazo solo con el ahorro obtenido.

Espero Enrique que te haya ganado en escribir el correo más largo de elistas.

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Domingo 05/05/2002 10:34 p.m.

Eugenio y Sres. de la Lista: Hace un tiempo, y tratando de contestar una inquietud de Eugenio Tomey les hice algunos comentarios sobre los esfuerzos de las distribuidoras de energía para planchar la curva de carga de la clientela doméstica, especialmente en horas pico. Continuando con el tema, recordarán las campañas de medición (*) que hizo EDF para detectar los hábitos de consumo de esa clase de clientela. Con los resultados de esas campañas y modelos de simulación de reacción de los clientes, diseñaron algunas tarifas bastante novedosas, al menos para lo que se ve por estos lares. EDF detectó una gran anarquía en la entrada y salida de servicio de las resistencias calefactoras de los termotanques para agua caliente domiciliaria. Y para tratar de que no entren en las horas pico, elaboraron una tarifa muy económica para toda energía demandada a la madrugada. Y para que los termotanques tengan suficiente autonomía para todo el día, interesaron a los fabricantes de electrodomésticos para que construyeran calentadores de gran capacidad, de alrededor de 400l. El interés en responder a este requerimiento se debió a que los modelos de simulación aseguraban que varios miles de

clientes se iban a acoger a esa modalidad. Y los construyeron de todas las formas, chatos, altos, triangulares para debajo de las escaleras, etc. Y ahora hay que hacer que funciones de 01:00 h a 05:00 h. En EDF hace tiempo que tiene en funcionamiento el sistema "Pulsadis" mediante el cual superponen a las redes de 50 Hz en servicio una señal de 175 Hz, "entrecortada" tipo código Morse. Ese tipo de señal, evidentemente puede adoptar muchísimas formas distintas, para comandar casi cualquier cosa. Por ejemplo, con detectores "sintonizados" apropiadamente, mandaban la señal cada 15 min para los indicadores de demanda máxima. O para que entre o salga la tarifa diurna o nocturna, o encender el alumbrado público, etc. En esta oportunidad, instalaban en casa del cliente que aceptaba la oferta un contactor que se activaba dentro del horario que ya comenté más arriba. Y de esa forma desplazaron a la madrugada a más de 4.000 calefactores de agua. Esto era por los años 80. Hoy supongo que la cifra ha subido mucho.

Otra tarifa, esta sí que es novedosa:

Detectaron que como promedio, tienen veinte días al año en que se les pone crítica la demanda máxima en horas puntas, especialmente en invierno. No tengo ahora el dato, pero la demanda se les incrementa notablemente por cada grado centígrado de disminución de la temperatura. Entonces la tarifa que proponen a los clientes es bastante baja para los consumos de todo el año, salvo en esos veinte días. La cosa es así: a quienes les tienta la oferta, les instalan un contactor que comanda la doble tarifa de un medidor monofásico, además de ponerles una alarma acústica. Tanto la alarma como el contactor están comandados por el sistema Pulsadis. Es evidente que no se puede prever con anticipación cuáles serán esos veinte días, salvo unas pocas horas antes del pico. Faltando una media hora para la hora crítica, mandan una señal que activa la alarma, anunciando que "falta media hora" Y un rato después, otra alarma, hasta que a la hora crítica para el sistema, suena la alarma por última vez y se activa el contactor de la doble tarifa. Y los consumos registrados en ese segundo totalizador son cobrados a tarifas escalofriantes. De esa forma, lograron disminuir más aún la curva nacional a la hora pico. Y el período de "abstinencia" puede durar cuatro o cinco horas. O sea que el que se acoja a esa tarifa tiene que estar dispuesto a desconectar hasta el timbre. Pero esa molestia de veinte veces al año les permite ahorrar muchos francos durante el resto del año. (No sé cómo hacer para no repetir la palabra "año").

Como producto adicional de las campañas de medición, lograron construir la curva "Demanda-Consumo", o sea una curva que entrando por un eje con los consumos anuales de un cliente, se obtiene en el otro con qué demanda ha consumido esa energía. Naturalmente que no se ha hecho una curva por cliente, sino que se los ha agrupado por categorías, unas diez en total, todas las cuales tiene casi la misma forma de curva, con los lógicos cambios de escala. Y eso permite prever con anticipación el crecimiento en determinadas zonas para prever nuevos mallados o centros de transformación.

Como conclusión, se deduce que no es fácil desplazar consumos domésticos de las horas punta si no dispone de suficiente tecnología como la que desplegaron los franceses.

Enrique.
(*) Aquí en Argentina (1989/1990) se desarrolló una campaña de medición con el asesoramiento de EDF International. Se instalaron 2.850 registradores entre clientela doméstica, industrial y subestaciones MT/BT. Cada registrador trifásico estaba alimentado por un medidor de activa y uno de Q (una especie de medidor de reactiva), ambos equipados con emisor de impulsos. Los medidores monofásicos también contaban con su emisor de impulsos, pero no se controlaba la energía reactiva. En estas campañas intervinieron las seis mayores

empresas de energía del país en esos momentos. Lamentablemente no pudimos aprovechar sus resultados en forma global, ya que cerca de la finalización de las campañas de medición comenzó el proceso de privatización de la más importante de las empresas (la ex SEGBA) que fue subdividida en tres y lo mismo pasó con otra en el NO del país. Pero de todos modos, los resultados fueron aprovechados por cada empresa para sus propios estudios.

7. Pérdidas en tableros de distribución

Pregunta

De: Henry Poma Coris
Enviado el: Viernes, 08 de Marzo de 2002 07:42 p.m.

Si alguien tuviera información sobre tableros para subestaciones de distribución, donde estén las pérdidas en los tableros a diferentes potencias. Tengo un problema con corrientes parásitas en tableros de distribución el cual describo en el archivo adjunto. Agradeceré cualquier ayuda

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Domingo, 10 de Marzo, 2002 18:20:34

Desde el punto de vista de sistema electrico, las subestaciones, los tableros tanto de control como de distribucion no deben producir pérdidas ni por consumo ni por insercion y menos en el nivel que tu planteas, yo no considero eso perdidas sino una carga fantasma que no han detectado, podrías obtar por lo siguiente

1.0 Al tablero hacerle un estudio de imagen termica con estas graficas puedes encontrar los puntos mas calientes del tablero.

Otra cosa el concepto de corrientes parasitas es mas orientado a significar las corrientes generadas en alta frecuencia por el ruido conducido producido por los convertidores AC/DC, estas de por si su contenido energetico es muy bajo por eso para eliminarlas los filtros son relativamente pequeños imaginate una corriente de 50 amperios a 1000 Hz que efectos nosivos le traeria al sistema. por lo tanto no cabe en la magnitud de potencia que dices que se te pierde el concepto de corrientes parasitas.

2.0 Debes hacer un estudio de corrientes de desbalances, si como dices utilizastes medidores en estos no se tienen en cuenta los efectos de los desbalances que fluyen por el neutro.

En un sistema pequeño que analice la otra vez surgieron desbalances y por el neutro circulaban cerca de 50 amperios aplicando el concepto de potencia instantanea segun Akagi-Nabae la perdida de energia por desbalances era más de 500 KVA eso en energia es mucho.

3.0 Revisa el nivel de contenido de armonicos y verifica los armonicos de secuencia de fase Negativa y Cero u Homopolar el ultimo influye mucho en la apiricion de oscilaciones de potencia que pueden incurrir en fenomenos como el que presentas

Espero que esto te ayude cualquier duda escribes

8. Cuando se colocan circuitos con varios cables por fase ¿por qué deben ser todos de la misma sección (diámetro)?

Pregunta

De: José Vega
Enviado el: Friday, March 08, 2002 5:01 AM

Hola, soy José Vega y se me ha planteado una duda que seguro me sabréis responder.
¿Por qué cuando se dimensiona la sección de un cable y tengo que colocar varios unipolares por fase, éstos han de ser de la misma sección?
Es decir, si necesito por cálculos un cable de 300 mm2 por fase y ya está colocado uno de 185 mm2 por fase ¿qué se debe hacer?:
1- añadir, otro de 150 mm2 para que ambos sumen aproximadamente los 300 mm2 que necesito.
2- añadir dos de 150 mm2.
3- añadir dos de 185 mm2 para poder aprovechar el que ya está instalado.
Si poner diferentes secciones puede ocasionar problemas me podríais indicar cuales son.
No tardéis mucho en contestar.
Gracias de antemano por vuestras respuestas.

Respuesta

De: Marcelo Palacios
Enviado el: Miércoles, 1 de Enero, 1997 08:57

Hola José:
La corriente es una gran ociosa y le gusta la comodidad en su recorrido: busca el camino más fácil.
En conductores de diferente sección hay también diferente valor de resistencia; en consecuencia, la corriente circula en mayor cantidad por donde tenga menos resistencia. (el conductor de más sección de un mismo material). Cuando dos conductores de diferente sección están en paralelo, hay una caída de potencial entre el inicio y el fin (puntos de unión de los conductores) que se la determina usando inicialmente la resistencia equivalente de esos dos conductores; una vez determinada esa caída de potencial, puedes calcular cuánta corriente pasa por cada derivación. te darás cuenta que el cable más grueso permite mayor paso que el cable más fino, pero no en proporción exacta a sus capacidades de conducción, sino que al de mayor sección lo pone en condición de sobrecarga.

9. Responsabilidades de la empresa distribuidora de energía ante fallas en su red que ocasionen daños al cliente

Pregunta

De: Ezequiel Federico
Enviado el: Sábado, 01 de Junio de 2002 03:46 p.m.

Buenas tardes: ¿Existe alguna legislación vigente para fijar responsabilidades entre las distribuidoras de energía y clientes ante una falla en la red de suministro que ocasione daños al cliente? ¿Cual? ¿Donde puede obtenerse? Gracias de antemano.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Sábado, 01 de Junio de 2002 05:43 p.m.

Ezequiel, cordial saludo no se si eres cliente comercial industrial o residencial, en todos los países donde existe desregulación hay organismos de control, en Colombia existe la Superintendencia de Servicios públicos domiciliarios, la Creg que es la comisión de regulación de energía y gas donde cualquier usuario puede presentar una queja en contra de cualquier empresa privada o publica y debe ser resuelta en menos de quince días. También existe la acción de tutela que es por la violación de cualquier derecho fundamental.

Bueno esto es la ley.

Ahora antes de demandar debes estar seguro que fue por una falla del sistema eléctrico que afecto a tus equipos estas fallas pueden ser:

1.0 Sobrevoltaje o reducciones bruscas de la tensión (sag's de voltaje).
2.0 Problemas de frecuencia es decir oscilación de estas por encima de 62.5 y por debajo de 58.8 Hz.
3.0 Fenómenos de cortocircuito pero solo si tu tienes malla a tierra o polo a tierra muchas compañía pagan pero si el corto daño un equipo pero si tenia tierra sino no.

Tienes que ubicar por que razón se daño el equipo y es obligación de las compañías pagar o en Colombia si les toca pagar y doy fe que han pagado

De: Rubén Acevedo
Enviado el: Sábado, 01 de Junio de 2002 09:40 p.m.

Hola Ezequiel,
Aquí en Venezuela (específicamente en la Energía Eléctrica de Barquisimeto, donde yo trabajo) se estila recibir la queja del cliente por las oficinas comerciales. El personal de Servicio Técnico (en caso de clientes residenciales), o de Redes (en caso de cliente industrial o comercial) realiza una inspección de los equipos quemados, revisa los reportes de fallas para verificar que efectivamente se produjo una falla cuando el cliente señala, en caso de reportar variaciones en la tensión o frecuencia generalmente se instala un equipo registrador (scanner o memobox) y se determina si procede o no el pago del equipo dañado. En la inspección se determina también si se debió a fallas en las protecciones internas, responsabilidad del cliente o a otras causas no imputables a la empresa, como sobrecarga de equipos.

En cuanto a la legislación, en Venezuela se aprobó hace tiempo una Ley Nacional del Servicio Eléctrico (publicada en Gaceta Oficial, puedes conseguirla en algún centro de documentación), y tengo entendido que se está perfeccionando el documento NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO, que regirá las actividades de Distribución, y establecerá las sanciones a aplicar en caso de faltas a la misma. De este documento he tenido la oportunidad de revisar sólo algunas partes que me interesan por mi trabajo y en realidad no te sabría decir si

establece algo referente a tu inquietud, pero creo que es lo mas probable. Sin embargo, habrá que esperar a la publicación oficial de esa norma.

Espero que esta información te haya sido de utilidad.

10. Pérdidas técnicas producidas por sags de voltaje

Comentario

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 09 de Julio de 2002 09:24 p.m..

Cordial saludo, un amigo listero mando dos excelentes artículos sobre las perdidas no técnicas y técnicas (Evitemos utilizar el termino perdidas negras, y nos evitamos susceptibilidades al respecto), yo le añadiría unas perdidas técnicas que son dinámicas y ha jodidas de solucionar a simple vista y que simpáticamente afectan a los usuarios que terminan pagándola sin haber consumido esa potencia.

Hay un problema conocido como Sag de Voltaje que es la disminución momentánea del voltaje entre 10 ms hasta 1 segundo en unas normas y hasta un minuto en otras entre el 10% de la tensión nominal y el 90% de la tensión nominal, ustedes dirán si es muy poco tiempo como para que se pierda gran cantidad de energía pues resulta que los gringos al ser tan monetaristas se dieron a la tarea de investigar si este fenómeno producía perdidas y encontraron que en 1999 en la mediana empresa (que es la gran empresa en mucho de nuestros países) las perdidas fueron de 1.98 billones de dólares y eso motivo el desarrollo de unos índices donde se estudian la profundidad de los sag's y las perdidas de energía (en que sentido es pérdida: es que los usuarios pagan algo por lo que no han consumido, obviamente para los comercializadores distribuidores o generadores no les importaría, igual ellos facturan), uno de ellos desarrollado por la Detroit Edison conocido como el Sag Score y hay otros adjunto un articulo de una aplicación desarrollada por mi para la determinación y la incidencia de este fenómeno y donde se emumeran varios de estos índices y sus implicaciones.

Cualquier duda que resulte al leer este articulito me la envían y si es fácil espero responderla

11. Algunos software para análisis de sistemas de distribución

Comentario

De: Rubén Acevedo
Enviado el: Domingo, 11 de Agosto de 2002 10:55 a.m.

Hola, Jair

Del WindMil escribí yo, lo utilizo en la C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (Venezuela), en el Departamento de Estudios de Distribución. Su principio es básicamente el mismo que el NEPLAN, con la ventaja (que también te dan otros como el CYMDIST o el DPAG) de que puedes representar la red de distribución como es físicamente en la realidad y no como unifilares resumidos, incluso, con las versiones completas puedes digitalizarla desde un plano impreso e insertar un archivo .DWG o MapInfo o formato ESRI (sistema de información

geográfica) con la base cartográfica. Y también se baja la versión estudiantil gratuita llenando cierta información.

He tenido la oportunidad de trabajar con el WindMil y revisar la versión estudiantil del NEPLAN y un demo del DPAG, también solicité la del CYMDIST pero no me respondieron, hice una revisión de todos ellos para mi tesis de grado (espero terminarla en Noviembre), que trata de la automatización de procesos en distribución de energía eléctrica.

El NEPLAN es excelente y muy completo, también lo recomiendo ampliamente, pero siempre es bueno conocer todo lo que haya en el ramo para poder tener criterio al respecto.

De tu primera pregunta, lamento no poder ayudarte, trabajo en el área de distribución, específicamente con sistemas de información geográfica y el tema que necesitas no lo tengo nada fresco.

Respecto al tercer punto, el MATLAB es una herramienta excelente, también he trabajado con el, en mis estudios de maestría en ingeniería de procesos. Presta muchas facilidades a quienes deseen programar. En Cuba, me comentaron, un ingeniero para optar al doctorado en alta tensión, desarrolló un módulo para estudio de sistemas de potencias, que incluye armónicos, flujos de potencia, cortocircuito, entre otros, pero solo lo hizo para sistemas balanceados (así no se vale, ¿no?) y duró tres años haciéndolo.
Sería una buena opción para cualquiera desarrollar uno para sistemas de distribución.

Saludos

Rubén A.

Pd: La página es www.milsoft.com allí entra en Downloads y lo demás es seleccionar la versión estudiantil y llenar unas informaciones (nombre, universidad a que asistes o asististe, para qué quieres el software, etc.).

12. Equipos y sistemas de referencia utilizados para sistemas de información geográfica (GIS)

Pregunta

De: Miguel Mejía
Enviado el: Viernes, 16 de Agosto de 2002 11:50 a.m.

Buenos días compañeros listeros!!!

Les tengo una inquietud....En los sistemas de información geográfica se habla de las coordenadas WGS84 (latitud y longitud) en sistema decimal..... Conoce alguien a que se refiere este tipo de coordenada?, estas coordenadas las dan los equipos GPS estándares (o navegadores).

Desde ya muchas gracias en las luces que sobre este asunto me puedan dar!

Saludos desde Colombia.

Ing. Miguel Mejía U.
Gerencia de Planeación y Regulación
Unidad de Planeamiento Técnico - Electrificadora de Santander S. A - E. S. P

Respuesta

De: Rubén Acevedo
Enviado el: Viernes, 16 de Agosto de 2002 02:10 p.m.

Hola Miguel

Los sistemas que trabajan con coordenadas deben referenciarse a un elipsoide. La tierra no tiene una forma geométrica exacta (esfera, por ejemplo), sino que tiene una forma característica que los geodestas denominan "geoide". Este geoide se define (no estoy muy seguro pero así lo recuerdo) como superficies donde la fuerza de gravedad es igual en todos los puntos. Los elipsoides son superficies geométricas obtenidas mediante ecuaciones matemáticas que coinciden en determinadas áreas con el geoide. Así, cada región por continente tiene su elipsoide. Para Suramérica, durante mucho tiempo y hasta el año noventa y algo, se utilizó como referencia el PSAD 56 (en Venezuela, el proyecto Canoa). Actualmente se rige por el WGS84, el proyecto SIRGAS (Sistema de ??? geográficas para América del Sur) estableció puntos de control para mediciones diferenciales, en Venezuela es REGVEN (Red Geodésica Venezolana).

Entonces, esas no son coordenadas sino un sistema de referencia para los equipos que trabajan con ellas.
Los GPS, en específico. El proyecto SIRGAS dio los puntos de control con coordenadas exactas para la corrección de errores de medición con esos equipos mediante técnicas de medición diferencial. Los navegadores GPS son menos precisos y no permiten medición diferencial, pero llevan el mismo principio.
Las alturas, por ejemplo, se toman en base al elipsoide.

De eso te puede hablar un poco más algún geodesta, en realidad esa no es mi especialidad, pero trabajo con Sistemas de Información Geográfica y por lo tanto debo conocer un poco de eso.
Espero te haya sido de utilidad esta información.

De: Miguel Mejía
Enviado el: Viernes, 16 de Agosto de 2002

Gracias por tu respuesta Rubén. En realidad se trata de un requerimiento que nos hace el ente regulador del sector eléctrico aquí en Colombia, donde se nos pide que demos las coordenadas de nuestras subestaciones en ese formato.

En este momento la compañía posee algunos navegadores GPS de la marca Garmin y pensábamos acometer esta tarea con dichos aparatos, solo que vemos que estos nos dan la posición en coordenadas así por ejemplo:
Punto A . ....N 3 W 4 34'.5 es decir un sistema hexadecimal y los datos nos lo piden en sistema decimal (creo que X= 34,5565> Y=456,3434 H(altura)= 345 m por ejemplo) de ahí que necesitaría la conversión entre estos formatos.

¿Conoces como se hace el cambio de coordenadas?

De: Ruben Acevedo
Enviado el: Viernes, 16 de Agosto de 2002 08:35 p.m.

Hola Miguel

Como te dije, el WGS84 no es un formato, sino una referencia, y las leyes de cartografía exigen esa referencia para nosotros los suramericanos.

En realidad no se como convertir las coordenadas como lo requieres, pero generalmente los equipos GPS dan las coordenadas en ambos formatos. El que yo he utilizado, que es un Magellan lo hace. Te podrías guiar buscando alguna página web de geodesia y cartografía, o como te dije consultando con alguien especializado, pero chequea el manual de tu equipo, de repente solo tienes que cambiarle algun parámetro en la configuración para obtener el formato que necesitas.

Lo que si debes verificar es la referencia que tiene ese navegador. Los equipos viejos (1.998 para atrás) venían referenciados al PSAD 56, pero los más nuevos vienen para el WGS 84. En todo caso, si tu equipo es viejo (PSAD 56) también por internet (no recuerdo ahora la página) te dan de forma gratuita un software sencillo al que le introduces las coordenadas referenciadas al PSAD 56 y te hace la conversión para tener las equivalentes al WGS 84. Pero asegúrate de que en realidad necesitas hacer la conversión porque si no estarás dando coordenadas erradas.

Otro aspecto es que los navegadores no son equipos que te dan la precisión requerida para, por ejemplo, sistemas de información geográfica de sistemas de distribución. Si tienes tus subestaciones en la ciudad, lo mas recomendable es hacerlo con equipos GPS de catastro y para aplicaciones GIS, uno de ellos es el TRIMBLE Geoexplorer III, otro es el ASHTEC PROMARK II, que es igual de bueno y mucho mas económico. Estos equipos son muy precisos y te permiten mediciones diferenciales para resultados con errores de menos de un metro (milímetros en algunos casos). Un navegador te puede dar errores de 10 o más metros, que en la ciudad no son nada aceptables. Nosotros acabamos de terminar un trabajo de levantamiento de coordenadas con un navegador Maguellan, pero eran puntos frontera de estado de nuestros circuitos de distribución, que se encuentran en zonas rurales y montañosas donde un error de 10 metros no afecta prácticamente nada.

13. Descripción de un sistema GIS (GE Smallworld) y de las herramientas que ofrece

Comentario

De: Rafael E. Rodríguez Carrasco
Enviado el: Friday, July 11, 2003 4:12 PM

Hola Jimmy:

Sí, te comento que nosotros trabajamos bajo plataforma GE Smallworld, sobre ella hemos desarrollado diversas herramientas (módulos) para la gestión de las redes eléctricas (Calidad de Producto, Comercial, Pérdidas, Caída de Tensión, Gestión de Proyectos...). Para la Empresa Eléctrica del Oriente (ElectroOriente) de Perú. El módulo de caída de tensión permite, el cálculo de las caídas de tensión, pérdidas técnicas y corrientes en las redes de BT y MT. El módulo esta desarrollado para redes radiales (MT/BT) y ahora estoy trabajando en un modelo para redes enmalladas, bajo la misma forma.

Un sistema CAD es básicamente dibujos, aunque cada objeto contenga atributos que lo caractericen siempre seguirá siendo un dibujo, ya que no existirán relaciones de comportamiento y topología de los objetos o "dibujos". Un sistema GIS es mucho mas que eso. Este comprende la modelación en una base de datos espacial de todos los elementos a representar del mundo real, por ej, para nuestro caso de redes eléctricas modelamos Centros de Transformación, Alimentadores o Salidas, Tramos de MT/BT, Subestaciones, Equipos Compensadores, Cargas BT (Clientes), Cargas MT (Clientes MT), Equipos de Protección, asimismo las estructuras, soportes, y retenidas, todos estos objetos tienen una relación y comportamiento con los demás elementos de la red eléctrica. La unión de estos objetos representan el modelo de la red eléctrica tal cual se tendría en el mundo real, asimismo cada uno de ellos tiene información asociada (información técnica y comercial, registros históricos) que son almacenadas en una base de datos propia de GE Smallworld. De la misma forma se representa el catastro y vistas o imágenes aéreas de la ciudad o zonas de concesión donde se encuentran nuestras redes. Los "dibujos" que representa el GIS poseen un comportamiento individual y en conjunto, según como se defina la red. Para un caso eléctrico las redes las cargas pueden estar en servicio, en corte, en proyecto etc etc, un equipo de protección puede estar abierto o cerrado, etc. De acuerdo a este comportamiento se pueden hacer análisis topológicos de la red es decir, maniobras (que elementos serian afectados), cortes, reconexiones, elementos que se encuentran aguas abajo de la red o aguas arriba, caminos más cortos u óptimos para el corte y reconexión, etc.

Atte.
Ing. Rafael E. Rodríguez Carrasco
Lima - Perú - 3P

14. ¿Qué significa el nivel de aislamiento de un cable: 100%, 133%, por ejemplo?

Pregunta

De: Héctor Arellano
Enviado el: Lunes, 23 de Septiembre de 2002 03:30 p.m.

Estimados compañeros, pido su ayuda para aclarar una duda que tengo respecto al tema de referencia. En algunas ocasiones he escuchado que al especificar cables de distribución (Por ejem. 13.8 kV), indican el nivel de aislamiento al 100% ó al 133%, ¿ A que se refieren con el porcentaje de aislamiento?. Por otra parte, quisiera saber en que casos utilizar aislamiento EP, XLP ó EPR, en los catálogos de fabricantes los aislamientos casi tienen las mismas características y se recomiendan para los mismos usos, desearía tener recomendaciones más específicas sobre su uso. Agradeceré cualquier tipo de ayuda.

Respuesta

De: Carlos Wong
Enviado el: Lunes, 23 de Septiembre de 2002 05:55 p.m.

El cable de 100 % de aislamiento se utiliza cuando la media tensión proviene de un sistema con neutro sólido a tierra. Si el sistema es neutro aislado tienes que usar 133% de aislamiento, por ejemplo en un sistema en delta.

La clase de aislamiento utilizado, depende por un lado de la inversión a efectuar, el grado de seguridad y longevidad deseado por otro, de la pantalla seleccionada o utilizada, de la cubierta exterior si la tiene y de la aplicación del cable, así como de las herramientas disponibles para la instalación del cable.

No todos los aislamientos tienen la misma duración a lo largo del tiempo ni tienen el mismo precio.

15. Estrategias de la empresa comercializadora de energía española para mejorar problemas de robo de energía y atrasos en pagos de sus clientes

Comentario

De: Rubén Levy
Enviado el: Domingo, 28 de Septiembre de 2003 10:09 a.m.

Tratare de interpretar para los listeros lo que Iberdrola (España) hace pues me parece interesante no ser tan ligeros en las opiniones.

Un poco de Historia:

Resulta que trabaje en un Empresa que comercializa las redes de energía en Argentina y la Provincia de Córdoba (EPEC). Bueno como muchas en algún momento mediante cursos de calidad y otros, trató que sus trabajadores se identificaran mas con su Empresa es decir fuéramos mejores y en esa campaña sucedida hace 6 años se nos contó en esos cursos el ejemplo de Iberdrola que paso a relatar sucintamente lo que me acuerdo.

Resulta que la tal Iberdrola era Estatal o Provincial y la compra un Privado y de inmediato se da cuenta que la mejor forma de encarar los enormes problemas que tenían como el robo de energía, falta de pago en termino, etc. se ponen en una tarea para decirlo de algún modo “que los quieran mas“ o que los respetan mas pues se dice que cuando a una Empresa no se la quiere o respeta el cliente hace todo lo que puede sin remordimientos (léase robo de energía por ejemplo, que como saben es difícil de combatir).

Así las cosas comenzaron en la Iberdrola campañas de por ejemplo sorteos de electrodomésticos (que a su vez hacia que los clientes consumieran mas energía y de alguna manera el negocio les cerraba) a quienes pagaban en termino, descuentos por pagos sin atrasos etc., y estableciendo un mejor trato con sus clientes disminuyeron el robo de energía casi a cero, y mejoraron los atrasos de pago y contentos exhibían eso y con ese resultado que supongo los guía en intensificar esos resultados a través de campañas como las indicadas por el listero

que dice que nos toman por tontos, eso a lo mejor, pero ello me parece que para nada son tontos.

El asunto que ellos decían que si se cambia la imagen de la Empresa los clientes la respetan y ellos así en general mejoran sus negocios y además los exhiben como exitosos y hasta pueden colaborar con su entorno en difundir temas como los ecológicos, sociales, etc. Así son las cosas ellos no son tan tontos y diré por qué:

En Argentina las Empresas que son publicas o provinciales son como todas de usuarios cautivos es decir que uno no puede cambiarla por otra y así se llenan de funcionarios políticos que los nombra el gobierno de turno que como se sabe se acomodan en sus sillones y lo único que se les ocurre hacer es mantenerse en sus puestos con políticos adictos, sindicatos adictos....

y los clientes que roben total los sueldos de aquellos mencionados burócratas los paga el Estado...
Y así tenemos robo de energía gigantesco del orden del 20 % es decir una de cada cinco no paga, ese resultado diríamos que es inteligente o es tonto.

Bueno dejo la lata solo quise colaborar pues me parece que no debemos analizar las cosas solo de nuestro punto de vista técnico pues es parcial y en este foro debemos ayudar a “pensar”

Atentamente y quedo como siempre a disposición de aquellos interesados en compartir el pensamiento. No aflojemos en colaborar con los listeros de otras realidades que son o no son iguales a las nuestras, me gustaría como siempre conocerlas.

Mensaje Original:
Iberdrola ofrece la oportunidad de comprar energía verde (26/09/2003)

Los clientes interesados, que además no tendrán que realizar ningún cambio en sus instalaciones, podrán este servicio a través del teléfono del cliente de la empresa (902 20 20 20), de Internet (www.iberdrola.com) o dirigiéndose a las oficinas comerciales de la firma.

Iberdrola es la primera eléctrica española que ofrece a sus clientes domésticos la posibilidad de comprar energía verde. La compañía puso en marcha el pasado día 19 la campaña Energía Verde Iberdrola para dar a conocer a la sociedad española esta iniciativa, que consiste en la comercialización de electricidad procedente de fuentes de energía 100 por cien renovables, es decir, libres de emisiones de CO2 y de gases de efecto invernadero, según establece la Directiva Europea 2001/77/CE, de 27 de septiembre de 2001. La campaña está dirigida a cualquier consumidor interesado en contribuir al cuidado del medio ambiente, sea o no cliente de Iberdrola y con independencia de su ubicación geográfica y de su volumen de consumo. La energía verde que comercializará la Compañía no emite CO2, frente a las emisiones de 1.900 kilogramos de CO2 generadas para producir la electricidad consumida en un año por una familia media española. Con esta iniciativa, Iberdrola da un paso más en la liberalización energética, al permitir a los consumidores la posibilidad de elegir un producto eléctrico que contribuye al cuidado medioambiental.

16. Uso de un transformador elevador para alimentar un sistema de distribución de 12.47 kV con un generador de bajo voltaje

Pregunta

De: Miguel Reynoso
Enviado el: Domingo, 28 de Septiembre de 2003 02:12 p.m.

Distinguidos ingenieros y compañeros:

Quiero hacerle un comentario o pregunta, que no quiero que lo tomen a mal, de una situación que tengo a ver si hay algún inconveniente en esto. Sucede que tengo un Transformador de 750kva 12.47kv en delta de entrada y 480v en estrella, de salida. Este transformador alimentaban antes un grupo de presión (unas bombas a 480 en un campo de golf) Mi inquietud es lo siguiente: Ahora estoy tirando 4 transformadores Pad-Mounted delta/estrella, ya que así lo pide la compañía suministradora de energía. Estos transformadores son loop feed (frente muerto). C/transformador es de 300kva y también se instalara una planta de 650kw. Mi pregunta es: al conectar la salida de la planta (480v) por la salida del transformador 12.47kv/480v, para así elevar el voltaje de la planta, para alimentar el anillo de los cuatro transformadores de 300kva, a 12.47kv también, puede ocurrir algo inesperado?....Es que un compañero me insistido hasta la saciedad que pueden ocurrir problemas por hacer la transformación inversa del transformador, que me he visto en la necesidad de plantearle el caso.

Espero su pronta respuesta.

Respuestas

De: Eduardo Saa
Enviado el: Martes, 30 de Septiembre de 2003 01:31 p.m.

Miguel, particularmente no veo ningún problema en realizar la alimentación de tus cargas en la forma que describes. Es importante que pongas especial atención a las protecciones del sistema y que hagas un estudio de tus carga para tener una estimación de la demanda diversificada, la cual debe ser menor que la del generador. Así mismo, debes poner atención a los procedimientos de arranque y puesta en marcha de tu sistema. En general, lo que están planteando es posible, pero hay varios aspectos que debes tomar en consideración para el diseño. Me imagino, que las cargas se encuentran un tanto alejadas de la planta y para disminuir costos en el cableado deseas transmitir en 12.47 kV.

Para finalizar, debes tomar en cuenta que los sistemas no se dimensionan por el tamaño de los transformadores que tengas conectados al sistema, sino por la demanda que vas a tener tomando en consideración su crecimiento en el tiempo (cargas futuras). Debes conocer las cargas y estimar la demanda máxima promedio y la demanda diversificada en un periodo determinado para estimar los equipos que vas a utilizar o si los que tienes son los adecuados.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 30 de Septiembre de 2003 01:55 p.m.

Para meterle muela a esta pregunta, yo haría otra pregunta, los Generadores de las Centrales Hidraúlicas, térmicas eólicas generan en términos relativos de bajos voltajes? (680 Vac, 2000 Vac, 6800 Vac) por diversos aspectos que atañen a los generadores como son polos y niveles de aislamiento entre otros. Y estos generadores utilizan unas unidades transformadoras que elevan la tensión para su transporte, por lo tanto no hay problema solo tener cuidado en las protecciones eléctricas.

De: Eduardo Saa
Enviado el: Martes, 30 de Septiembre de 2003 04:26 p.m.

Eso es correcto. Todos los sistemas de Generación lo hacen en tensiones bajas hasta 13.8 kV para luego transformarla y transmitirla a niveles altos de tensión, de tal manera de reducir perdidas, disminuir costos y facilitar la transmisión de grandes bloques de energía.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 30 de Septiembre de 2003 04:48 p.m.

Amigo Miguel la potencia de un transformador es bidireccional. Es decir puedes obtener la capacidad nominal en cualquier sentido.

Si dispones de un transformador de 750 KVA para alimentar 4 trafos de 300 KVA debes apreciar que en ningún momento el pico de carga, o mejor expresado, el pico de demanda no supere los 750 KVA (Potencia Nominal). De lo contrario el equipo será sobrecargado.

Es decir si en tu perfil de demanda máxima no sobrepasas los 750 kVA, el número de transformadores que conectes aguas abajo será lo que determine tu necesidad operacional. Recuerda que la potencia que puede disponerse con cualquier transformador es aproximadamente
V1*I1= (V2*I2)+ Pérdidas. No más de eso.

17. Uso de hilo de guarda en líneas aéreas de distribución

Pregunta

De: Víctor Aguayo
Enviado el: Miércoles, 14 de Enero de 2004 11:14 a.m.

Queridos amigos listeros:

A quien pueda compartir información sobre hilo de guardia en redes de distribución, le estaré muy agradecido.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 14 de Enero de 2004 07:14 p.m.

Hola Víctor, en mi caso no defiendo el uso de cable de guarda en redes de distribución porque se ha demostrado en nuestras aplicaciones que en vez de ayudar lo que hace es generar problemas debido a que al momento de un impacto directo o un impacto cercano las longitudes del cuerpo de los aisladores es insuficiente y se produce el flameo. Esto se agrava cuando las impedancias de puesta a tierra de los postes es alta, entendiéndose esto como mayores a 10 ohms. Resulta que el caso común en muchas áreas es que los postes no disponen de una buena conexión a tierra y ojo... La mala conexión a tierra de los postes no solo lo vivimos nosotros...En muchas empresas eléctricas y en gran cantidad de redes ese caso es común.

En nuestro caso operamos en terrenos que tienen resistividades tan altas como 10000 ohms-m y existe alto nivel ceráunico.

Actualmente existen técnicas como es el uso de descargadores de sobretensión dispuestos de manera apropiada en los apoyos de la línea a lo largo del tramo los cuales son los elementos que drenan a tierra las ondas viajeras producto de la descarga. Los descargadores deben ser seleccionados en base a estudios de la energía que se estima estarán manejando de acuerdo según la información ceráunica de la zona.

De: Carlos Gómez
Enviado el: Jueves, 15 de Enero de 2004 09:08 a.m.

El cable de guarda reduce el número de fallas de aislamiento en líneas con valores de resistencia a tierra normales, tales que las tensiones de toque cumplen con la normativa.

Cuando se instalan pararrayos, se instalan cada pocos postes, es decir que la cantidad y costo es importante.

He visto muchas líneas a las que se les han instalado pararrayos y tiempo después los quitan. La razón es que sus fallas producen cortocircuitos a tierra que son difíciles de localizar. Las cuadrillas de mantenimiento terminan eliminándolos.

Saludos,
Carlos Gómez
Edif. INECOM La Urbina (Inelectra)
Caracas

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jueves, 15 de Enero de 2004 09:22 p.m.

Amigos, esta discusión es bien interesante.

Respeto las opiniones de quienes defienden el hilo de guarda en redes de distribución pero no las comparto. Por ejm. decir que una resistencia de puesta a tierra es normal no dice mucho. Cito un ejm. Un poste de distribución con un valor de resistencia de puesta a tierra de 10 ohms podríamos decir que tiene un valor de resistencia normal.. Se presenta una descarga atmosférica de 10 kA y ya tenemos una sobre tensión a tierra de 100 kV. Sabemos que el BIL de la cadena está entre 95 - 110 kV. Es decir ya la cadena está sometida a un punto de falla casi seguro con una descarga típica. No he mencionado los llamados aisladores de palillo los cuales

tienen valores de 85 kV de BIL en seco y valores tan bajos de hasta 35-40 kV en condiciones húmedas. O sea...

Ahora hagamos la siguiente pregunta.
¿Cuantos postes de Distribución que hemos medido en su resistencia de puesta a tierra tiene 10 Ohms?. He estado revisando esto por lo menos en los últimos 8 años y la experiencia en Venezuela es que en cualquier red de distribución sea de la industria petrolera o de las utilities tipo CADAFE o ENELBAR los valores de conexión a tierra son extremadamente altos siendo típico valores de 25 a 50 ohms. La verdad es que las puestas a tierra en postes de redes de distribución han sido los eternos olvidados y eso influye en la alta tasa de salidas que existen en las redes aéreas de distribución en Venezuela.

He participado en proyectos de adecuación de líneas aéreas de distribución en el oriente de Venezuela específicamente en la mesa de Guanipa y el Sur del Edo. Monagas en donde encontramos suelos de resistividades tan altas como 10000 ohms-m , siendo típico un valor de 3000 - 5000 ohms-m y la técnica de descargadores de sobretensión ha mejorado las tasas de salida a valores casi cero.

Existe un ejemplo de diseño de una línea en 13,8 kV a la cual le "fueron atendidas" las puestas tierra, logrando valores de puesta a tierra entre 10 y 15 ohms y usamos descargadores poliméricos de tipo intermedio y en dos años de servicio continuo no registró ni siquiera una salida. La red se encuentra ubicada en una zona en la cual la densidad de descargas atmosféricas es de alrededor de 5,32 descargas x Km2/año ...O sea.

También existen en la zona líneas con cable de guarda a las cuales también "les fueron atendidas" las puestas a tierra y nada..La tasa de salidas no disminuyó en valores apreciables. Estas líneas sirven instalaciones petroleras en las cuales es necesario disponer de redes eléctricas con alta confiabilidad.

Les remito a que ubiquen el documento IEEE-1410 año 1997 "Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines" y ahí podrán apreciar que no se inventa la rueda cuando se usa los descargadores como drenajes. Ese documento no privilegia el uso de cables de guarda en redes de distribución y si le dedica amplia espacio al uso de los descargadores. Les recomiendo que lean especialmente el capítulo 8.

Las fallas ocurridas cuando se aplican descargadores en la generalidad de los casos ha sido porque los ladrones de cobre han hurtado las puestas a tierra y en ese caso el aspecto de inseguridad por voltajes de toque y de paso es común con descargadores o con cable de guarda o también porque los descargadores han sido especificados y seleccionados de manera incorrecta.

Generalmente cometemos graves errores al determinar la capacidad energética que requiere manejar el equipo y por ahí lo asesinamos…

Hay un elemento obvio y es la evaluación económica de una opción u otra.

Cuando las exigencias de calidad de servicio no son muy elevadas y puedo vivir con una alta tasa de salidas en mi red.. un apantallamiento con cable de guarda hace el trabajo, pero la realidad industrial , comercial y residencial actual no privilegia altas tasas de salida..y Ahí es cuando el uso de descargadores de seguro gana la pelea.

En mi opinión el uso de descargadores ha sido una muy buena opción para mejorar el desempeño y la confiabilidad de las redes eléctricas de distribución en los últimos años.

De: Juvencio Molina
Enviado el: Viernes, 16 de Enero de 2004 09:59 p.m.

Amigos, independientemente del punto en el cual caiga el rayo exista o no cable de guarda el aislamiento siempre será sometido a una sobretensión por causa de la onda viajera.

Incluso así la descarga no caiga directamente sobre la línea. Puede ocurrir por ejm que caiga en un árbol cercano y esto induce sobretensiones que en muchos casos hace fallar el aislamiento de la línea.
Para el caso de sobretensiones inducidas en las fases de la línea el cable de guarda es inútil porque su concepto de diseño es apantallamientos contra impactos directos. Ante sobretensiones inducidas en las fases activas el cable de guarda "no se entera".

El pararrayos seleccionado y dispuesto de manera apropiada desvía la sobretensión, independientemente de que su origen sea interno o externo a la red.

Esa es una de las razones por la cual ha sido una opción muy útil ya que existen estadísticas a nivel mundial que indican que un porcentaje cercano al 70 % de las fallas en redes de distribución los causan rayos que caen en la vecindad de la línea.

La razón es que las redes de distribución disponen en muchos casos de los llamados apantallamientos naturales lo cual no es otra cosa que todas las estructuras vecinas que superan en altura los apoyos de la red pero que al ser impactadas por el rayo y estar cerca de una línea en esta se van a apreciar los efectos inducidos producto del rayo.

Observen que todo lo que hemos comentado es válido para redes de distribución de hasta 34,5 kV no para redes de transmisión.

18. Ejemplo de plan de reducción de pérdidas no técnicas

Pregunta

De: Lorgio Rodas Milosevich
Enviado el: Jueves, 18 de Marzo de 2004 10:57 a.m.

Amigos listeros:

Trabajo en la compañía distribuidora de energía local. Actualmente, el índice de pérdidas se ha elevado en un 3%. Como el sistema eléctrico no ha variado considerablemente, asumimos que las pérdidas no técnicas es la causa. ¿Alguien tiene experiencias en la aplicación de un plan de pérdidas no técnicas o comerciales? ¿O en una gestión de precintos para los medidores?
Cualquier ayuda al respecto, les agradecería me lo comuniquen.
Gracias de antemano, atentamente,

Lorgio Rodas

División Pérdidas - CRE Ltda.
Santa cruz-Bolivia

Respuestas

De: Sergio Martínez
Enviado el: Viernes, 19 de Marzo de 2004 05:57 a.m.

Estimado Amigo Listero,

Lamentablemente tengo una gran experiencia en la materia dado que mi empresa padece desde hace rato y en una gran medida este mal endémico.

Necesitaría que me comentaras que necesitas exactamente y no tengo inconvenientes en enviarte los datos que desees.

De: Lorgio Rodas Milosevich
Enviado el: Viernes, 19 de Marzo de 2004 02:12 p.m.

Gusto de saludarte Sergio. Gracias por comunicarte y espero que realmente me puedas ayudar. Bien. Estoy en esta área hace dos semanas. He estado en diferentes áreas de mi empresa y la última fue Operaciones en control de calidad del producto.

Datos de mi empresa: Cuenta con un poco más de 250.000 clientes. La potencia max. del sistema es de 250 MW y 1.100.000 MWh por año de energía. Las pérdidas totales acumuladas a doce meses se han incrementado del 8.6% en el 1998 a 11.75% actualmente. Todo hace suponer que sigue subiendo y nos han puesto el objetivo de bajarlas a 10% este año y 1% cada año hasta tenerlas en 8% nuevamente. En los estudios de pérdidas se indica como cerca a 6% de perdidas técnicas (solamente tenemos subtransmisión 69 kV y distribución 24.9 y 10.5 kv, baja 380/220 V).

Por un diagnóstico que he hecho, hay varios vacíos que hay que corregir. Se recuperan por 5 cuadrillas (de 2 personas) de inspección 1.000.000 kWh totales al año. Esto es la sumatoria de la energía no medida en los diferentes consumidores y en los periodos de infracción. Las inspecciones se deben a las observaciones hechas por las personas que lecturan medidores y por algunas denuncias. También por algún barrido de consumidores que su consumo cae considerablemente de un mes a otro (no existe un criterio claro). Cada inspector se hace unas 10 inspecciones /día. Se precintan los medidores y las cajas, pero muchos se rompen o los rompen y no hay sanción concreta. Tampoco, todos siguen un procedimiento y muchas áreas rompen precintos y ya no precintan. No se lleva un control de numeración.

También existen muchos barrios carenciados donde las personas ocupan un terreno ilegalmente y se conectan directamente a las líneas desnudas. No existe estimación de cuanto es. ¿Ustedes lo estiman?
Como ves ese es el panorama, si deseas mayor información. por favor comunícamelo. Desearía ver que planes de acción tienen y como les han resultado. ¿Qué es lo que más les ha dado resultado?
¿Tienen una gestión de precintos adecuada? ¿Tienes una copia de ello?

De: Sergio Martinez
Enviado el: Martes, 23 de Marzo de 2004 12:29 p.m.

Estimado listero

El problema es por demás amplio por lo trataremos de ordenarnos.

Separemos el tema en dos:

1. Villas miserias: asentamientos en terrenos fiscales o privados (usurpados) que no tienen urbanización y no existen catastralmente

2. Barrios carenciados: barrios con habitantes de escasos recursos pero con urbanización mínima que existe catastralmente.

Acciones:

Para el primer caso la pauta es la siguiente:

Como se trata de barrios con un tratamiento "especial" de parte de los gobiernos es que pueden tener medición individual o no. En caso de no tenerla la medición general va en el puesto de transformación.

En cualquiera de los casos se "rodea" la villa (no ingresar) con línea aérea de cable preensamblado en altura (10nts de altura libre – se adjunta fotos ilustrativas) con la cantidad necesaria de salidas desde el transformador. El trasformador es de uso exclusivo para este tipo de barrio para que no perjudique al resto de la población. En caso de no tener medición individual se instala en el puesto de transformación el medidor general cuya facturación ira al Ministerio de Acción Social del Gobierno.

En el segundo caso existen variantes:

Se instala líneas de cable preensamblado en altura por una de las veredas de cada calle realizándose las acometidas tanto de los clientes que se encuentran en la misma vereda como los que se encuentran en la vereda del frente con cable antifraude (cable concéntrico como un coaxial cuya alma es la fase y la malla el neutro) mediante cruces de calle.

A partir de allí existen diversos tipos de dispositivos de contralor que se debe estudiar la conveniencia en cada caso para lo cual te pido consultes la pagina de uno de nuestros proveedores (WWW.MONICO.COM.AR)

Mas allá de este tipo de barrios, en todos los casos se colocan tapas de caja de medidor acrílicas a los efectos de facilitar la lectura y detectar eventuales manipulaciones de los medidores y se precintan la fusiblera del medidor, la tapa de la caja del medidor (aparato) y se colocan sellos en la tapa acrílica de la caja del medidor (receptáculo) asentándose en la base de datos el número del medidor con todos los números de los precintos y sellos instalados en el mismo. Y se baja al medidor desde la línea de distribución con el cable antifraude mencionado.

Además se realizan inspecciones similares a las que realiza tu empresa y operativos de "saturación" es decir tomar una determinada zona y caer todos juntos a realizar un operativo rastrillo en la totalidad del sector.

En mi empresa no se realiza pero me parece una excelente idea que aplican algunos la de "concecionar" por sectores a empresas privadas el contralor y pactar con las mismas un determinado porcentaje de la energía recuperada cono remuneración por el trabajo.

Espero que te ayuden estas ideas y quedamos a la reciproca.

De: Javier Mosquera
Enviado el: Wed, 24 Mar 2004 11:06:18

Estimado amigo Listero he leído la información y no se si tienes información de especificaciones del cable preensamblado y los accesorios de soporte y sujeción en la postería así como las acometidas antihurto, pues en mi país se esta tratando de implementar este tipo de redes.

De: Sergio Martínez
Enviado el: Viernes, 26 de Marzo de 2004 06:58 a.m.

Estimados Listeros

En relación a las consultas realizadas por el amigo Javier les comento que en mi empresa desde el año 75 venimos instalando preensamblado y les aseguro que es lo mejor que existe en cables de distribución por lo dúctil y fácil de manejar y en relación al fraude eléctrico es precisamente en los sectores donde aún no se coloco donde se concentra la mayor cantidad de conexiones clandestinas.

Con relación a las características técnicas de los cables; les pido por favor remitirse a las páginas www.pirelli.com.ar o http://www.decker-indelqui.com.ar/di/cables.htm que son proveedores de mi empresa y en relación a la corsetería a http://www.emdesa.com.ar, http://www.conectarsrl.com.ar o http://www.metalce.com.ar ; todos proveedores nuestros.

Con relación a gestión de precintos (se pueden ver en la página de conectar) la gestión es la codificación que se lleva de los mismos y los colores correspondientes a cada sector (rojo la sección que los conecta, verde Of. Ilícitos, azul la sector de contralor de medidores, etc)

En referencia a la consulta del amigo Lorgio Con relación al sector ilícitos la misma tiene que tener una buena cantidad de inspectores especializados en la materia y en permanente actualización porque lamentablemente el ingenio para burlar los controles siempre avanza rápido de lo que nos parece; todo esto apoyado por escribanos, abogados, policía, etc. para los casos difíciles. A esto se debe agregar que cuando se realizan los mencionados operativos rastrillo; al sector Ilícitos lo apoyan otras áreas relacionadas (oficina técnica, conexión de medidores, contralor de medidores, etc)

Espero que sirvan estas experiencias y quedamos a la recíproca.

19. Más acerca de planes de reducción de pérdidas no técnicas

Pregunta

De: Rodrigo Puccar
Enviado el: Lunes, 16 de Agosto de 2004 05:18 p.m.

Me parece muy buena la idea de intercambiar información..... les comento un poco para que estén al tanto.
Estoy trabajando en la subgerencia de recuperación de energía de Edenor, particularmente en la parte de barrios carenciados tarifa 1. Si bien es conocido el problema a nivel mundial les comento que nosotros comenzamos este año con un tipo de trabajo distinto, dividido por parcelas con control total sobre todos los clientes.

Implementamos nuevas tecnologías con respecto a sellados de los habitáculos y a cableados de acometidas en particular. Realmente fue un año muy bueno para nosotros ya que el área en la que estoy logro bajar hoy en dia 1 1/2 las perdidas proyectando llegar a 2 puntos (el objetivo era 1 1/2). Sobre esto tengo muchísima información y estoy seguro que se podrá aplicar en las distintas regiones en donde ustedes desarrollan sus actividades.

Seguidamente de esto, estoy realizando una tesis para la maestría que curso hoy en día sobre perdidas técnicas, pero en este caso esta mas orientada a erradicar el problema en lugar de prevenirlo, es decir, todas las empresas de distribución, "TODAS" trabajan sobre el control y luego solucionan el problema, la idea mía es buscar la forma de invertir sobre el problema de raíz, lo que traerá sin duda alguna una reducción en la morosidad (este tema es muy discutible).

Intentare enviarles en estos dias algo de información de lo que se hace en Edenor.

Espero sus respuestas y comentarios.

Respuestas

De: Javier Porrez
Enviado el: Lunes, 16 de Agosto de 2004 05:42 p.m.

Rodrigo:

Un gusto escuchar al foro sobre el tema, muy interesante la experiencia sobre el trabajo en parcelas, en general de las experiencias sobre este tema se determina que cuando se tiene una alta perdida aproximadamente 20 % la reducción es rápida hasta llegar a índices del 10 % de este porcentaje bajar a porcentajes menores ya es mas complicado en la distribuidora mía se tiene la experiencia de haber bajado los indices de un 8.5% hace 6 anos pero hace 4 se nos están incrementando las pérdidas. Actualmente llegamos a los 11.5 a 12% muchas realidades han cambiado sobre todo en temas legales, por ejemplo:

Existen conexiones arbitrarias que se realizan en terrenos sin servicio establecido es decir estas personas no son clientes de la distribuidora no existe reglamentación sobre estos (puesto que no son clientes) y no tenemos antecedentes legales (de procedimientos penales, civiles u otros de tipo legal) para este tipo de situaciones.

En general las redes nuestras son de alambre desnudo esto ayuda mucho a este tipo de conexiones ilícitas.

También se han tenido experiencias exitosas en el tema con relación a medir en el puesto de transformación y los clientes asociados al mismo simultáneamente para determinar el conjunto de las pérdidas técnicas y no técnicas y discriminarlas estableciendo de acuerdo a las longitudes de las redes y sus características propias, una perdida técnica aceptable de 5 % por puesto de transformación y reducir el resto perdidas hasta llegar al establecido.

Me gustaría saber actualmente los índices de porcentaje de perdidas de sus distribuidoras y sus políticas y regulaciones sobre el tema, los materiales de sellado de medidores, cajas de medidores, conductores y tipos de redes de BT.

De: Rolando Canorio
Enviado el: Miércoles, 18 de Agosto de 2004 09:17 p.m.

Estimado Javier en Realidad el tema de las pérdidas comerciales viene por diversos defectos que por lo general son provocados dentro de la empresa distribuidora, En cuanto a que hay terrenos, supongo que allí habitan personas que necesitan ese servicio y si no hay opción a darles debido a la ley, quedará una necesidad insatisfecha que será atendida de manera ilegal, así que se debe saltar esa barrera de lo legal.

Recuerdo cuando trabaje en Chepen un Pueblo del Perú, se había retirado muchas redes secundarias por el temor de la empresa al hurto de energía, ya que era caótico y difícil de controlar, al final al analizar el problema fue una deuda que se había acumulado por tener pensión fija, o sea suministro sin medidor y muchas de dichas deudas eran ficticias, y como a todos seria injusto pagar una deuda generada por la creatividad estúpida de la ley y aceptada a ciegas, esta traba fue una deuda irreal, los montos de las cuotas eran muy altas lo cual hacia caer en corte nuevamente al cliente por resultar oneroso, y teniendo en cuenta que casi medio pueblo migro por un fenómeno climático de la corriente del niño, así que al final se anularon montos de estas deudas sumado a soluciones técnicas como distribución en MT se superaron.

Pregunta

De: JOSE MARIA BALAGUERA CARVAJAL
Enviado el: Lunes, 27 de Diciembre de 2004 07:53 p.m.

Les solicito si tienen documentos o comentarios sobre estrategias de recuperación de Pérdidas No Técnicas en sistemas de distribución eléctrica, más exactamente fraudes en acometidas, manipulación en medidores y robos descarados a redes.

Sabemos que dentro del programa, después de atacar, por el efecto gallinero, la detección de fraudes se hace mas especializada. Allí es donde les solicito las experiencias vividas por ustedes. Comentarios de estas estrategias son bien recibidas.

Agradezco y deseándoles los mejores éxitos a todos en la Lista para el año venidero.

Respuesta

De: Hernando Salas S.
Enviado el: Martes, 28 de Diciembre de 2004 09:20 a.m.

Cordial Saludo

José, este es un tema bastante extenso pero en el marco de trabajo en que me desempeño (normalización de redes en la Colombia) aplicamos varios puntos que debes considerar para lograr tus objetivos, entre otros:

1. El proceso de barridos por sectores (cuadras o barrios) por las cuadrillas de normalización o establecimiento de condiciones uniformes de medición y acometidas totalmente visibles con cable concéntrico antifraude a los clientes de acuerdo a su tipo de consumo o requerimiento (monofásico, bifásico o trifásico).

2. Si la red de distribución secundaria está en mal estado y es muy sencilla la conexión con "ganchos", proponer la reposición y el rediseño de las mismas utilizando cables pre-ensamblados o trenzados con recubrimiento XLPE con altura suficiente (si es necesario se cambian las estructuras); la red de acometidas hechas de cables concéntricos para cada suscriptor con transformadores de poca potencia es otra solución y si el sector es demasiado "agresivo" pensar en implementar configuraciones que amparadas en la línea de MT que brinden la seguridad a la red (se debe aprobar una normativa por las distancias de seguridad)

3. Cada transformador debe llevar en punto de medida centralizado y en una base de datos con los amarres de suscriptores para cada uno que debe ser leído conjuntamente y realizar la comparación respectiva de consumos, esto le dice cuanto se pierde por transformador (debe tener en cuenta un % de pérdidas técnicas). Es interesante también establecer mediante este procedimiento las pérdidas por circuito alimentador (MT)

4. Barridos nocturnos son bastante efectivos para recoger información (ojalá gráfica) de ganchos a la red, puentes en los medidores, derivaciones y la plena identificación del suministro "irregular" para programarle una visita de la cuadrilla de normalización con la correspondiente prueba fotográfica en mano.

5. Las sanciones o penalizaciones por "fraude" deben ser acordes con las leyes de cada país, no se deben sobrepasar los límites.

6. La preparación y capacitación de las cuadrillas debe ser con personal idóneo y experimentado. El personal de cuadrillas debe tener cualidades especiales de ética, moral y comportamiento hacia los suscriptores de modo que no reciban dádivas ni chantajes de los suscriptores fraudulentos.

Como te dije es un tema muy extenso e interesante pero si gustas te comunicas a mi correo.

Hernando Salas Simancas
Ing. Electricista
hsalass@electricaribe.com

20. Conveniencia de uso del sistema de distribución monofilar (un solo cable) con retorno de neutro por tierra

Pregunta

De: Sergio Martínez
Enviado el: Martes, 21 de Septiembre de 2004 03:26 p.m.

Estimados listeros,

Deseo consultarles sobre experiencias y que opinan del sistema de distribución en media tencion monofilar (un solo cable) con retorno de neutro por tierra

¿Es práctico?

¿Se puede utilizar en zonas de barrios carenciados (villas miseria, favelas)

Desde ya agradecido por la información.

Respuestas

De: Edgar A. Pacheco M.
Enviado el: Martes, 21 de Septiembre de 2004 03:52 p.m.

Buenas tardes Sergio,

De hecho se utiliza en zonas de bajos recursos y donde todos los servicios son monofásicos, así como en zonas rurales, lo que si es que tienes que colocar un seccionamiento a la salida o arranque del tramo monofilar, y por la experiencia no es recomendable que sean mayores de 1 kilómetro, y la carga no sea mayor a mas o menos un promedio de 750 kVA, por el desbalance que se pudiera producir en relación a las otras dos fases del circuito.

ING. EDGAR. A. PACHECO. M.
La Electricidad de Caracas / AES
Planificación de Distribución
Estado Vargas - Venezuela

De: Carlos Gentile
Enviado el: Martes, 21 de Septiembre de 2004 06:38 p.m.

Estoy de acuerdo con el colega Pacheco. Solo que aquí en la Argentina las he visto en tensiones monofásicas de 7600 V. Un dato curioso es que el retorno se puede hacer por tierra, instalando un creador de neutro (transformador delta-zig-zag) desde una línea de 13,2 kv en configuración triangulo. El sistema se comporta satisfactoriamente en zonas rurales, se ahorra un conductor, se ahorra en los trasformadores, y se alivianan los soportes en relación a los esfuerzos de viento.

De: Juan Manuel Mendoza Hamburger

Enviado el: Martes, 21 de Septiembre de 2004 10:58 p.m.

Creo que esta configuración (la de 7600V) tiene un grave problema. Si se interrumpe el neutro en el lado de un usuario, se le pasa la tensión del primario. Acá en Colombia fue descontinuado por ese motivo.

De: Guillermo Murillo
Enviado el: Martes, 21 de Septiembre de 2004 03:56 p.m.

Colegas:

Acá en centro América hay dos tipos de voltajes de distribución en MT. Uno de ellos es distribución monofilar. A lo que he logrado apreciar este sistema es un poco más económico que el sistema con neutro corrido a diferencia que esta economía la paga su inestabilidad de servicio es decir que continuamente se disparan las protecciones. Cuando hay tormentas y la afectan bastante las variaciones de voltaje.
Normalmente la he visto en voltajes de 14.4/24,9 KV.

Espero les sirva.

De: Jose M. Rabanal Abanto
Enviado el: Miércoles, 22 de Septiembre de 2004 04:41 p.m.

Estimado amigo:

El sistema Monofásico de Retorno por Tierra (MRT) es ampliamente usado en el mundo, su aplicación ha demostrado que para cargas rurales pequeñas (menor a 75 kVA) el sistema se comporta adecuadamente, lo que siempre se debe tener en cuenta para que el sistema funcione es que debe mantenerse la resistencia de puesta a tierra total del sistema (Resistencia de la S.E. de envío y de la S.E. de recepción), en un valor menor a 5 ohmios.

Efectivamente en el Perú todo el plan de Electrificación Nacional que viene implementando el Estado, es en base a este sistema y las fallas del mismo se han debido al descuido en el mantenimiento de las puestas a tierra.

Capítulo 6

Instalaciones Eléctricas de Baja y Media Tensión

1. Cuando se colocan circuitos con varios cables por fase ¿Por qué deben ser todos de la misma sección (diámetro)? 122
2. Potencia promedio de PCs de oficina. Dimensionamiento de UPSs que alimentan PCs. 123
3. Kits para rastrear circuitos 124
4. Canalizaciones eléctricas para una bomba de agua electrosumergible 125
5. Causas de calentamiento del cable de neutro 126
6. Normativa para diseño de instalaciones eléctricas de un hospital 127
7. Optimización de canalizaciones eléctricas subterráneas 128
8. Recalentamiento de bandeja portacables por no agrupar los cables en ternas 130
9. Problemática de corrimiento de neutro en planta eléctrica trifásica de 220 V 132
10. Descripción del sistema eléctrico de un quirófano 133

1. Cuando se colocan circuitos con varios cables por fase ¿Por qué deben ser todos de la misma sección (diámetro)?

Pregunta

De: José Vega
Enviado el: Friday, March 08, 2002 5:01 AM

Hola, soy José Vega y se me ha planteado una duda que seguro me sabréis responder.
¿Por qué cuando se dimensiona la sección de un cable y tengo que colocar varios unipolares por fase, éstos han de ser de la misma sección?
Es decir, si necesito por cálculos un cable de 300 mm2 por fase y ya está colocado uno de 185 mm2 por fase ¿qué se debe hacer?:
1- añadir, otro de 150 mm2 para que ambos sumen aproximadamente los 300 mm2 que necesito.
2- añadir dos de 150 mm2.
3- añadir dos de 185 mm2 para poder aprovechar el que ya está instalado.

Si poner diferentes secciones puede ocasionar problemas me podríais indicar cuales son.

Gracias de antemano por vuestras respuestas.

Respuesta

De: Marcelo Palacios
Enviado el: Miércoles, 1 de Enero, 1997 08:57

Hola José:

La corriente es una gran ociosa y le gusta la comodidad en su recorrido : busca el camino más fácil.

En conductores de diferente sección hay también diferente valor de resistencia; en consecuencia, la corriente circula en mayor cantidad por donde tenga menos resistencia. (el conductor de más sección de un mismo material) . Cuando dos conductores de diferente sección están en paralelo, hay una caída de potencial entre el inicio y el fin (puntos de unión de los conductores) que se la determina usando inicialmente la resistencia equivalente de esos dos conductores; una vez determinada esa caída de potencial, puedes calcular cuánta corriente pasa por cada derivación. te darás cuenta que el cable más grueso permite mayor paso que el cable más fino, pero no en proporción exacta a sus capacidades de conducción, sino que al de mayor sección lo pone en condición de sobrecarga.

2. Potencia promedio de PCs de oficina. Dimensionamiento de UPSs que alimentan PCs.

Pregunta

De: Gonzalo Guzmán Hernández
Enviado el: Miércoles, 07 de Mayo de 2003 04:04 p.m.

Saludos.

Estoy realizando un estudio en una red eléctrica que tiene conectada entre 20 y 30 computadoras, dicho sistema se encuentra respaldado mediante un UPS modelo MD4500, con capacidad nominal de 4.5 kVA.

Mi pregunta es la siguiente, cual es la carga típica de una PC (CPU + Monitor), ya que según mis cálculos dicho UPS no posee la capacidad para toda la carga, según los datos que tengo una PC esta entre 600 y 800 VA.

El estudio lo estoy realizando, debido a que me han reportado que algunos interruptores del tablero respaldado por el UPS se han disparado, además de que en varias ocasiones el UPS ha dejado de funcionar, ocasionando que varias de las PC se apaguen...

Esperando sus comentarios...

Respuestas

De: Lenín Román
Enviado el: Miércoles, 07 de Mayo de 2003 04:38 p.m.

Estimado colega, mire yo trabajo bastante con UPS, tengo alrededor de 50 UPS a mi cargo nosotros trabajamos con UPS POWERWARE, una marca y equipos muy buenos. Mira algunos UPS y la mayoría que tenemos es dando respaldo a salas de cómputo y oficinas donde solamente se trabaja y se conecta al UPS computadoras, mira para el cálculo yo tomo en cuenta que por cada máquina tiene una potencia de 300W.

Luego multiplico por un factor de utilización de 0.8 y divido para 0.92 que es nuestro factor de potencia.

Entonces si tienes un UPS de 4.5KVA podrías conectar máximo 16 computadoras ya que igual debes dejar un pequeño margen para que el UPS te respalde al menos un minuto o dos adicionales a los que normalmente vienen estos equipos.

Si necesitas mas ayuda estaré gustoso de ayudarte.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Viernes, 09 de Mayo de 2003 12:02 p.m.

Aunque llego medio tarde a este asunto, soy tentado a decir algunas cosas

1.0 Hay dos tipos de ups on-line y off-line, y en la mitad de las dos un engendro que funciona pero tiene sus limitaciones que los gringos llaman línea interactiva.

2.0 La señal de salida puede ser seno modificada u onda cuadrada (típicamente usadas en las off-line y las de línea interactiva), y la onda senoidal del resorte de las on-line.

Cuando se trata de verificar el tipo de carga a proteger por las ups se plantea es que ellas se diseñan para una potencia dada y un factor de potencia también (típicamente este por encima de .86 en atraso). Punto importante a tener en cuenta si nuestras cargas son muchos computadores.

Obviamente por cuestiones económicas las corrientes pico o de arranque de las cargas no deberían exceder el 10% de la potencia nominal de la ups (volarían a la estratósfera el inversor). Lo anterior responde la pregunta hecha por experiencia propia (he diseñado estos bichos y me dieron de comer harto tiempo), no se recomienda cargar las ups por encima del 90% de su potencia nominal, no solamente por el problema de la sobrecarga, entran fenómenos como el del banco de baterías que con el tiempo reducen su capacidad de almacenamiento de energía y es mejor tener un porcentaje en donde se pueda mover cómodamente la potencia entregada por el equipo.

Otra cosa es que el contenido armónico, de la señal de voltaje se calcula a partir de la potencia entregada, en muchos casos cuando se esta al limite aumenta el contenido del THD y eso afecta no solamente al equipo sino que a la carga.

De otro lado es más fácil tener hasta la carga máxima las ups off-line o fuera de línea debido a que está solo su inversor trabaja cuando se haya ido la energía. Por lo tanto se protege un poco el inversor de los picos de corriente.

Queda por descontado que la mejor ups es la que entregue señal senoidal o lo más aproximado a ella.

3. Kits para rastrear circuitos

Pregunta

De: Gonzalo Guzmán Hernández
Enviado el: Wed, 28 May 2003 18:52:08 -0400

Saludos

Alguien tendrá algún catalogo de identificadores de circuitos, les comento:

Esta clase de equipo sirve, como su nombre lo indica para detectar o identificar los circuitos de un tablero, este o no energizado, he buscado en internet y no he tenido mucho éxito...

Respuesta

De: Angel Tito
Enviado el: Jueves, 29 de Mayo de 2003 04:33 p.m.

Amigo Gonzalo,
Sobre los detectores de circuitos, te recomiendo que visites la web de AMPROBE.
www.amprobe.com

Yo, hace ya mucho tiempo, tuve la oportunidad de utilizar los Kit´s rastreadores TRACERS AT-2000 de Amprobe, muy buenos por supuesto, los utilicé para rastrear redes subterráneas, obtener su recorrido y verificar sus circuitos, funcionan de dos formas:

1.- Inyectan señales al inicio del circuito (tablero) y puedes hacer el seguimiento del recorrido del circuito con un detector sonoro de la señal inyectada.

2.- Puedes ubicar otro accesorio del kit en cualquier parte del circuito conectarla solo a 02 fases y con el detector sonoro identificar en el tablero el circuito al cual se conecta.

Debo aclarar que lo he utilizado solo con circuitos energizados, pero supongo que deben funcionar también con circuitos no energizados, esto lo podrás verificar en las especificaciones del Kit.

Espero te sirva,
Angel Tito
Ica-Perú

4. Canalizaciones eléctricas para una bomba de agua electrosumergible

Pregunta

De: Carol Arenas Torres
Enviado el: 8 de Junio, 2003

Hola a todos, les hago una consulta para un proyecto en el que estoy trabajando:

Como parte del proyecto tenemos que realizar conexiones eléctricas para una bomba sumergible (de 5HP) que será utilizada para extraer agua de un lago.

Los cables eléctricos desde el punto de alimentación hasta el lugar de la bomba, se han proyectado para ser instalado bajo tierra (con su correspondiente tubería). Además de estos cables también se enterrarán tuberías de agua potable. En este sentido, quisiera que me pudiesen orientar con relación a la distancia y profundidad que deben ubicarse los cables eléctricos, considerando que en las proximidades también se encontrará la tubería de agua potable que ya indiqué...

Agradezco la orientación que me puedan dar o alguna referencia al respecto...

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 8 de Junio, 2003 01:35:00 (+0200)

Carol. No se si alguien ya respondió tu inquietud pero ahí va algo. En la norma NFPA 70 puedes obtener información sobre profundidad y ubicación de las tuberías eléctricas en relación a otra infraestructura.

En realidad los criterios que prevalecen son seguridad y evitar interferencias que limiten acciones de mantenimiento de los tubos adyacentes, en este caso de agua.

Asumo que en tu país hay normas que regulan los detalles del trabajo que mencionas, pero voy a explicarte algo de lo tipificado en Venezuela (aclaro que pueden existir variantes en otros países...) Pero en general no son muy distantes unas de otras.

Por la potencia de 5 HP asumo que la tubería (no se si es de hierro o de PVC) de la instalación eléctrica es en baja tensión, por lo cual, si está ubicada en un área fuera de cruce de vías la bancada puedes instalarla a 45 cms de profundidad desde el tope del terreno. Explico el término bancada: Corresponde a la envoltura de concreto de los tubos, la cual debe recubrirlos con un espesor no menor de 5 cms y generalmente no mayor de 10 cms. Esa envoltura de concreto se coloca en una zanja a una profundidad de 45 cms, sobre la bancada generalmente se coloca una mezcla de concreto con oxido de hierro (concreto rojo), el cual se usa para indicar la presencia de tubos con cables eléctricos en el caso de que se realicen excavaciones en un futuro.

De manera que si sumas: Los tubos estarán a un mínimo de 55 cms de profundidad, midiendo desde la rasante del terreno. Así: 45 cms de relleno (material de la excavación, compactado al 95% del proctor modificado), 5 cms de concreto rojo y unos 5 cms de envoltura de concreto de los tubos.

Si en el trayecto de la canalización eléctrica existe un cruce de vía la profundidad en ese punto debe incrementarse a no menos de 75 cms. Si no es posible, entonces se debe reforzar con una "camisa", generalmente una tubería de acero al carbono de mayor diámetro, el tramo de tubería en el cruce de manera que soporte el peso de los vehículos.

La separación entre las tuberías generalmente debe considerar la ubicación de equipos y cuadrillas de mantenimiento de la instalación más crítica, en mi opinión la tubería de agua, por los problemas de corrosión. Otro aspecto a considerar es la presión de operación de la tubería de agua. Mientras mayor sea la presión mas lejos deben colocarse las tuberías.. Ni pensar en usar la misma zanja para colocar, en forma vertical, ambas tuberías.

Si se usa la misma zanja deben colocarse en forma horizontal, preferiblemente usando separadores de concreto o algo parecido, si la presión de operación es baja, entendiendo esto como 50 psig o menos.

Espero que lo anterior te ayude... Esa es una manera de hacerlo...Hay otras mas o menos rígidas..

5. Causas de calentamiento del cable de neutro

Pregunta

De: Diego González
Enviado el: Sunday, October 19, 2003 2:58 AM

Quisiera saber si en una instalación de un acondicionador de aire, por ejemplo, ¿el neutro se calienta?, ¿Cuál sería la medida del cable en milímetros recomendada?

Si se calientan me podrían explicar por que, ya que por lo que tengo entendido no pasa corriente por él.

Muchas gracias. Saludos

Diego González
Técnico electricista

Respuesta

De: Luís Ignacio Eguíluz Morán
Enviado el: Domingo, 19 de Octubre de 2003 05:37 a.m.

En algunas instalaciones trifásicas, con cargas no-lineales -por ejemplo, acondicionadores de AA- la corriente del neutro puede ser superior a las equilibradas de fase, debido a los armónicos triples -especialmente el tercero-, aunque es frecuente aparezca todo el espectro de armónicos impares -en valores reducidos- debido a sus propios desequilibrios.

La mejor solución seria medir los valores eficaces de las intensidades de fases-neutro y de acuerdo con la densidad de corriente deseada, elegir la sección del neutro. Si no dispone de medidor, el limite teórico superior de la In es /3 If.

Cordiales saludos,

Ignacio Eguíluz
Dpto. Ingeniería Eléctrica
Universidad de Cantabria

6. Normativa para diseño de instalaciones eléctricas de un hospital

Pregunta

De: José Luis Rodríguez
Enviado el: Miércoles, 10 de Diciembre de 2003 04:20 p.m.

Estimados compañeros, en este momento me encuentro realizando un proyecto de instalaciones eléctricas de un hospital para presentarlo como mi tesis profesional, me gustaría saber si me pueden apoyar con información al respecto, cuento con las norma oficial mexicana e información proporcionada por Square D para los tableros aislados, pero me gustaría contar con mas información con respecto a las instalaciones en quirófano, terapia intensiva, encamados, etc. de antemano les agradezco su apoyo y cuenten con la información de la cual dispongo para ponerlas a su disposición

Respuesta

De: George
Enviado el: Miércoles, 10 de Diciembre de 2003 05:00 p.m.

Mira Luis, te recomiendo que le eches un vistazo al "White Book" y al "Emerald Book" de IEEE, estos libros se refieren a todas las instalaciones en hospitales y al aterrizaje de equipo sensible respectivamente.

Además échale un vistazo a los catálogos de fabricantes como ARROW HART, para que comiences a darte una idea de los dispositivos que debes emplear.

7. Optimización de canalizaciones eléctricas subterráneas

Pregunta

De: Gustavo Salloum
Enviado el: Martes, 13 de Enero de 2004 03:00 p.m.

Gracias por la información Juan.

Por lo que veo, los cables enterrados cuando alcanzan una temperatura mayor al de su aislamiento hay que optar por colocar un calibre mayor.

Se abre en este punto una fuerte discusión de diseño..... ¿Cómo se yo que decisión es más optima aumentar el calibre (que significa costos) o dejar el mismo calibre pero separar los conductores (implicando costos de canalización mayor)?.....el problema que se me plantea es una decisión de ingeniería, Optimización de los resultados, pues el aumento de los calibres podría servir para canalizaciones largas, ¿Pero y si estas fueran cortas?,no mas de medio metro , ¿ampliar la trinchera o bancada sería la opción más recomendada?.

Si tienen información al respecto se los agradecería muchísimo.

No es que este reacio en aumentar los calibres de los conductores. Esto siempre pasa cuando lo estamos dimensionando. Pero Ocurre que se hizo el dimensionamiento y no se tomó en cuenta su temperatura de operación enterrados, al hacer los cálculos de éstos en canalización subterránea se empieza observar el aumento de su temperatura por encima del valor de aislamiento, pero parte de los cables ya fueron comprados así que la opción es aumentar las dimensiones de trinchera y bancada.

Si alguien tiene un estudio, paper, artículo y otro documento u alguna opinión en particular, que relacione la idea de aumento de los conductores vs. aumento de las dimensiones de la canalización se les estaría muy agradecido.

De hecho me gustaría conocer la opinión personal de los listeros en cuanto a esta diatriba.

Gracias a todos por la atención prestada

Saludos

Gustavo Salloum
Ing. Electricista.
Caracas - Venezuela

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 18 de Enero de 2004 06:02 p.m.

Amigos voy a dar mi punto de vista sobre el asunto.

NEC: Es un documento bueno para efectos de dimensionar o sobre dimensionar no para optimizar. Por favor lean la intención del código y apreciarán que es un documento orientado a la seguridad pero no es una guía de diseño y mucho menos una guía de optimización.

En relación a los criterios de optimización de las redes subterráneas hay que revisar varias cosas.

1.- Cual es la vida útil de la instalación.?? Si la vida útil es corta es posible incluso trabajar un cable en sobrecarga. Lo estamos asesinando pero total..La instalación muere junto con el. No es lo mismo diseñar y dimensionar para 20 años que para 5 años.

2.- Cuales son los criterios y prácticas de la empresa dueña de la instalación.?? A esto hay que ponerle atención porque la manera de hacer las cosas en una empresa "pesan" bastante debido a que generalmente existen lecciones aprendidas las cuales no podemos pasar por alto.

3.- Que dice el estudio de carga.?? Cual es el crecimiento a corto, mediano y largo plazo..? He estado en cursos de redes de distribución en los cuales se han aplicado software para optimización y en el papel la cosa ha funcionado, pero si las variables de interés no son bien enfocadas pueden resultar optimizaciones de papel..No son construibles.

4.- Tipo de Canalizaciones.

En el caso origen de la consulta hay un error obvio de diseño. No considerar el derrateo por temperatura es un handicap muy alto. Recuerden que el aislamiento de un cable pierde vida de dos maneras. El calor interno que permanece encerrado en el cable y el calor que puede ser transmitido al exterior. En el primero no podemos hacer nada, para lo segundo la canalización es punto clave.

Eso está bien, solo que en a mi manera de ver el asunto la consulta no se trata de optimizar.. Se trata de corregir un error al menor costo

Para ello debemos recordar que los errores de diseño se pagan caro y así debemos evaluar a conciencia si para corregir el asunto debemos gastar dinero sin afectar la seguridad de la instalación eso lo justifica.. Pero no podemos pensar en ahorrar dinero a expensas de seguridad.. Eso si viola el código y al momento de una falla como diseñador o "diseñador-corrector" puedo correr con consecuencias legales.

En media tensión esta demostrado que las mejores canalizaciones en conduits subterráneos son las que crecen en forma vertical con un número reducido (dos ó máximo 3 conduits por hilera). Las de crecimiento horizontal con mas de tres conduits por hilera y 4 o mas hileras, son mas económicas pero son fatales para los cables instalados en las tuberías internas de las hileras. Esos cables aparte de su calor reciben el de sus vecinos y no pueden hacer nada..Excepto morirse antes que los demás cables.

Si las mejoras permiten el uso de cables directamente enterrados eso puede ser mejor que los conduits, siempre y cuando se tenga claro cual será el crecimiento futuro de la carga.

Y si la cosa es con las manos mas sueltas, bueno pueden usarse las bandejas portacables, en trincheras ó a la vista en montajes tipo rack.

En resumen no existe una receta de cocina. Cada caso de canalizaciones de media tensión hay que analizarlo en forma de matriz con ventajas, desventajas y costos. A partir de ahí se toma la decisión de cual tipo de canalización usar.

8. Recalentamiento de bandeja portacables por no agrupar los cables en ternas

Pregunta

De: Jose Aurelio Gámez
Enviado el: Miércoles, 25 de Agosto de 2004 12:02 pm

En una S.E. encapsulada en 115 kV, existe la siguiente problemática la charola que aloja los cables de potencia que vienen del transformador y que se encuentran ubicados en el sótano de dicha S.E. están presentando calentamiento.

Mi pregunta a personas de esta comunidad es si alguien ha tenido alguna experiencia con dicha problemática que me pueda ayudar, en principio quiero pensar algún problema por la no transposición de los cables, pero si alguien tiene alguna otra opinión con gusto la recibiré, anexo a esto fotos de la disposición de los cables.

De antemano gracias.

Respuestas

De: Salvador Martínez
Enviado el: Miércoles, 25 de Agosto de 2004 02:11 p.m.

En una instalación similar observé el mismo problema y se resolvió agrupando los cables en ternas (fases A, B, C y neutro de un mismo circuito) por un mismo tubo o bandeja (charola). Me imagino que en aquel caso, lo que pasaba era que el intenso campo magnético generado cuando las fases no se agrupan en ternas, provocaba una circulación de corrientes parásitas por la estructura metálica, suficientes para sobrecalentar la misma.

Salvador Martínez
Caracas, Venezuela

De: Agustín
Enviado el: Jueves, 26 de Agosto de 2004 08:08 a.m.

José según veo en la foto y pienso de que los conductores son unipolares el problema para mi es el agrupamiento de los conductores pues para que esto no suceda se deben agrupar en ternas R-S-T porque de lo contrario el campo generado no se compensa por la fase faltante y la cablevia toma temperatura un caso de esos lo ví en una oportunidad pero en baja tensión donde no tenían lugar para pasar por un caño los tres conductores y pasaron dos por uno y dos por otro lo que hacia era levantar una temperatura tal que rajaba el revestimiento de la pared.-

De: José Aurelio Gámez
Enviado el: Jueves, 26 de Agosto de 2004 09:11 a.m.

Agustín: Efectivamente, esa es la teoría que argumente gracias a las personas de este foro que ampliaron mi teoría, pero ahora el problema es que debido a lo que conlleva tanto económica como material, para realizar una libranza en la S.E. para hacer dicha maniobra, quieren otra opción para no dejar fuera dicha S.E., pero no tengo clara alguna otra opción, alguien pudiera darme alguna otra opción viable, de antemano gracias.

De: Victor Rodolfo CEDRON
Enviado el: Jueves, 26 de Agosto de 2004 10:07 a.m.

José:

A disposición poco ortodoxa, solución poco ortodoxa. Retira la bandeja, trata de diseñar una especie de pileta de mampostería que aloje los cables y rellénala con arena. Esta pileta además hará de tabique para los cables ante un eventual ingreso de agua en el sótano.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 26 de Agosto de 2004 05:01 p.m.

Amigo José como ya lo han comentado muchos colegas debes proceder a agrupar los cables de ternas R-S-T.

Tuve un problema similar en un SE 115/13,8 kV con 1 trafo de 45 MVA. Ahí la canalización eran ductos subterráneos en los cuales su parte final consistían en conduits metálicos que llegaban a las celdas de BT del transformador. Ocurrió que no fueron instalados los cables en forma equilibrada (tres fase por ducto)y al existir el desequilibrio de los campos magnéticos, existen líneas de flujo que cortan el conduit metálico, se inducen tensiones y se producen corrientes las cuales por efecto joule producen elevaciones de temperatura bastantes importantes. En nuestro caso llegamos a medir 125 °C en el punto de salida de los cables a la celda.
Hubo que romper el piso y remover la parte final (metálica) de la canalización.

No pudimos remover los cables por razones de continuidad operacional de la planta servida. Pero al remover el cuerpo metálico que cerraba el circuito logramos eliminar el punto de inducción y de calentamiento.

En tu caso no se cual sea el punto crítico de temperatura pero en función de la importancia de la SE puedes evaluar reemplazar las bandejas metálicas elementos soportes no conductivos el cual puede ser un trabajo factible de realizar sin desenergizar.

Pienso que el punto crítico de temperatura, según lo que veo de las fotos, es la salida de los cables en el transformador. Ahí tienes dos opciones: Agrupar los cables R-S-T en cada ducto (Se aprecia espacio muy limitado) o abrir una ventana de manera que todos los cables pasen a través de una garganta única. Eso lo mas probable es que te cause un paro de la SE...pero no hacerlo te lleva a una falla segura de aislamiento..

De: Erik Rojas (SANTAFE - CMPC Celulosa)
Enviado el: Viernes, 03 de Septiembre de 2004 09:06 a.m.

José:

Como la transmisión de energía es por cable monofásico, el campo magnético creado alrededor del cable, induce corrientes en las bandejas o charolas que se cierran en cada segmento de ellas por los palillos o uniones entre los laterales de la bandeja, produciendo la temperatura por efecto Joule (I^2*R), la idea es cortar o retirar esas uniones y reemplazarlas por uniones de material dieléctrico apernado en los laterales. Esto elimina la circulación de corriente y por ende el calentamiento de ella.

9. Problemática de corrimiento de neutro en planta eléctrica trifásica de 220 V

Pregunta

De: JOSE MARIA BALAGUERA CARVAJAL
Enviado el: Tuesday, September 14, 2004 5:14 PM

Tengo una planta eléctrica trifásica a 60 Hz de 75 kva, la cual entre fases mido una tensión de 220 voltios.
Entre las fases y neutro me presenta tensiones del rango de 120 volt. en dos de ellas, pero en una de las tres la tensión neutro - fase es de 190 volt.

Como es de suponer los equipos que instalo a esta fase se están quemando, bombillos, equipos de oficina, reguladores y todo lo que se conecte a 110 voltios y que realmente se alimenta a un nivel de 190 volt.

Respuestas

De: Luciano N. Briozzo
Enviado el: Miércoles, 22 de Septiembre de 2004 07:16 p.m.

Jose María,

Por lo que comentás en tu mensaje, deduzco que pasa esto algo como lo que muestra la imagen (ver adjunto).

La primera es la situación de funcionamiento normal, y la segunda es lo que ocurre en tu sistema, donde:

Ao' = 190 V = 220 * sen(60°)

Co' = Bo' = 110 V = 220 cos(60°)

(volt más, volt menos, pasa que no cierra haciendo un triángulo con 190V - 120V - 120V , así que debe ser 190-110-110)

Un corrimiento de neutro puede deberse a:
- cargas desequilibradas
- cargas muy desequilibradas (cortocircuito directo o impedante)
- corte de conductores

Pensando en cómo podría darse tal situación, fue mi amigo Ezequiel el que aportó una posible causa.
Supongamos una situación en la que se den estas tres condiciones:
- Cargas conectadas en estrella
- Desequilibrio tal que una fase está prácticamente en vacío, y las otras dos son muy parecidas
- Se corta el neutro

De esta forma, el centro de estrella (ahora o') pasa a ser el punto medio de la malla C-o'-B. Si las cargas son iguales, cae la misma tensión en cada una de ellas. Es decir, se aplican 220 entre B y C, caen 110 entre c y o', caen 110 entre 0' y B.

Todo esto es muy teórico, y con un poco de demora en la respuesta. Pero bueno, contame como te ha ido y si llegaste a una solución no te olvides de comentarla en el grupo.

Suerte y un saludo a toda la lista,

Luciano Briozzo
La Plata – Argentina

De: Luis Ignacio Eguíluz Morán
Enviado el: Jueves, 23 de Septiembre de 2004 06:33 a.m.

La justificación de Luciano es perfectamente clara; sólo habría que ajustar los valores de las tensiones fase-neutro dados por José María.

En mi opinión -similar a la de Luciano- el problema se resolvería cuando la carga de las tres fases fuera prácticamente la misma, dando lugar a tres intensidades, aproximadamente, del mismo valor eficaz y desfasadas 120º entre sí. Por último, esta situación es la consecuencia de una inadecuada conexión de las cargas. En España, resulta frecuente que los instaladores, por comodidad, hagan este tipo de "chapuzas"; todo va bien hasta que, por una avería, queda desconectado el hilo neutro...

Saludos,

Ignacio Eguíluz
Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética
Universidad de Cantabria. (España)

10. Descripción del sistema eléctrico de un quirófano

Pregunta

De: Rolando Manero
Enviado el: Martes, 12 de Octubre de 2004 12:09 p.m.

Saludos amigos:

Me dirijo a ustedes con el objetivo de conocer si alguno tiene y puede compartir conmigo, un esquema o dibujo de las instalaciones eléctricas en el interior de los salones de operación de Hospitales.

Conozco que las mismas se efectúan a través de transformadores separadores de voltaje que aislan el sistema eléctrico de dichas unidades del resto del sistema eléctrico de la instalación médica.

¿Es así realmente? ¿Se procede con las unidades quirúrgicas como si se tratara de un sistema IT independiente del sistema TN-S del resto de la instalación? ¿Cuáles son los requerimientos de las tomas de tierra dentro de dichas unidades quirúrgicas y cómo se conectan al resto del sistema de tierra? ¿Dónde se colocan el transformador separador del sistema (que no debe ser autotransformador)?

Como ven, tengo muchas interrogantes al respecto.

De antemano, como siempre, muchas gracias a todos.

Rolando

Respuestas

De: Manuel Chavarría Corella
Enviado el: Martes, 12 de Octubre de 2004 12:09 p.m.

Sería bueno que consultaras el estándar 602 de la IEEE (el libro Blanco de los color Books), el cual trata de las prácticas recomendadas para instalaciones eléctricas en centros de cuido de la salud.

Manuel Chavarría C.

De: Marcelino Mateos Palacios
Enviado el: Miércoles, 13 de Octubre de 2004 12:02 a.m.

Saludos...

En mi residencia profesional para terminar la carrera como ingeniero eléctrico, tuve la oportunidad de desarrollar proyectos para hospitales.

Aquí en Oaxaca México, nos basamos en la Norma Oficial Mexicana (NOM-001-sede-1999) y en las normas de proyectos y construcciones del Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) Tengo las dos. La NOM se encuentra en Internet pero las del seguro las tengo en un PDF de 50 megas.

Te puedo comentar algunas de mis experiencias (si están mal, agradeceré me lo hagan saber)

Todo el quirófano se tiene que alimentar del tablero de emergencia general ubicado en el cuarto de máquinas eléctrico o subestación (el que se alimenta a su vez de la plata de emergencia).

La alimentación de hace a través de un tablero especial que se conoce como "Tablero de aislamiento" que en efecto es un tablero que aísla el sistema eléctrico del hospital del sistema del quirófano mediante n transformador, es decir, no existe contacto físico, no de la tierra ni de las fases. Aunque es muy semejante a los tableritos normalitos en el sentido que tiene barras a

donde se conectan elementos de protección, se divide en circuitos y tiene instrumentos de medición y un interruptor principal.

Generalmente en las licitaciones para la secretaría de salud o el seguro social, se prefieren tableros de aislamiento de la casa Scheider Electric o SquareD. (Está en el catálogo autorizado de mobiliario y equipo, así como cables marca condumex o latincasa. No IUSA ni COBREX ni ARGOS aunque son buenos, no los aceptan en la obra se salud, se los digo porque a mi me regresaron varias cajas).

Se usa un tablero de aislamiento por sala de cirugía mas uno (si es necesario) para conectar equipos de rayos "X" portátiles. Es decir, un quirófano con 2 salas deberá tener 3 tableros de aislamiento. La capacidad de las protecciones contenidas en el así como el modelo, se calcula dependiendo de las necesidades.

Todo el cableado del quirófano se realiza con cable tipo RHW y el calibre se calcula de acuerdo a las cargas (según la NOM). Las canalizaciones se realizan con Conduit de PVC tipo pesado (los diámetros tambien se calculan según tablas contenidas en la NOM).

Ya dentro de la sala de cirugía, se contemplan generalmente tres elementos para calcular las dimensiones y capacidad del tablero y su transformador (aunque pueden ser mas parámetros).

La lámpara de cirugía, a la que se le asigna un circuito individual en el tablero con carga de 127 V a una fase y neutro y 1000 o 1500 watts.

Otros circuitos se usa para los receptáculos que son grado médico (los conocemos como contactos grado médico) que es una caja con una placa con 4 o más contactos empotrados en la pared. Para conectar estos al tablero se usan mínimo dos circuitos que se van alternando, es decir, circuito 1 para el primero y el tercer contacto y circuito tres para el segundo y cuatro contacto en el módulo. Esto se hace con el fin de que si existiera un corto en un contacto, solo se inhabilite la mitad del módulo. Generalmente se usan dos módulos por sala. Estos se montan a 1.60 metros sobre el nivel del piso terminado y van a la mitad de los muros.

Por último, la iluminación general que se hacen con tubos fluorescentes y el número de lámparas se calcula de acuerdo a los métodos de cálculo de iluminación.

Ahora. Antes de proceder a tender el firme en el piso de quirófano se tiene que construir una malla de alambre desnudo y además unas subidas de la misma malla a 0.30 metros del piso. Esto con el fin de formar una malla de tierras para el quirófano que drene las descargas tanto en el piso como en el muro.

El tamaño y la fabricación de la malla se calcula más o menos de la misma manera que para calcular una malla de tierras para una subestación. Además se aconseja dejar de dos a cuatro subidas por muro para aterrizar también estos.

La malla de tierras se remata en una delta que va en el exterior o en un lugar registrable en el piso fuera del quirófano este a través de un cable que es mas grueso (también desnudo) que el de la misma malla.

La delta, se forma con varillas de cobre de 3 Metros enterradas. Claro que se puede utilizar un sistema de tierra física más eficiente si se desea.

El piso del quirófano está revestido con un material que se conoce como terrazo conductivo que mantiene la resistencia dentro de los valores marcados en las normas.

Creo que eso es todo. Disculpa que no te de mas datos pero no los tengo a la mano ni en la cabeza.

Si deseas, te puedo mandar unas guías mecánicas de quirófanos de varios hospitales de a ciudad de Oaxaca México (lugar donde vivo) que pertenecen a la secretaría de salud.

PD:
Pues hasta donde yo se, haciendo a un lado un montón de consideraciones, un tablero de aislamiento es para fines prácticos un tablero normal pero que no está conectado físicamente con el exterior sino que lo hace a través de un transformador (de aislamiento)

La forma de conectar este, es similar a la de un tablero normal, tienes hasta tres fases, tu neutro y tu tierra.

Si quieres un voltaje de 110 en una salida, solo conectas un circuito de una fase y neutro.

Si quieres 220, conectas un circuito de dos fases.

Ambos serían dos hilos y tierra y con sus respectivas protecciones termo magnéticas.

El primero me imagino que sería para módulos de contacto o para cargas de alumbrado. El segundo, tal vez para conectar equipos portátiles de RX que trabajen a 220 v.

No se te olvide que el tablero de aislamiento se conecta al sistema de alimentación de emergencia del edificio, es decir, el que va a la plata de emergencia.

Por último, los catálogos de los fabricantes te muestran los modelos que tienen de tableros, que capacidad, que tipos de protecciones se les tiene que poner, el número de circuitos y si es con o sin medición.

Capítulo 7
Mediciones

1. Telemedición 138
2. Medidores de energía con transformix 139
3. Acerca del término “precisión” 142
4. Medidores electromecánicos monofásicos y formas de evitar fraudes 147
5. Medidores de energía trifásicos que incluyan el efecto de armónicos y desbalance 149
6. Medición correcta del factor de potencia 150
7. ¿Qué miden realmente los medidores de voltaje, potencia y energía? 157
8. Armónicos en contadores de energía 161
9. Beneficios de medir energía del lado de alta tensión en vez del lado de baja tensión 162

1. Telemedición

Pregunta

De: Rolando Canorio
Enviado el: Jueves, 5 de Julio, 2001

Estimados amigos, el presente es para solicitarles información referente a la telemedición, se está pensando aplicar la telemedición a 182 clientes dispersos a 30 km de radio, se ha analizado la posibilidad de módem pero con la línea de teléfono resulta muy caro, es por ello que espero sugerencias de parte de ustedes.

Muy atentamente,
ROLANDO CANORIO VASQUEZ
Area de Clientes Mayores Electrocayali S.A.

Respuesta

De: Carlos Wong
Enviado el: Jueves, 5 de Julio, 2001

Con cuanta frecuencia vas a interrogar a los medidores?

Si es una vez al mes y si todos los clientes tienen línea telefónica, entonces te conviene el modem telefónico acoplado al medidor.

El medidor debe estar preparado para darte la información, por ejemplo vía pulsos. Si el medidor es un medidor electrónico, entonces solo necesitas el módem.

Los modems valen como US. 350 a 500.

También necesitas un programa de interrogación y recolección de la información. Este programa vale como US. 5.000

La computadora al llamar al número del cliente del abonado (ya que no es una línea dedicada) te responde el módem en forma automática. El módem cuelga si detecta trafico de voz, lo que asegura no molestar al abonado si levanta el auricular.

También puedes interrogar a los medidores en la noche cuando el abonado no usa la línea telefónica.

Esta es una de las maneras más económicas de hacer lo que necesitas.

Si la frecuencia de interrogación a los medidores es extremadamente alta, por ejemplo una por hora, o incluye algún sistema de mando en tiempo real, entonces necesitas un sistema de comunicación propio, que puede ser radio, o portadora a través de la misma red de alta tensión.

2. Medidores de energía con transformix

Pregunta

De: GUSTAVO BARJA ACUÑA
Enviado el: Sunday, January 06, 2002 11:09 AM

Hola amigos de elistas:

Dentro de un mes en mi centro de labores perteneciente al sector eléctrico se esta pensando instalar equipos electrónicos de última generación para medir el consumo de clientes industriales, ello involucra el montaje de nuevos equipos de medida trafomix. Por lo que les agradeceré desde ya, si podrían proporcionarme información sobre los modelos mas adecuados para un sistema en delta o en estrella, así como la forma de conexionado para cada caso (diagramas). Y si existe algun tipo de problema si se usa el modelo incorrectamente.

Respuestas

De: Marcelo Palacios
Enviado el: Martes, 15 de Enero de 2002 08:59 a.m.

Estimado Gustavo:

Debido a que no te han contestado a tu requerimiento, creo que aún no es tarde para dar respuesta a tus requerimientos sobre información de sistemas de medición de última generación, en los que también se piensa instalar los traformix.

Me dirijo para darte un comentario dado lo que he experimentado sobre este campo:

En primer lugar debes tener en consideración la precisión de los equipos auxiliares del paquete total; específicamente al traformix, ya que, a no ser que tengan más modelos que el que yo recibí, la precisión es de 0,5, mientras que muchas empresas eléctricas exigen transformadores de medición de precisión 0,3... si traformix tiene esta precisión, bienvenidos sean los traformix, pero si no, el grado de precisión puede hacer perder dinero o al usuario, o a le empresa. no te olvides que tranformix es un solo paquete, y la falla de uno de los transformadores implica sustitución total., mientras que si utilizas los transformadores estándar que se han utilizado durante muchos años, se falla uno es más económica su sustitución.

Referente al contador electrónico mismo, todos tienen buena precisión y bajo consumo, por lo que dependerá la adquisición de otros aspectos tales como costo del aparato, facilidad para programación, bajo costo del software, seguridad en cuanto a impedir que sea fácilmente accesado por personal ajeno, entre otros.

Existe un sinnúmero de marcas. yo he trabajado con los contadores Schlumberger, en sus modelos Vectron y Fulcrum.

Si lo que te (o les) interesa registrar es consumo en kW-h, kVAR-h y demanda, basta con el Vectron, pero si vas a dar beneficios adicionales a un usuario industrial, como doble tarifa, u otra cosa, entonces es perferible utilizar el Fulcrum, que da unas 32 o más opciones.

Existen otros equipos considerados como monitores, aunque en realidad la precisión es la misma que la de los contradores, los mismos que están dotados de un sinnúmero de opciones

de control y registro, y tienen comunicación con el ordenador. las empresas eléctricas no aceptan a estos últimos como contadores.

Espero tus comentarios.

Saludo fraternal.

Marcelo Palacios Santana

De: Kike Jaureguialzo
Enviado el: Miércoles, 16 de Enero de 2002 03:10 p.m

Gustavo:

Aportando un poco más sobre el tema, aquí en Argentina se utilizan mucho los ABB, modelos ALFA y ALFAII. Estos tienen dos ventajas respecto de los Schlumberger (Vectron y Fulcrum): 1- es más barato, 2-Tienen mejor respaldo técnico aquí, en Argentina. Las dos son poderosas razones para elegirlos.

Estos ABB dicen ser clase 1, ya que las empresas locales exigen esa exactitud, pero en realidad varios ensayos demostraron ser clase 0,2. Pueden almacenar, en tres bandas horarias, energías activa y reactiva y demanda.

Además te muestran los valores hasta el último período de lectura (mes anterior), y almacena los últimos 6 meses de perfil de carga de la planta (esto es muy interesante). Todas las lecturas se pueden tomar por display ó mediante laptop conectada a un puerto óptico. El modelo ALFAII introduce algunos registros de calidad de servicio, aunque en Argentina no están homologados para este fin. También existen placas adicionales para agregarles: módem para telelectura, tarjeta de salida a relés. Esta tarjeta es interesante ya que te permite dar un contacto libre de tensión indicando el período de horario de punta (o el horario que quieras), que puede ser usada por la planta para desconectar cargas. Yo lo utilicé con éxito dentro de un automatismo que durante el horario de punta mantenía apagados unos equipos de refrigeración, disminuyendo la tarifa eléctrica en un 50%. Esta tarjeta te permite, además, indicar la proyección de la demanda. Si el equipo calcula que a ese ritmo se pasará de un valor prefijado, se da la señal, también usada para desenganchar cargas.

En instrumentos de panel (no permitidos para tarifación), están los Schneider modelo Power Logic, que tienen muchas más prestaciones. Algunas de ellas muy interesantes como el registro en memoria interna de hasta doce ciclos de tensión y corriente disparables por eventos (ej. microcortes), almacenamiento de perfiles de carga, medición de demanda de potencia con ventana deslizante, demanda de corriente, etc. Estos equipos son más caros aquí (3.500 us$).

Espero que sirva. Saludos. Kike.

De: Jair Aguado
Enviado el: Miércoles, 16 de Enero de 2002 08:11 p.m.

Para hacer un pequeño aporte al tema y deseándoles Feliz Año a todos los de la lista (Tarde? pero Bueno, lo que vale es la intención espero!)

La precisión es fundamental en un equipo de medida, y en especial en los medidores de energía, es importante que si se utilizan dispositivos como el Transformix (que es la mezcla de transformadores de Potencial y de Corriente) o transformadores individuales, por que estos en gran medida depende la precisión de los Medidores, la recomendación para los que usen este tipo de equipos es que sean normalizados y patronados por laboratorios especializados para Certificar la precisión y asi evitar contratiempos aunque conozco que los Fabricantes del Transformix ya han hecho pruebas de precisión y les fue bien.

Es importante tener en cuenta la precisión. En Colombia en un estudio que se hizo hace cerca de 5 años se detectó que la desviación de la medidas de una gran cantidad de transformadores (cerca de 2500) excedía la precisión a la cual según el fabricante fue construido y probado el transformador, esto motivo que en los Laboratorios de Alta Tensión de la Universidad del Valle en Cali se este implementando un laboratorio de Patronamiento exclusivo para Transformadores de Corriente.

Cuando el amigo Kike dice que los ABB son de precisión clase 1 aunque según él en pruebas la precisión fue clase 0.2, la explicación para esto es un poco compleja pero resumiendo o diciendo en pocas palabras cuando se calibra un Medidor la precisión o su clase se analiza y se entrega a partir de muestras estadísticas y la tendencia de la mayoría de las muestras es la que indica a que clase pertenece.

En Colombia la precisión se dice que es clase 0.5 para cargas industriales y clase 2 para cargas residenciales (esto es un dato accesorio).

Otra cosa importante para tener en cuenta es que los analizadores de redes aunque sean bastante complejos la mayoría entrega son valores de potencia tanto consumida por la carga como la entregada por la fuente, muchos no dan Valores de de Consumo de energía (kW-h) que es lo que cobra las empresas, los medidores o contadores de energía se diseñan para medir es los consumos de energía basados en varios algoritmos, los medidores como los de ABB o los ALFA también pueden entregar valores de potencia activa, reactiva, desarrollar planes de Power Quality, pero en esencia lo que se analiza desde las emrpesas de energía es la precisión de la medición de la energía, es por esto que las empresas proveedoras de energía no consideran los analizadores de energía fiables para medición (otra cosa es que habría que patronarlos).

Otra cosa que hay que analizar es el contenido de armónicos presente en la red estos inciden de forma alarmante en la precisión de los Transformadores de corriente (esto surge debido a que son diseñados para trabajar a 60 ó 50 Hz y la máxima frecuencia admitida es el doble de la frecuencia fundamental) si hay presencia de Tercer o Quinto armónico su precisión puede ser afectada por encima del 30%, esto es lo primero. Lo segundo es parte de una Investigación que estoy realizando es que tipo de ecuación de energía utilizan los Medidores electrónicos y de inducción trifásicos que se están utilizando en la industria debido a que la potencia bajo condiciones no senosoidales no cumplen la ecuación de Boudenu (he hecho circular varios artículos sobre este tema).

Como conclusión la precisión depende en la actualidad de varios factores y todos son importantes para sopesar la Calidad de las Medidas Eléctricas.

Como parece que me encanta escribir correos largos escribo lo último:

Muchos de ustedes que tengan Analizadores PowerLogic o de otra marca es importante que analicen en el punto común de conexión o donde tenga su medidor (si hacen la medida por alta o baja tensión), la posibilidad de analizar (valga la redundancia) quien introduce a su sistema armónicos o perturbaciones de voltaje (Sag, Swell, etc) esto importante definirlo porque si es la carga puede ser penalizado, pero si es que al sistema le estan inyectando armónicos ustedes pueden exigir a las empresas de energía retribución por las fallas que pueden ocasionar estas perturbaciones a la carga, para el próximo Boletín de la lista que coordina el Ing. Norman voy ha enviar un articulo donde se explica un algoritmo que basado en las mediciones de corriente y voltaje trifásicos en el PCC puede definir quien introduce problemas en la Red, con los analizadores arriba mencionados se que se pueden hacer también este tipo de pruebas.

Ing. Jair Aguado Quintero
Ingeniero de Diseño
I-LOGIX LTDA (Diseños Electrónicos Inteligentes) Investigador Grupo de Maquinas Eléctricas y Calidad de la Energía Programa de Ingeniería Eléctrica Corporación Universitaria Autónoma de Occidente
Cali- Colombia

De: Norman Toledo
Enviado el: Jueves, 17 de Enero de 2002 02:48 a.m.

Colegas:
Me parece que se esta perdiendo la respuesta a la pregunta, yo entiendo que se esta preguntando sobre la conexión, mas no sobre los equipos y su clase de preescisión y exactitud, use o no TRAFOMIX, cada uno de los equipos mencionados trae un conjunto de variantes de conexión (pe. los Power Logic de Schneider CM2000 y CM4000 traen alrededor de 10 variantes) cada una para un caso diferente, entre ellas se encuentran las delta-abierta y las estrella, todas están en función de los transformadores de medición dos ó tres según el caso, el sistema que se va ha medir y lo que se quiere medir. El modelo que se use debe estar acorde con los transformadores y el equipo de medición, caso contrario en un simple diagrama de fases se verá que los valores que esta entregando los instrumentos son diferentes a los que en la realidad existen. Para mayor información sobre la conexión de los equipos se puede encontrar en la siguiente dirección:
http://www.themeterguy.com/Theory.htm

También se puede encontrar buenas soluciones en el libro "HANDBOOK FOR ELECTRICITY METERING" novena edición ISBN 0931032-30-X de 1992. Un resumen de la dirección web fue editado por nosotros, aún sin traducción (ingles el original) pueden solicitarme los colegas que tengan interés en ello.

3. Acerca del término “precisión”

Comentario

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Miércoles, 16 de Enero de 2002 10:23 p.m.

Sres. de la lista: Últimamente se han cursado correos relacionados con el comportamiento de los medidores Vectron, Alfa, Fulcrum, etc. En casi todos los textos se habla de que "la

precisión es tal o cual" o que "la precisión excedía lo recomendado" o que "la precisión es clase 0,5" etc.

En esta oportunidad deseo aclarar que en todos estos casos corresponde emplear la palabra "exactitud" (acurracy), ya que "precisión" (precision) tiene que ver con la repetibilidad de los resultados de un sistema, y en estos artículos se está queriendo resaltar la cualidad de un medidor "de indicar valores cercanos con la verdad". (En este caso, la "verdad", siempre desconocida en mediciones, es el valor que en laboratorio se toma como patrón. A los efectos prácticos de la mayoría de las mediciones para facturación, un instrumento que indica en clase 0,05, dice "la verdad"). Para apreciar la "precisión" de un medidor a disco, habría que someterlo a una carga lo más estable posible y comprobar, por ejemplo, cuán repetibles son los tiempos que toma para girar, por ejemplo cinco vueltas. Luego repetir una y otra vez el experimento, si el medidor está mecánicamente en buen estado, seguramente va a repetir los tiempos una y otra vez. En este caso, el medidor es "preciso". Pero puede darse el caso de que le han puesto, por error, un totalizador de una constante distinta a la correspondiente. O que la bobina de corriente tiene una espira en cortocircuito. Entonces, ese medidor "preciso" no será nada "exacto", ya que sus indicaciones, siempre repetitivas, estarán lejos de "la verdad". En medidores electrónicos es más complicado verificar su "precisión". Y los transformadores, salvo que tengan las chapas del núcleo todas sueltas y que se estén moviendo aleatoriamente, serán siempre precisos, pero su exactitud dependerá de su clase. Lo mismo pasa con el concepto de "clase" Es suficiente decir que tal sistema es "clase 0,2", pero si se quiere, se puede decir que "su clase de exactitud es 0,2"

Estos dos conceptos, generalmente son mezclados alegremente por los diccionarios, incluso los técnicos. Lo mismo pasa con "calibrar" y "contrastar". Cuando se "contrasta" un equipo cualquiera, se lo compara con un patrón para comprobar su exactitud. Y si en caso de una inexactitud inaceptable se decide corregir la situación, se lo "calibra". o sea se manipulan sus órganos internos de regulación. El diccionario de Javier L. Collazo dice que "contrastar" es "to compare with a standard" (¡perfecto!) y que "calibrate" es "calibrar, regular, corregir, rectificar, graduar, contrastar" Y en esta última acepción la embarró, ya que igualó los significados de "contrastar" con "calibrar".

Y ya que estamos con el buen hablar, les recuerdo que los transformadores de corriente no deben llamarse "de intensidad", y que los de tensión no deben llamarse de "voltaje", y mucho menos "de voltage" ya que estas palabras son una mala traducción del inglés.

Espero no haber sido muy pesado. Saludos de Enrique.

De: Jair Aguado
Enviado el: Jueves, 17 de Enero de 2002 08:44 a.m.

Enrique:
En un correo anterior que escribe de por si largo (antes que todo la discusión que planteas es muy interesante) hable de como se llega a decir que a que clase pertenece un medidor, en calibración no se hable de exactitud si no de precisión y es debido a lo que tu planteas la precisión se basa en resultados estadísticos de repetibilidad de una medida (debido a que he trabajo en el diseño de medidores y en el desarrollo de mesa de prueba para medidores conozco un poco del tema), una vez haciendo una prueba con varios medidores (me reservo los nombres) en uno de gama alta en 1000 pruebas que se hizo 998 nos dieron para clasificarlo en clase 0.2; 2 pruebas nos dieron para clasificarlo en clase 1, como hicimos las pruebas sin

conocer los medidores (para no crearnos inclinaciones por un medidor especifico utilizamos como cajas negras), cuando revisamos el nombre del equipo y las especificaciones que daba el fabricante nos dimos cuenta que el mismo lo clasificaba en la clase 1 (debido a que concluí lo mismo que nosotros llegamos).

Por lo que tu dices por eso se habla de precisión (como lo mas cercano a la verdad), y es por ese motivo que ese medidor hasta el mismo fabricante loa clasifica en clase 1.

Tu comentario es muy valedero.

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Jueves, 17 de Enero de 2002 10:59 p.m.

Jair (¿ese es tu nombre?): En esa prueba que hiciste con mil medidores, novecientos noventa y ocho de los cuales "cayeron" en clase 0,2, quedó demostrado la gran precisión de esa partida, por el firme agrupamiento de los resultados alrededor de un valor central. Pero eso no autoriza a hablar de "clase de precisión", ya que el concepto de "clase" está indisolublemente unido a la exactitud. Otra forma de ver la exactitud: es el grado de aproximación con que un valor medido concuerda con el valor verdadero. Lo habitual es expresar la exactitud en términos de "error" o sea en términos de la diferencia o discrepancia entre el valor medido y el valor verdadero. En sentido absoluto, el "valor verdadero" nunca podrá ser conocido. Entonces, esa partida de novecientos noventa y ocho medidores tenían todos sus errores no más allá del + - 0,2%, o sea que la discrepancia con el valor verdadero (exactitud) estaba dentro de ese valor. En la revista "Journal of research" del National Bureau of Standards (Washington DC) del 28 de noviembre de 1962, dice Churchill Eisenhart:

By the "precision" of a measurement process we mean the degree of mutual agreement characteristic of independent measurements of a single quantity yielded by repeated applications of the process under specified conditions. And by its "accuracy" the degree of agreement of such measurement with the true value of the magnitude of the quantity concerned. In other words, the "accuracy" of a measurement process refers to, and it is determinated by the degree of conformity with "the true" that s characteristic of independent measurements of a single quantity produced (or producible) by the repeated applications of the process under specified conditions; wheres its "precision" refers solely to, and is determined solely by the degree of conformity to "each other" characteristic of such measurement, irrespective of whether they tend to be close or far from "the true". Thus, "accuracy" has to do with closeness to the true; "precision" only with closeness together.

Te aclaro que el artículo, todo sobre el mismo tema, tiene veinticuatro páginas, formato A4 y letra menuda. Y para no hacer tan largo este correo, agrego solamente un par de citas más, en este caso de Frank A. Laws, en "Electrical Measurements" (McGraw Hills, N.Y.)

"...he must remember that a high "precision" of agreement of the results among themselves, is no indication that the quantity under measurement has been "accurately" determined". The analyst should form the habit of estimating the probable accuracy of his work. It is a common mistake to confuse accuracy and precision. Accuracy is a measure of the degree of correctness. Precision" is a measure of reproducibility in the hands of a given operator.

Y finalmente: It is most unfortunate that in everyday parlance we often speak of "accuracy and precision", because "accuracy" requires "precision", but "precision" does not necessarily imply "accuracy".

Un saludo de Enrique, a punto de irse a la cama a planear estrategias para zafar del corralito.

De: Jair Aguado
Enviado el: Viernes, 18 de Enero de 2002 12:28 p.m.

Enrique estoy de acuerdo con lo que planteas pero al final de tu correo escribes algo que es vital "La Exactitud requiere de precisión, pero la precisión no necesariamente implica o requiere de exactitud". La tendencia en cuestión de medidores es utilizar el termino de Precisión debido a que este nos dada una "Verdad Relativa" (desde del punto de vista estadístico) y este mismo arropa el termino exactitud, en el libro "Mediciones y pruebas Eléctricas y Electrónicas" de W Bolton de la editoril Alfaomega y Marcombo 1996 ISBN 970-15-0211-6, este amigo fue jefe de investigación, desarrollo y control del BTEC (especialistas en equipos de medidas) define como la Precisión como *"Es una medida de la dispersión de los resultados obtenidos desde medidas como un resultado de errores aleatorios. Describe la similitud que se produce entre resultados obtenidos en una medida cuando se mide varias veces bajo las mismas condiciones. La precisión de un instrumento es el grado en el que su lectura no debe ser falsa"*, quedad inplícito el término exactitud en esta definición que a la larga es lo que planteas y verifica la verdad desde un punto estadístico que es mi punto.

Muchos piensan que estos temas o discusión en terminología son sosos e insulsos, están totalmente errados es el tema que más se discute en los comités normalizadores en los distintos países del mundo, un ejemplo que se vive en Colombia es el termino de Sag's de voltaje, para los españoles lo traducen y lo aceptan como hueco de tensión y notche como una muesca en la onda de tensión, para el Icontec (en Colombia) se esta discutiendo estas traducciones debido a que según ellos es ambigua.

Y por ultimo se debe tener en cuenta que tipos de equipos utilizamos para hacer nuestras medidas debido a que se ha demostrado (autores como Makram, Haines and Girgis, Emmauel, Akagi Nabae, han demostrado como parte de las grandes perdidas técnica que hay en los sistemas eléctricos en la actualidad son fruto de equivocados conceptos de medición) que el fenómeno de perdidas técnica que se ha vuelto muy complejo en resolver es fruto de errores en las mediciones y en la mala utilización de equipos de medida, un ejemplo que se esta viviendo es el estudio de los armónicos los autores arriba mencionados demostraron que hacer mediciones monofásicas no es lo mismo ni lleva implícito los mismo resultados si se hace una medición trifasica, el doctor Eguiluz ingeniero español demostró que en un sistema desbalanceado al analizar el factor de potencia se debe tener en cuenta las corrientes que circulan por el Neutro (secuencia cero u homopolar), si estas no se tienen en cuenta el error en cuantificar la potencia reactiva superan el 30% (y esta se convierte en una perdida técnica que no se esta viendo).

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Viernes, 18 de Enero de 2002 10:50 p.m.

Jair: Te contesto por partes:

Enrique estoy de acuerdo con lo que planteas pero al final de tu correo escribes algo que es vital " La Exactitud requiere de precisión, pero la precisión no necesariamente implica o requiere de exactitud". la tendencia en cuestión de medidores es utilizar el termino de Precisión debido a que este nos dada una "Verdad Relativa" (desde del punto de vista estadístico) y este mismo arropa el termino exactitud, en el libro "Mediciones y pruebas Eléctricas y Electrónicas" de W Bolton de la editoril Alfaomega y Marcombo 1996 ISBN 970-15-0211-6, este amigo fue jefe de investigación, desarrollo y control del BTEC (especialistas en equipos de medidas) define como la Precisión como "Es una medida de la dispersión de los resultados obtenidos desde medidas como un resultado de errores aleatorios. Describe la similitud que >se produce entre resultados obtenidos en una medida cuando se mide varias veces bajo las misma >condiciones. [Hasta aquí venía bien, pero la frase siguiente es incorrecta. No dudo de los autores. Mas bien >dudo de los traductores (*)]. La precisión de un instrumento es el grado en el que su lectura no debe ser >falsa",

En esta frase mezcla la "precisión" con la necesidad de que el sistema indique lo más cerca de la verdad, o sea que "su lectura no debe ser falsa". Pero te pongo el siguiente ejemplo: en las mismas condiciones de laboratorio (estabilidad de tensión, corriente, temperatura, etc.) hago cien mediciones de la tensión de una fuente de alimentación. Las cien mediciones (exagerando un poco el ejemplo) arrojan el mismo valor. ¡Asombrosa repetición, o sea asombrosa precisión! Pero ese valor puede ser falso de toda falsedad si la aguja del instrumento está torcida, o tiene una resistencia limitadora interna fuera de su valor correcto, o el operador multiplica las lecturas por un coeficiente equivocado. O pero aún, que la impedancia del voltímetro sea baja en comparación con la de la fuente cuya tensión se midió. En tal caso, si el valor de salida de la fuente es de 25 V, muy bien un voltímetro de baja impedancia puede medir 2 V ó 3 V. En definitiva, te he puesto unos cuantos errores sistemáticos que falsean totalmente la lectura, pero no por ello el sistema deja de ser altamente "preciso". El "sistema", en este caso, está compuesto por el instrumento, que evidentemente tiene una escala finamente trazada, con su sistema de pivotes y par antagónico en muy buen estado. Además, como parte del sistema, el operador tiene muy buen vista y gran experiencia, ya que se ve que no ha cometido errores de paralaje, etc. Actualmente este ejemplo con un instrumento electromecánico puede parecer desactualizado, pero viene muy bien para magnificar las situaciones. En definitiva: un aparato muy preciso puede ser altamente inexacto. Entonces, insisto en que si *"... la tendencia en cuestión de medidores es utilizar el termino de Precisión..."* , esa tendencia está distorsionando los significados de esta dos palabras que nos tiene a mal traer. Es mi opinión.

>Muchos piensan que estos temas o discusión en terminología son sosos e insulsos, estan totalmente >errados es el tema que más se discute en los comites normalizadores en los distintos paises del mundo

Totalmente de acuerdo. Cada punto y coma tiene su significado y debe estar donde debe estar.

(*) Los italianos tienen una frase muy apropiada: *"Traduttore, traditore"* queriendo decir que a veces, los traductores traicionan el verdadero sentido que quiso poner el autor de un escrito. Y sobre este aspecto, el amigo Churchill agrega lo suyo:

If one spoke of a particular traslation as being "accurate" this would imply a high degree of fidelity to the original "attained by the exercise of care". Whereas, to speak of it as "precise" would imply merely that is unambiguous, without indicating whether it is or is not correct.

Un saludo de Enrique.

4. Medidores electromecánicos monofásicos y formas de evitar fraudes

Pregunta

De: GUSTAVO BARJA ACUÑA
Enviado el: Domingo, 20 de Enero de 2002 23:49

Hola amigos:

Les escribo, para consultarles si alguno de ustedes tuvo experiencia o conoce de algún modelo de medidor electromecánico monofásico que garantice el buen control de consumo de energía activa del cliente, en el
Sistema 380/220V con neutro, sin que resulte vulnerado al 100% al invertir los terminales del conexionado en línea (acometida) como es el caso de los medidores de 2 hilos que aparentemente fueron diseñados para este tipo de configuración, sin embargo al final resultaron más propensos al fraude o alteración intencional que los de 3 hilos.

Cualquier sugerencia o comentario al respecto creanme que contribuirá enormemente en solucionar un problema real que aqueja hoy en día a muchas empresas eléctricas.

Respuestas

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Lunes, 21 de Enero de 2002 10:28 p.m.

Gustavo (¿De qué país sos?): Como aclaración inicial, para quienes no sean de Argentina, les cuento que aquí no existen los medidores de tres hilos para suministros monofásicos. Fueron eliminados hace más de treinta años. Los medidores electromecánicos de un sistema, de dos hilos, una bobina de corriente y una de tensión, para redes monofásicas de 220 V (380 V con neutro) son 100% seguros en su correcto funcionamiento, sea cual sea la forma de entrar la fase y el neutro en la caja de bornes del medidor. Algunas aclaraciones: me refiero a medidores cuya fase, normalmente entra por el comienzo de la bobina de corriente y sale por el otro extremo. Y el neutro, que acomete por un borne y sale a la casa del usuario por otro, en realidad pasa, internamente, por un puente. Pues bien, si alguien hace pasar el neutro por la bobina de corriente y la fase por el puente, el medidor registra perfectamente los consumos. Peeero, aquí hay un pero.
Si el cliente se entera de esta situación, ya sea porque él mismo la provocó o descubrió un error del operario de la empresa eléctrica, puede clavar dentro de su casa una buena jabalina y usarla como neutro de la instalación sin que el medidor funcione, ya que la fase pasa por el puente y no ejerce ninguna acción sobre el par motriz. (Y la corriente que debería pasar por la bobina de intensidad, lo hace por tierra). De esta forma podría poner alguna carga importante, como por ejemplo algún horno o calefactor eléctrico de gran consumo. Este fraude funcionará bien si la tierra de la subestación de la empresa de energía también es de buena calidad. Contra este fraude hay que intensificar el control del precintado de los medidores, cosa que es muy fácil de decir... Otra solución es usar medidores con cables de acometida de tipo coaxial (conductor central de cobre, y neutro envolvente de similar sección. Todo, envuelto en polietileno reticulado). Es prácticamente imposible hacer un fraude con este sistema. Y si alguien lo logra, se merece una felicitación :-) En Argentina se fabrican también medidores electromecánicos con un sistema de integración llamado "siempre positivo", ya que integra para el mismo lado,

cualquiera sea el sentido de giro del disco. Pero estos medidores son para los casos en que logran hacer girar el medidor "para atrás", cosa no muy común.

De: Norman Toledo
Enviado el: Lunes, 21 de Enero de 2002 08:50 p.m.

Enrique:

No te sorprendas, la mayor parte del sistema de BT, desde Ecuador hacia el norte usa 120 vac y el sistema 220 - 3H es muy común, por lo tanto el sistema de medición 3H es común, los países al sur del continente son los que usan por lo común 220 vac y 50 Hz.

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 22 de Enero de 2002 01:08 p.m.

Enrique: los medidores electromecánicos o mejor conocidos como de inducción en nuestros países del norte como bien lo dice Norman se utilizan a 120 Vac a 60 Hz a nivel monofásico se pueden dar dos categorías:

- Monofásicos Fase, Neutro
- Monofásico a Tres Hilos o Trifilares o mal termino ya normalizado que se conoce como Bifásico que es Dos Fases y un Neutro (para obtener 220 Vac a 60 Hz)

Esto surgió al estratificar socio-económicamente las ciudades donde los estratos mas bajos reciben subsidios y se les ponen un tope de consumo mes y los estratos altos al consumir mas no recibir subsidios y poseer equipos que demandas mas gasto energético como los hornos estufas aires acondicionados necesitaban ser alimentados a un nivel de tensión más alto aquí surgen los sistemas Trifilares o Bifásicos (esto sucede en Colombia en la gran mayoría de casos exceptuando en bogota que en muchos sectores residenciales son alimentados por sistemas trifásicos).

Cuando a estos sistemas se les invierte en la bobina de corriente la entrada por la salida el disco invierte el giro lo que ocasiona que el registro en vez de aumentar disminuye, para esto surgió los sistemas de registro siempre positivo y otros sistemas que se bloquean y no siguen marcando si se invierte el sentido de giro de los discos.

Para la empresa INELCA S.A (ensamblador del Medidor de inducción ISKRA), desarrolle un dispositivo que detecta anomalías de inversión de giro, apertura de tapas cubre bornes y de tapa Principal, el sistema es efectivo para estos fraudes (el valor añadido que se le dio al sistema es que entrega la potencia consumida en pulsos para poder automatizar la lectura de los medidores o hacer Telemetría).

El Fraude arriba mencionado no es tan complejo de verificar, hay otro fraude complejo como lo es la doble acometida, que cuando la lograr mimetizar de forma eficiente le complica a las empresas detectar esta anomalía hay tres formas de detectarla que son:

- Por reflexión de ondas.

- Macromedidores que consiste en un medidor de energía cercano al trafo (que sea de difícil accesos a los usuarios) que mide la energía total que consume cierta cantidad de usuarios se suma lo que consumen los usuarios y se resta con lo que mide el macromedidor el resultado debería ser cero (o cercano si tenemos en cuenta las perdidas), sino lo es hay alguien haciendo fraude.
- El ultimo método menos costoso pero mas dispendioso es un dispositvo que se coloca al usuario tanto en la cabeza de la línea de alimentación como en la salida del medidor si las corrientes no son iguales hay fraude, este método se esta usando en España este equipo también lo desarrolle para INELCA.

A nivel de fraudes en medidores por mi experiencia propia detecte métodos Brillantes hasta métodos chambones.

Por último otro fraude que hacen es colocar en los medidores tanto Trifásicos como los monofasicos Trifilares grandes condensadores para quemar las bobinas de tensión y así obtener que en los trifásicos se mide 2/3 de la potencia consumida (si es una que es el truco dos o más significa que mide la mitad y todas no mide) y en los monofasicos la potencia consumida medida seria 1/2, es fácil de implementar un dispositivo para detectar cuando una de las bobinas esta mala.

5. Medidores de energía trifásicos que incluyan el efecto de armónicos y desbalance

De: Jair Aguado
Enviado el: Sábado, 02 de Marzo de 2002 12:13 p.m.

Realmente es grato saber que contamos con una autoridad como el Dr. Eguiluz, como parte de nuestra lista y créame Dr. que yo fuese sido estudiante suyo no me aburriría tanto, ni me hubiese tocado estudiar tanto para comprender en algo el fenómeno armónico. Para aporta sobre el tema que usted plantea sobre el coseno fi, estoy terminando de desarrollar en la Universidad Autónoma de Occidente en Cali, Colombia un medidor o contador de energía trifásico que incluya el efecto de los armónicos y los desbalanceos tanto de corriente como de voltaje y hemos encontrado lo siguiente:

1.0 Muchos de los proveedores de energía utilizan todavía el Teorema de Blondel donde se dice que un sistema de n fases se puede medir a partir de n-1 punto, esto es cierto si el sistema es totalmente senosoidal y balanceado, esto en la mayoría de los casos no se cumple, en porcentaje hemos calculado perdidas por encima del 30%.

2.0 Para determinar con certeza el coseno fi bajo las condiciones de contenido armónico y desbalanceos se tiene que tener en cuenta la corriente que circula por el neutro, por lo tanto se tiene que medir los voltajes de las tres fase y las corrientes de las tres fases y la corriente del neutro.

3.0 Este coseno fi refleja el comportamiento dinámico del sistema bajo cualquier perturbación, esto no se refleja en el coseno fi tradicional.

4.0 El fenómeno de los Sag's o Dip (los españoles lo traducen como Huecos), se ha demostrado en los estudio del Dr. M.H.J. Bollen y otros que un sistema en presencia de esta anomalía genera perdidas de potencia, que no se están contabilizando, ya se han desarrollado índices que

contabilizan este problema uno conocido como WARFIx desarrollado por el EPRI y otro desarrollado por la DETROIT ELECTRIC conocido como el SAG SCORE.

En un primer acercamiento al verdadero coseno fi, desarrollamos la medida de la potencia basados en el Teorema de Akagi-Nabae para el sistema trifásico, contrarrestamos esta valor de la medida utilizando el algoritmo propuesto por Makram Haines and Girgis, he utilizado los conceptos de factor de potencia armónico vertidos tanto por Emmanuel y Czerneki este ultimo plantea hasta criterios para facturación de este factor en el ultimo tiempo he tenido obtener unos escritos del Dr. Eguiluz donde plantea la modificación al factor de potencia que analizan las empresas de energía y se tuvieron en cuenta, como lo dije en el primer acercamiento los error son casi 30% al no tenerse en cuenta todos estos nuevos conceptos de la potencia bajo condiciones no senosoidales y el fenómeno de desbalanceo.

Para demostrar que los teoremas de Akagi-Nabae y el de Makram podían reflejar la transferencia de la potencia de la fuente a la carga me toco recurrir al Teorema de Tellegen que eléctricamente representa al teorema de la conservación de la energía y se pudo demostrar que con estos nuevos conceptos se tienen en cuenta tanto los armónicos como los desbalanceos y hay que dejar un aparte interesante para el fenómeno de los Sag's que a la larga es un problema senoidal más complejo que los mismo armónicos.

Por ultimo uno de los problemas mas graves que encontramos es que la mayoría de los transformadores de corriente utilizados para los medidores de energía en muchos casos no detectan las corrientes armónicas reflejando una medida que no es correcta y en otros casos se satura el transformador y valorando económicamente el cambio a trafos que tengan en cuenta los efectos de los armónicos los costos son altos, la tarea que nace es mostrar tanto a la industria como a las empresas que las perdidas técnicas que se están presentando son altas sino se tienen en cuenta estos nuevos predicamentos.

Lo triste de todo este recorrido teórico técnico es que la empresas tendrían que modificar los criterios tanto de medición como de facturación y no todas (incluyendo el gobierno) están interesadas en verificar estos nuevos criterios, hacia los usuarios industriales la modificación de los medidores saldría un poco onerosa debido a que en vez de utilizar dos transformadores de corriente se tendrían que utilizar cuatro transformadores de corriente que su costo para que incluyan el fenómeno armónico y también midan es alto.

Espero que estos comentarios sirvan de algo para generar una cultura respecto a los nuevos conceptos de máxima transferencia de potencia con la menor cantidad de perdidas.

Gracias de antemano por leer este inmenso correo.

6. Medición correcta del factor de potencia

Pregunta

De: Paúl Zamora
Enviado el: Lunes, 20 de Mayo de 2002 02:45 p.m.

Buenas tardes para todos. Necesito pedirles ayuda con lo siguiente:

1) Quisiera saber si es posible la medición del coseno fi en una instalación eléctrica existente (sin poseer un cofímetro), solo disponiendo de los siguientes instrumentos tradicionales como:

* "tester"(Ohometro; Voltímetro miliamperímetro)) * "Amperímetro"(P. Amperométrica) * "Capacímetro"(Medidor de Capacitores)

2) Y como definir la capacidad necesaria a instalar para la corrección, de acuerdo a los resultados obtenidos con el mètodo a aplicar respondiendo la anterior consulta. Muchas gracias

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Lunes, 20 de Mayo de 2002 04:10 p.m.

Paúl, cordial saludo claro que se puede medir en coseno fi, pero recuerda que este factor es una medida del atraso o adelanto de la onda de corriente respecto a la de voltaje, por lo tanto mas que medidores necesitas es un osciloscopio o un trazador de ondas en el peor de los casos.

Con un osciloscopio de dos canales se puede medir en una la onda de tensión y en el otro sino se tiene una sonda que convierta la onda de corriente en voltaje también a partir de un transformador de corriente y en su secundario una resistencia de precisión y lo bastante lineal puedes calcular perfectamente el coseno fi de una instalación monofásica.

En una instalación trifásica seria lo mismo pero tendrías que utilizar un sistema de 6 canales, tres para la tensión y para la corriente. Si tu sistema es balanceado en todo momento es decir que tu midas las corrientes por varios días en las diferentes lineas y la corriente el porcentaje de desbalance sea inferior al 1%, puedes medir en forma monofásica y trasladar estos resultados al sistema trifásico pero solo si es balanceado.

Alguien preguntara ¿por qué?, la medición para que sea correcta se debe hacer al mismo tiempo es decir NO se debe tomar primero la onda de tensión y luego la de corriente no se puede ni siquiera ver el desfase

De: Norman Toledo
Enviado el: Lunes, 20 de Mayo de 2002 04:11 p.m.

Colega Paúl, respondiendo a tus preguntas:

a.- Si es posible medir el fp, en cualquier libro sobre equipos eléctricos de medición puedes encontrar la forma de hacerlo, sin embargo en la siguiente dirección hay un tutorial específico sobre la medición del fp con dos voltímetros ó dos amperímetros.
http://webdiee.cem.itesm.mx/web/servicios/tutoriales.html
b.- Como vas ha poder hacer la medición del fp y si eres curioso y revisas el fp01.html, ya tienes la potencia y el fp con esos valores puedes calcular lo que te hace falta

Potencia en kVAR a ser instalado
fm = tang(acos(j1)) – tang(acos(j2)) = tang(acos(0.7)) - tang(acos(0.95) = 0.6915
kVAR = kW x fm; ejemplo: kVAR = 243 x 0.691 = 167.91

donde cos fi 1 es el que hallaste y cos fi 2 es el que deseas, con eso hallas un fm (factor de multiplicación), y luego lo multiplicas por los kW de tu instalación.

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 21 de Mayo de 2002 09:25 a.m.

QUERIDOS COLEGAS, PROMETO QUE ESTA SEA LA ULTIMA VEZ QUE ESCRIBO ESTO POR QUE COMO DICEN EN COLOMBIA ¡ME MAMÉ!

Los métodos propuestos por este tutorial se basa en el concepto de Blondel, el cual parte de dos premisas

1.0 Sistemas Senosoidales.
2.0 Sistemas Trifásicos Balanceados.

Con esto podemos utilizar el método de los dos wattimetros (que es uno de los ejercicios de laboratorio de cualquier estudiante de ingeniería eléctrica).

Pero estas dos premisas no se cumple en la actualidad en el 99% de los casos donde el contenido armónico de corriente es alto y los desbalanceos de lineas tanto en voltaje como de corriente son altos.

Lo que implica que el factor de potencia obtenido con el cacareado método no es el real y en muchos casos se calculan banco de condensadores más grandes de lo que deben ser y con esto no se mejora el factor de potencia.

Los nuevos métodos pueden sonar difíciles pero son más reales y SI nos dan el Factor de Potencia Real.

Como conclusión puedo decir tajantemente que ese método no es correcto.

Jair Aguado Q.

De: Carlos Wong
Enviado el: Martes, 21 de Mayo de 2002 10:01 a.m.

Estimados colegas, sólo quiero aportar con la siguiente idea al tema:

De ordinario en toda instalación eléctrica existe un medidor de energía activa en la acometida a dicha facilidad o instalación. Si utilizas la velocidad del disco en la unidad de tiempo, del medidor, como vatímetro, mas las lecturas de voltaje y corriente de línea puedes determinar el factor de potencia de la instalación.

De: Luis Ignacio Eguiluz Moran
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002 07:03 a.m.

En redes trifasicas sinusoidales el cos fi instantáneo puede determinarse como el cociente entre la potencia consumida -medida vatímetro, a través de cualquier método clásico- y la potencia aparente. En facturación, se determina el cos fi -promedio en el periodo de la lectura de contadores- a través de activa y reactiva.

En redes distorsionadas y/o desequilibradas los métodos clásicos no son validos, siendo tanto mayores los errores cuanto mas se alejen las condiciones de funcionamiento de las ideales (trifasico/equilibrado/sinusoidal). En estos casos, hablar de cos fi es un error -de concepto, a mi entender-, siendo lo razonable medir el factor de potencia, empleando la potencia aparente equivalente (la propuesta por el Grupo de IEEE o la desarrollada por Depenbrock (Escuela Alemana). También nuestro Grupo de Santander ha trabajado algo en este tema.

Cordiales saludos,

Ignacio Eguiluz

De: Jair Aguado
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002 09:56 a.m.

Coincido con lo que plantea el Doctor Eguiluz, Aunque yo he aplicado el concepto de potencia bajo condiciones no senosoidales planteado por Makram Haines and Girgis para analizar el efecto de la distorsión armónica en medidores tanto tipo electromagnético como electrónicos, dando como resultado que todos los electromagnéticos son sensibles cuando el contenido armónico supera el 10% de THDI, y los electrónicos basados en la medición PWM que usan como moduladora la onda senosoidal se ven afectados grandemente cuando hay contenidos fuertes de armónicos.

Y en los sistemas trifásicos cuando hay presencia de armónicos y desbalances se produce la potencia de secuencia cero (Concepto de Akagi-Nabae reforzado por nuestro paisano Brasilero Aredes en su tesis Doctoral), y esta componente afecta el factor de potencia en forma directa, por lo tanto sino se tiene en cuenta en la medición del cos fi este ultimo resulta ser falso o no real.

En el grupo de investigación de mi universidad (GIMECE) estamos terminando el desarrollo de un medidor electrónicos que tiene en cuenta los armónicos y los desbalanceos (medimos la corriente en las tres fases y el neutro) y hasta ahora hemos detectado error superiores al 30% en la medición de este cos fi, que en pocas palabras según como fluya esta potencia de secuencia podemos estar pagando mas reactivos de los que producimos o viceversa.

Espero que pongamos mas cuidado en las definiciones del Factor de Potencia bajo condiciones tanto no senosoidales como en desbalance.

Cordialmente,

Jair Aguado

De: Angelo Jose Parisi
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002 12:00 p.m.

No se cual es su complicacion, el factor de potencia es P/S. El factor de potencia es una definición clara. fp=P/S, y es valida para todas las condiciones. La definición de potencia reactiva y potencia aparente son artificios matemáticos, por tal razón la potencia reactiva y potencia aparente, además de la potencia de distorsión no tienen un significado físico.

Ing. Angelo Parisi.
Caracas, Venezuela.

De: Luis Ignacio Eguiluz Moran
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002 01:30 p.m.

Pienso que el asunto no es trivial. Vamos a plantear una encuesta a los miembros de esta lista.

Consiste en la determinación del factor de potencia de una red trifásica, alimentada por un sistema equilibrado de 400 V de tensión de línea. La carga esta constituida por dos resistencia lineales de 40 y 10 ohm, conectadas en triangulo abierto. Sin duda, habrá opiniones para todos los gustos.

Espero respuestas de todos los interesados; la primera la tuya Angelo.

No me gusta hacer apuestas, y menos a distancia, pero estoy seguro que no coincidirán todos los valores del cos fi, a pesar de que es una red lineal sinusoidal.

Cordiales saludos,

Ignacio Eguiluz

De: Jair Aguado
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002 02:52 p.m.

Como integrante de esta lista, presento a usted Dr. Eguiluz disculpas por la ligereza tenida respecto al tema del cos fi, Claro que no es trivial cuando leí el correo la primera impresión era contestar, pero después decidí no contestarle; el Factor de Potencia para la industria en la actualidad significa sobrecostos altísimos que debido a buscar conceptos ligeros y sencillos las empresas de energía no han modificado.

En espera de seguir recibiendo sus valiosos aportes

Cordialmente,
Ing. Jair Aguado Q.

De: Norman Toledo
Enviado el: Jueves, 23 de Mayo de 2002 03:18 p.m.

Buenas tardes colegas. Hace algunos meses escribí un artículo para una conferencia, en el mismo, decía más o menos lo siguiente;

"Potencia es mucho más que la derivada de la energía con respecto al tiempo. La medición y análisis de la función de la potencia son de gran importancia tanto para el proveedor de energía eléctrica como para el usuario. El proveedor de electricidad entiende esto como la carga de penalidades para altas demandas, pésimos factores de potencia y algunas veces distorsión en la forma de onda. Los usuarios eléctricos por su parte entienden como el suministro de energía dentro de los parámetros contractuales es decir; amplitud y frecuencia

determinada, con un porcentaje de error que no afecte sus instalaciones, que cubra por entero sus requerimientos en cuanto a cantidad y calidad, por eso los usuarios comienzan a recobrarse y están incorporando procesos de control estadísticos y sistemas de producción basados en la calidad.

La Energía es generada y convertida en otras formas de energía. La energía fluye en cierta dirección, es almacenada, procesada, disipada, ingresa al sistema a través de una superficie o puerto ya existente, es utilizada y consumida.

Una multitud de índices de calidad pueden atribuirse o asociarse a la energía. Por ejemplo el más obvio es la eficiencia del proceso de conversión.

El factor de potencia es básicamente la relación entre la energía transmitida sobre la máxima energía que podría ser transmitida bajo condiciones ideales mientras se mantiene las perdidas de energía en las líneas de transmisión y el voltaje del consumidor incambiable. El cos (fi) es la relación entre P y Q, simplemente es el ángulo existente entre el voltaje y la corriente"

Existe el término Desplazamiento de factor de potencia, que es un tema que merece mas atención, por que el mismo representa mas de lo que el nombre largo puede describir y que se merece un tratamiento especial mas adelante.

Respondiendo a la consulta del Dr. Eguiluz;

P.- Consiste en la determinación del factor de potencia de una red trifásica, alimentada por un sistema equilibrado de 400 V de tensión de línea. La carga esta constituida por dos resistencia lineales de 40 y 10 ohm, conectadas en triangulo abierto. Sin duda, habrá opiniones para todos los gustos.

R.- Teniendo las definiciones antes mencionadas, si tenemos cargas lineales, pueden estar conectadas como quiera, siguen siendo cargas resistivas lineales y por lo tanto el ángulo entre el voltaje y la corriente es cero y el cos(fi) = 1.

En cambio el factor de potencia podría ser 1 (uno) si y solo si la potencia transmitida a la carga (resistencias) es total, es decir no hay perdidas y las condiciones de voltaje es incambiable.

Saludos,
Norman Toledo C.

De: Jair Aguado
Enviado el: Jueves, 23 de Mayo de 2002 04:47 p.m.

Es mejor decir que las Fuentes ponen la tensión y la Carga pone la corriente y esto ultimo es la que conlleva los fenómenos armónicos. Y esto es solo el principio por que se han dejado fuera otro fenómeno que es mas complejo y de difícil solución que son los Sag's de Voltaje estos son inherentes al sistema de potencia total es decir fuente como carga.

Hay que aclarar que la única energía que fluye entre la fuente y la carga es la potencia activa, la potencia reactiva es una potencia que puede decirse fluye entre los conductores es por ese

motivo que el factor de potencia no es una definición que solo incluye la potencia activa y la reactiva también se debe tener en cuenta la configuración del sistema esto es lo que vuelve compleja esta definición.

Aunque siempre fui malo para hacer tareas hay que hacer una precisión Norman, por ejemplo si tengo una resistencia alimentada por una fuente senosoidal y ha esta conecto en un Triac para que control y regule la tensión a la resistencia (dimmer) aunque sea esto una resistencia pura el factor de potencia ya no es la unidad y hay presencia de armónicos.

En el factor de potencia se depende mucho de las ondas y su distorsión son proporcionales a la desmejora del cos fi.

y en el ejemplo el factor no puede ser la unidad debido a una simpleza hay presencia de secuencia cero si el sistema es Y aterrizado y si esta en delta hay presencia de potencia de secuencia negativa que afecta directamente el factor de potencia aunque el sistema se 100% senosoidal.

Ahora por ultimo no nos debe asustar el factor de potencia unidad, por que eso no es lo que se busca, lo que se intenta es transferir a la carga la máxima potencia con unas pocas pérdidas y en la realidad necesariamente no significa tener un factor de potencia unidad.

De: Norman Toledo
Enviado el: Viernes, 24 de Mayo de 2002 09:35 a.m.

Jair, tienes mucha razón, pero vas preso, la tarea es clara, el sistema es equilibrado, la onda para la tarea la entiendo sinusoidal ó senoidal (no lo dice), la carga es resistiva líneal (por lo tanto, no hay elementos distorsionantes como triacs), pero conectada en triangulo abierto, lo que indica que así la fuente sea Y, la secuencia cero, no va ha circular por que la carga esta abierta y solamente la sec 0 circularía y se anularía si la delta fuera cerrada, pero esta abierta..

La magnitud de las corrientes es diferente, por que es diferente el valor de las resistencias, el voltaje lo asumo estable.

El problema como tu planteas puede complicarse, posiblemente solamente con cerrar la delta, sin distorsiones en la fuente y en la carga, mas se complicaría si se introduce distorsiones, por ejemplo solamente con la tercera armónica.

Saludos
Norman Toledo.

De: Luis Ignacio Eguiluz Moran
Enviado el: Lunes, 03 de Junio de 2002 05:11 a.m.

Hace unos días, con referencia al factor de potencia de redes trifásicas, propuse una cuestión. Distintos miembros de la lista han dado su opinión. En el presente e-mail incluyo un resumen sobre el tema que puede interesar a los "no iniciados".

Cordiales saludos,
Ignacio Eguiluz

Nota: El documento en cuestión trata sobre las distintas deficiones de la potencia aparente y por tanto distintas soluciones al problema planteado por el Prof. Eguiluz. Se puede descargar desde esta dirección:
http://www.elistas.net/lista/electric/ficheros/1/verFichero/17/Definiciones_de_potencia_aparente_en_redes_trifasicas.DOC

7. ¿Qué miden realmente los medidores de voltaje, potencia y energía?

Comentarios

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 04 de Diciembre de 2002 12:42 p.m.

Ely de Souza, cordial saludo como dirían en un programa de radio: interesante tu pregunta veamos como podemos aportar ideas para aclarar las dudas: Esto es parte de un artículo que estoy escribiendo. Antes contare una historia, en el pasado cuando apenas comenzaba a trabajar me toco verificar el funcionamiento de una ups (corría el año 1990) tome el voltaje de salida con un potente voltímetro Fluke modelo 11 en el display aparecía un valor de 62.5 Voltios AC, la respuesta o reacción inmediata fue expresar que este equipo fallaba y que posiblemente era problema del inversor. como el equipo se encontraba en otro lugar lo lleve muy juicioso y seguro de mi diagnostico a mi laboratorio, posteriormente cuando comencé a descubrir donde estaba la falla lo encendí y tome la salida y la quise ver con un osciloscopio Tektronix y me mostraba una onda cuadrada de frecuencia 60 Hz y amplitud (ahora con los nuevos osciloscopios digitales muchos ya no se acuerdan que nos tocaba contar divisiones, ah tiempos aquellos) 120.5 Vac, sorprendido volví a medir con mi anterior fluke y daba de nuevo el valor arriba mencionado, primera pregunta: ¿Problema del Voltímetro? puede que si, entonces como utilice un fluke modelo 87 (es un portento de tecnología y fiabilidad), este amigo que desde esa época no me desampara (mas seguro que un condón) me mostraba 122.7 Voltios AC rms, me acorde de mi laboratorio de Física, donde para descartar una medida se toman varias y en diferentes situaciones me apropie de varios fluke que habían en mi empresa modelos 11 y 12 y todos estos me daban 62.5 Voltios (ya no era problema de fallo del voltímetro). Podrá resultar una niñada o falta de capacidad técnica mía pero era algo que no sabia (en mi universidad siempre utilice esos grandes confiables y poderosos Kiuritsu de carátula, que con ellos se probaba hasta motores muy buenos, los digitales realmente los conocí cuando comencé a trabajar), cuando los puse al frente mío para interrogarlos note una diferencia el Fluke 87 decía Thrue RMS (en mi spanglish traduje Verdadero RMS), descubrí la piedra filosofal. En una rápida verificación encontré que la mayoría de voltímetros digitales lo que leen es el voltaje de una señal pico (así abaratan el precio), mientras que los rms hacen la clásica raíz cuadrada de la integral de la señal (esto es mas costoso). Por lo tanto un Voltímetro debería ser Thrue RMS para todas las ocasiones.

Volviendo a la actualidad las pregunta a contestar es ¿Qué Miden los Contadores de Energía?, ¿Lo que miden es el reflejo de lo que se consume?, ¿El cosfi es un factor real que me refleje la transferencia de potencia de la fuente a la carga?. Tratando de contestarme (mí mismo responde), los contadores miden la energía consumida por una carga con una potencia dada pero se basan en el concepto de que la fuente entrega Voltaje senoidal y la carga consume o

demanda corriente senoidal, esto nos dice que el sistema debe cumplir con el teorema de Budeanu en todos los casos y en los sistemas trifásicos para hacerlos mas sencillos se aplica otro teorema el de Blondel (que dice que se puede medir un sistema de N fase a partir de N-1 medidas, pero el mismo dice que el sistema debe ser senoidal y balanceado). Si analizamos detenidamente las cargas en la actualidad en la mayoría de los casos no cumple con estos requisitos, otra pregunta aquí: ¿por qué los contadores deben cumplir estos requisitos? la respuesta es costo, técnicamente tanto los de inducción como los electrónicos salen relativamente baratos si su carga produce corriente senoidal con muy bajos contenidos armónicos y simetría de voltaje y corriente. Basado en lo anterior los medidores no reflejan la energía consumida o demandada por la carga (volveremos después ha esta aseveración), también el cosfi solo refleja la transferencia de potencia a la carga solo si el sistema no contiene armónicos y es balanceado lo que nos indica que no es fiable (esto es más preocupante para las empresas de energía que para los usuarios, los nuevos métodos de fraude se basan en la distorsión de este valor).

Aquí va mi propuesta debería surgir una nueva generación de Contadores de Energía que tendrían la carátula "Thrue Measurement Energy" o en siglas T.M.E (a los gringos y a la IEEE le gustan mucho las siglas), a nivel puramente técnico, estos medidores deberían ser todos microprocesados y basados en algoritmos computacionales de la energía no simplemente en una multiplicación e integración de valores de voltaje y corriente como los actuales, yo me inclino por la propuesta de Czarnecki que dice que los medidores monofásicos deberían medir la componente de la potencia del primer armónico y para los trifásicos la componente de secuencia positiva del primer armónico y también estos medidores deberían medir y entrar el Factor de potencia Real es decir incluyendo armónicos y asimetrías en este punto me inclino por la propuesta de Eguiluz donde se plantea el Fp* basado en la medición de las componentes simétricas de los armónicos tanto de corriente como de voltaje, este factor si refleja completamente los problemas tanto armónicos como de asimetrías.

Con un medidor TME se podría reflejar todos los fenómenos producidos por la carga y se cumpliría el Teorema de Tellegen (los actuales medidores no cumple este teorema, en pocas palabras este teorema dice que la energía no se crea ni se destruye se transforma es decir que la potencia entregada a una carga es la sumatoria de la potencia consumida mas las perdidas por transporte). Bueno el anterior planteamiento es interesante pero estos medidores serian mucho mas costosos que los actuales, cual seria lo atractivo para que las compañías de energía los cambiaran, pues sencillamente el efecto en la demanda, la energía se compra en bloques y los sistemas interconectados basan su capacidad en la potencia instalada y en la potencia demandada que se basa obviamente en el factor de potencia de la carga vista como un todo, como hemos vistos este cosfi no es el real por lo tanto no es un indicador fiable de demanda de potencia lo que nos indica que las empresas de energía están perdiendo dinero debido a que los modelos tarifarios y sus sistemas de flujo de potencia no tienen en cuenta los efectos de las cargas en la potencia demandada. Una pregunta que nace si los macromedidores que utilizan las empresas de energía se encuentran en los primarios de las subestaciones (es decir sistema triangulo o delta) y la mayoría de la carga utiliza sistema Y o estrella como estos se dan cuentan del verdadero consumo de energía por la carga solo por el Factor de potencia real, aquí surge un error que se presenta en la actualidad que es el cambio del nivel de tensión para hacer la medición de energía en una carga, este cambio de nivel no esta midiendo el verdadero consumo de energía de la carga (un autogol de las empresas de energía).

Alguien me dirá bueno es un problema de las empresas haya ellas que pierdan plata para nosotros usuarios mejor, esto es cierto hasta que llega una cuestión muy interesante es que las perdidas las socializan ¿por dónde? en las tarifas, que son unas interesantes ecuaciones

macroeconómicas donde no hay un reflejo claro y cierto de la energía consumida por la carga vista como un todo, lo que estoy proponiendo es una revisión a estas ecuaciones tarifarias para que se incluyan o reflejen la demanda de la carga. Dos amigos muy gentiles uno de Ecuador (Colombia le esta vendiendo energía por bloques a Ecuador) y el otro del país del Tequila y la Rancheras México me han enviado unas ecuaciones donde se penaliza a los osarios por factor de potencia o se bonifica por factor de potencia (en México), sin necesidad de tocar el medidor yo puedo con un SCR y un condensador y un microcontrolador (para hacerlo interesante) modificar el factor de potencia para que siempre me este beneficiando y muy sencillo y las empresas de energía ni se darían cuenta, lo anterior es una muestra sencilla de que este factor no refleja la verdadera transferencia de potencia a la carga y a su vez afecta directamente la potencia demandada por esta y el consumo.

Con lo anterior respondo en parte los interrogante que plantea Ely, respecto a al tercer punto el factor de potencia en estos casos lo que refleja es que tanto es la carga inductiva (-) o capacitiva en unos casos (+), no implica que se pueda medir potencia negativa, aunque este concepto de potencia negativa si se puede utilizar para hacerle fraude con el bicho presentado anteriormente.

De: Alberto Mikalaiunas
Enviado el: Miércoles, 04 de Diciembre de 2002 02:24 p.m.

Estimado Jair:

Cuando hay armónicos el dato del coseno fi viene acompañado por el dato del factor de desplazamiento. Ambos coinciden si no hay armónicos. Pero su semejanza o diferencia da una idea de cuanta energía reactiva debido a los armónicos hay en el circuito.

Existen equipos que pueden trabajar consumiendo o generando energía (activa o reactiva) a la red y estos tiene que ver con los cuadrantes que preguntaba el estudiante.

Está muy bien estudiado lo que miden o no los contadores de energía cuando hay armónicos y en este caso ¿se ve beneficiado el consumidor?..... lo dudo mucho pues si bien no se le está midiendo la verdadera reactiva y como consecuencia no se le esta penalizando como es debido..... su red interna es "mala" y muchas partes de su instalación se pueden ver afectadas..... además... ¿será rentable cambiar el medidor standard por uno mas "exacto".....? ..... parece que lo sería en casos excepcionales donde los niveles de distorsión sean considerables y en estos casos solo se soluciona con poner una normativa sobre la cantidad de distorsión total armónica que un consumidor puede inyectar a la red..... lo cual se soluciona con algún filtro selectivo pasivo o activo.....

Pero el tema del factor de potencia (coseno fi) en redes trifásicas, obviamente, es una aproximación de las tres cargas monofásicas instaladas en una red y..... (Aproximación que será hecha por el promedio o de otra forma) ..... para una instalación trifásica cualquiera sería poco noble exigir que las tres fases tengan un mismo factor de potencia..... por eso que los medidores lo único que hacen es hacer una medida global de la energía medida en un determinado período.

Si el coseno fi de una carga es negativo entonces el equipo puede estar consumiendo energía reactiva y mandando energía activa hacia la red..... de hecho yo armé una aparato de esas

características para mi trabajo..... pero un sistema de distribución de corriente continua de alta tensión hace esto del lado que llega la energía y lo contrario del lado que la toma.

Ing. Alberto Mikalaiunas
Unidad Sistemas de Energía
Área Proyectos Técnicos
ANTEL

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 04 de Diciembre de 2002 06:19 p.m.

Mikalaiunas, cordial saludo, es cierto cuando hablas del factor de desplazamiento DF el factor de potencia con armónicos puede obtenerse a partir de este calculando los THDI (solo hay que tener en cuenta una cosa importantísima es que la onda de corriente debe ser periódica, si esta es aperiódica como sucede con ciertas cargas el factor de potencia aunque haya armónicos nos puede dar la unidad, si es aperiódica hay que modificar el concepto de Transformada Rápida de Fourier, por una que se conoce como Transformada de Fourier de Ventana móvil). Conceptualmente se puede manipular el resultado de este factor de potencia inyectando tercer armónico, este fraude lo han utilizado en Argentina y Perú (lo digo por que he tenido conocimiento), lo que me lleva a lo mismo este factor no se refleja en el medidor o en lo que mide que es un error.

Respecto a lo que pregunta el estudiante es cierto puede haber carga inductiva (-)(entrega) o capacitiva (+) (almacena), depende de las características de la carga.

Desde la óptica propuesta no se busca mejorar la exactitud de los medidores debido a que se consiguen medidores clase 0.1 (aunque esta exactitud o error se ven afectados por los armónicos, en un estudio presentado por Driesen, Craenenbroeck and Dommelen, en IEEE Transactions on instrumentation and measurement vol 47, no 1 feb 1998, inyectando tercer armónico o en presencia de este error o exactitud se eleva hasta en un 30%), lo que se busca es que el contador mida la energía de una carga dada sin que a este lo afecte como la carga consume esa energía (es por ello que planteo el concepto de Czarnecki de medir la potencia del primer armónico o del fundamental como lo quieran llamar), ciertos medidores electrónicos añaden los efectos como asimetrías de voltaje a la potencia consumida aunque esto lo que hace es afectar a los equipos y lo anterior no produce potencia activa.

Ahora como afecta esto a los consumidores obviamente a la individualidad nunca pero a lo colectivo si, y esto se refleja en las tarifas debido al incremento de las perdidas tanto técnicas como no técnicas (estas se están incrementando en la medida que se comprendan los mecanismo de afectación del factor de potencia y la inyección de potencia negativa).

Respecto a los sistemas trifásicos Eguiluz demostró que una carga trifásica de resistencias con valores asimétricos producen reactivos que afectan al factor de potencia por lo tanto el cosfi no refleja como la carga consume la energía que le entrega la fuente por lo tanto no se refleja esto en la medición.

...." por eso que los medidores lo único que hacen es hacer una medida global de la energía medida en un determinado período"...., esto es cierto pero los medidores no lo están haciendo debido a que se ven afectados en como la carga consume la energía entregada por la fuente.

Ahora manipular el factor de potencia es relativamente sencillo en la actualidad, yo he desarrollado varios y tengo conocimiento de otros.

Básicamente lo que planteo es un cambio en el concepto de como se mide la energía por medio de los contadores, no en su exactitud.

Hay un estándar propuesto por la IEEE llamado IEEE 1459 2000 "IEEE Trial -Use Standard definitions for The Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalance conditions" liderado por Alexanders E. Emanuel, que se vuelve de vital importancia para el diseño de estos equipos.

De: Luis Ignacio Eguiluz Morán
Enviado el: Viernes, 06 de Diciembre de 2002 06:50 a.m.

Estimados colegas:

Aprovecho la ocasión para dar mi opinión sobre los medidores de potencia, energía y calidad de suministro. Pienso que el futuro es el de un equipo en el que este todo integrado, y que comunique la empresa industrial con la eléctrica; esta instrumentación, por otra parte, debería ser "transparente" al usuario, de tal forma que en las Universidades y Centros de Investigación se pudiera "medir lo que se quiera", diseñando el software adecuado.

Me parece, técnicamente injustificable y económicamente fraudulento que algunos fabricantes de instrumentación vendan las actualizaciones de software a precios "de usura"; por otra parte, tampoco se sabe que potencia esta midiendo el aparato.

Por ultimo, como consecuencia de lo anterior opino que "cada medidor de energía mide lo que mide" *, especialmente, los tipo Ferraris que aun se siguen utilizando es España. Consecuentemente, "se paga la energía que mide el contador" y a casi nadie le preocupa si esta lectura coincide con el consumo de su empresa. Ciertamente, a las Administraciones, Compañías Eléctricas y a los usuarios industriales -me refiero al caso de España- no les preocupa lo mas mínimo este tema.

Cordiales saludos a todos,

Ignacio Eguiluz
Universidad de Cantabria. España

8. Armónicos en contadores de energía

Comentarios

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Jueves, 25 de Marzo de 2004 10:42 a.m.

José cordial saludo, que buen tema el que te has metido, yo he trabajado en este tema y te puedo ayudar con ciertos artículos que tengo pero tendrías que dar un correo electrónico que soporte archivos grandes (mas de 2 megas).

De otro lado te digo la universidad de Cantabria en España editó un compendio de trabajos llamado "Potencia en Régimen No-Sinusoidal" que su editor es el Dr. Luis Ignacio Eguiluz Morán, en el capitulo 10 presenta un interesante trabajo presentado por José Carlos Lavandero González que se llama "Medidores Comerciales de Energía Errores en Régimen No-Sinusoidal. Medidas de Campo", donde se plantea el modelo matemático de los medidores de inducción, hay otro articulo que puedes conseguir que se llama " Y. Baghzouz, O. T. Tan. "Harmonic Analysis of Induction Watthour Meter Performance". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol PAS-104 Nº 2 February 1985" Que es el complemento del otro. Yo estoy desarrollando este modelo para ser simulado en Matlab.
Este es otro interesante artículo llamado " E. B. Makram, C. L. Wright, A. A. Girgis. "A Harmonic analysis of the Induction Watthour Meter's Registration Error". IEEE Transactions on Power Delivery Vol 7 Nº 3 July 1992.".

Para mi concepto uno de los grandes problemas que se han tenido en clarificar los efectos de los armónicos en la medición de la energía, es que la mayoría de las teorías desarrolladas se aplican al control de la potencia reactiva y no a la medición de la energía (hay autores como Makram que ha orientado trabajos al respecto), yo al respecto estoy trabajando en un medidor de energía basado en el concepto de Potencia Instantánea o de la teoría PQ o también conocida la Teoría de Akagi-Nabae (aunque hay varios autores que la han modificado), he encontrado dificultades en la obtención de las variables que se deben de obtener a partir de las componentes simétricas, en este aspecto la Akagi y Aredes (este modifico la teoría para ser utilizada en cuatro hilos) ya presentaron un modelo de PLL para la obtención de las componentes simétricas bajo condiciones de asimetría y de armónicos en este punto estamos con la ayuda de Aredes comprobando este modelo.

El Dr. Eguiluz ha planteado una modificación a la teoría propuesta por IEEE (unos meses atrás el nos ofreció un articulo muy interesante sobre el tema relacionado con las tarifas eléctricas), esta teoría también se esta implementado para tener un modelo para la medición y poder contrastarla respecto a otras.

Cordialmente

Jair Aguado Quintero

9. Beneficios de medir energía del lado de alta tensión en vez del lado de baja tensión

Pregunta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Viernes, 06 de Agosto de 2004 10:35 a.m.

Cordial saludo,

Tengo dos inquietudes que quisiera trasladarla al Foro.

¿Qué Beneficios para el usuario existiría al tener la medición del consumo de energía en vez del secundario en el primario (medición por alta)?.

Y otra pregunta ¿Cómo se reflejarían las corrientes que circulan por el neutro en la medición de la energía si se hace por alta?.

Aunque estas preguntas se pueden responder desde la óptica de los Trabajos realizados por Czarnecki y nuestro amigo Eguiluz quisiera conocer su opinión al respecto.

De antemano gracias por la molestia

Jair Aguado Quintero I.E

Respuestas

De: Jorge Farfán
Enviado el: Viernes, 06 de Agosto de 2004 10:35 a.m.

Jair:

Aun cuando no tengo el suficiente conocimiento en el tema, porque nunca he trabajado en este campo, sin embargo en mi país Perú se puede medir a un cliente en BT (secundario del transformador) o en MT (primario del transformador), si las condiciones del suministro así lo permiten, en este último caso la tarifa por energía es menor, hasta menos que la mitad respecto del común de los clientes (domiciliarios), pero se le cobra por el consumo de potencia presente en punta y fuera de punta y respecto a las perdidas en el transformador se le aplica un factor de corrección que me parece esta por el orden del 5% del consumo total.

Espero haber contribuido en algo a aclarar tus dudas.

De: Juan Melgarejo
Enviado el: Viernes, 06 de Agosto de 2004 09:17 p.m.

Estimado Jair,

En mi País: Perú a partir de 150 kW es mas ventajoso solicitar al concesionario de energía un suministro eléctrico en media Tensión 10 Kv. o 22.9 Kv para potencias importantes.

Entonces te dan un punto de diseño a partir del cual ejecutas un Proyecto desde el punto de alimentación hasta la subestación particular de tu cliente, la medición se hace en media tensión en la cabina del concesionario, que mide toda la potencia incluyendo las perdidas del cable de media tensión y las del transformador o trafos que hay en tu SE.

Las Tarifas son mas económicas y como máximo se recupera la inversión de la SE en 2 años, y se tiene una mejor regulación de la tensión y seguridad de servicio y puedes hacer fácilmente cualquier ampliación.

La medición en baja tensión es importante para saber como se esta comportando tu diagrama de carga, y tu consumo de energía, tu factor de potencia corregido por condensadores de potencia para no pagar energía reactiva y la aparición de armónicos, etc.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sábado, 07 de Agosto de 2004 02:42 p.m.

Jair, voy a opinar aunque de entrada me declaro medio "ignorante" en el tema de las mediciones.

1.- Pienso que más que beneficios para el usuario la beneficiada es la empresa de suministro eléctrico. La razón principal es que mide el "paquete" de energía, incluyendo las pérdidas del transformador y las afectaciones reales del factor de potencia que está haciendo el cliente a la red. Generalmente, como ya lo han dicho algunos colegas, los esquemas de medidas en alta tensión se refieren a paquetes de energía importantes y eso hace que el cliente se vea beneficiado por mejores consideraciones tarifarias. Sin embargo no debe perderse de vista que los equipos y el sistema de medición en AT es mucho mas costoso que uno en BT y eso en muchos casos limita el espectro de aplicación.

2.- Las corrientes de neutro secundario se deben reflejar en el primario como un desequilibrio, porque para que exista circulación de corriente en el neutro es porque existen corriente de secuencia cero y por lo tanto el sistema presenta desbalances porque el equilibrio de amperios-vueltas en cada yugo del transformador siempre va a existir y así la corriente primaria es un espejo de la corriente secundaria.

Entiendo que la mayoría de sistemas de medición instalados se basan en la consideración de un sistema equilibrado. No tengo claro el comportamiento de los sistemas corrientes de medición basados en sistemas equilibrados actuando en un sistema desequilibrado. Debe existir un error de medición el cual debe compensarse de alguna forma o debería pensarse en implementar un sistema de medición que tome en cuenta la corriente residual, algo así como un toroide, que muestre la corriente de desbalance y la sume al resultado parcial obtenido con el sistema equilibrado.

El punto es bien interesante y me gustaría aprender de los expertos de mediciones, que presumo abundan en la lista, en una clase magistral sobre el tema…

De: Ángel Tito
Enviado el: Lunes, 09 de Agosto de 2004 01:44 p.m.

Desde el punto de vista de TARIFAS (Costo de Energía y Potencia), como ya indicaron los colegas: a Cargas importantes (Digamos mayores a 100kW) se entiende que es beneficioso para el USUARIO contratar una Tarifa en Media Tensión (10kV o 22.9kV), esto por el menor coste de la Energía y Potencia (Mayor Diferencia en el Costo de la Potencia).

Sin embargo se debe realizar una evaluación completa y comparar ambas Alternativas (Tarifa en MT o BT), la evaluación consiste en considerar otros aspectos como la INVERSION requerida para obtener la Tarifa en Media Tensión, tales como Sistema de Medición en Media Tensión (ó Costo de Conexión en M.T.), La Red de Medía Tensión y la Subestación MT/BT. Otro aspecto a considerar en la evaluación es el TIPO de TARIFA que dependerá del periodo de Mayor Consumo de Potencia (Horas Punta o Fuera de Punta), con esto se obtendrá la mejor Opción Tarifaria. Finalmente tenemos que realizar un Flujo Económico considerando la Inversión vs los Pagos mensuales estimados por Energía y Potencia, y comparar ambas Alternativas.

Ahora, en la Regulación Tarifaria Peruana existe una alternativa adicional interesante: que es la de Optar por una Tarifa en Media Tensión que puede ser medida en Baja Tensión; con esto se obtiene la reducción de la Inversión en el Sistema de Medición en M.T.. Pero al ser medido los consumos en el Lado de Baja Tensión, se le deben agregar las pérdidas no registradas del transformador que de acuerdo a la normativa corresponde a un porcentaje del consumo (3 o 2.5%).

En resumen tenemos 3 alternativas que comparar para escoger la que mejor convenga al usuario:
- Tarifa en Media Tensión con medición en M.T
- Tarifa en Media Tensión con medición en B.T.
- Tarifa en Baja Tensión.

De: Guillermo Murillo
Enviado el: Lunes, 09 de Agosto de 2004 11:43 a.m.

Estimados amigos.

Referente a la pregunta de Jair tiene variantes acorde a las distribuidoras locales. Para comentarles acá en mi país las distribuidoras locales tienen demandas máximas para los servicios a suministrar por ejemplo para demandas menores de 10 KW ellos te dan el servicio domiciliar si subes de 10 kW te dan la opción de construir tu propia subestación o ellos te instalan una subestación exclusiva para tu edificio, o carga que tu conectes.

Según las tarifas que ellos manejan el pago mensual por medición en BT es el mismo excepto que si tu instalaste tu propia subestación tienes una garantía y calidad de servicio eléctrico. Pero cuando te hacen medición el lado de alta MT la tarifa es mas cómoda, generalmente esta medición la hacen cuando la corriente en el lado de BT sobrepasa los 800 Amp (creo que es por el tipo de medidor que ellos utilizan).

Capítulo 8
Motores

1. Diagnóstico de fallas de aislamiento en motores de media tensión 167
2. Fallas de aislamiento en motores de media tensión 168
3. Transitorios producidos por arranque estrella-triángulo 170
4. Selección de motor para accionar molino de bolas 171
5. Operación de motor de 50 Hz cuando se conecta a una red de 60 Hz 172
7. Valor de resistencia rotórica de un motor sincrónico 175
8. Incorporación de un breaker adicional entre un motor y su variador de velocidad 176
9. Aplicaciones de los motores sincrónicos 177
10. Tecnologías de variadores de frecuencia: de fuente de corriente y de fuente de voltaje 179
11. Efecto de los sags de voltaje en los motores eléctricos 180
12. Problemas con motores de inducción alimentados por UPS 180
13. Voltaje nominal de motores en función de su potencia y tipo de arranque 181
14. ¿Qué se debe utilizar para el control de motores: contactores o electrónica de pot? 182
15. Funcionamiento de un motor a un voltaje y frecuencia diferentes a los valores nominales de placa 183
16. Opciones para el frenado controlado de un molino 184

1. Diagnóstico de fallas de aislamiento en motores de media tensión

Pregunta

De: Guillermo Junco
Enviado el: Agosto, 2001

Trabajo hace muchos años en la construcción y puesta en marcha de estaciones de bombeo y nunca me encontré con un problema como el que tengo en estos días y me gustaría conocer si alguna persona tiene antecedentes u opinión al respecto: Hace 18 meses terminamos la construcción de una estación de bombeo de agua potable, la pusimos en marcha y durante un año funciono perfectamente. La estación cuenta con cinco motores de 520 Kw en 13,2 Kv, de arranque es directo mediante interruptores Merlin Gerin en SF6. En enero de este año nos encontramos con que las protecciones (SPAM de ABB) sacaban un motor de servicio por asimetría de corriente, le realizamos un ensayo de Surge testing y descubrimos que en una bobina teníamos espiras en cortocircuito, tomamos contacto con el fabricante y mientras preparamos la reparación del motor numero 1, fallo con el mismo problema el motor 5, antes de instalar el motor 5 reparado fallo el motor 3, el mismo día en que se instalaba el motor 5 reparado y se retiraba el motor 3 para su reparación, se repetía la falla en el motor en el motor 1 (el motor 1 había sido reparado). Por ultimo luego que fallara por segunda vez el motor 1, fallo el motor 2 pero esta vez la falla fue a tierra. luego de la falla del motor 5 nos reunimos con el fabricante y nos pusimos de acuerdo que el problema lo teníamos en la aislacion entre espiras, el fabricante prometió que esta aislación seria mejorada y que en los motores 2 y 4 que se habían comprado con meses de diferencia respecto al 1, 3 y 5 ya había sido corregida. Para completar la información entre el interruptor y el motor existe un banco de capacitores para corregir el factor de potencia. También quiero comentarles que no existen problemas con el suministro de energía ya que contamos con analizadores de calidad de energía durante las 24 hs del día. Si necesitan algún otro dato para un mejor análisis me lo pueden pedir.

Respuesta

De: Jair aguado Quintero
Enviado el: Agosto, 2001

Estimado Guillermo
Hace rato trabajo en el diagnostico de fallas en tiempo real de motores analizando la corriente estatórica hay dos cosas puntuales:
1.0 Las protecciones obraron correctamente debido a la corriente de desbalance que se presentó, un motor no debe trabajar con corrientes asimétricas.
2.0 Tu problema radico en una falla de aislamiento de las espiras y esto es grave debido a que el motor es relativamente nuevo (un año de uso) y a ese nivel de tensión no se debe tolerar problemas de este tipo.

Dos cosas importantes, yo vivo en Cali, Colombia antes de instalar esto equipos se piden pruebas tipo, una de ellas es con el equipo conocido como BAKER donde se puede revisar el nivel de aislamiento del motor y en promedio cada seis meses se revisa este nivel debido a que

cuando se tienen grandes masas de agua es posible (y se a presentado) que el nivel de humedad varíe y esto afecte el funcionamiento del motor, la pregunta es si esto se hacia? es de vital importancia estos indicadores porque garantizan hacia el futuro el buen funcionamiento de la estación.

Otra pregunta importante para ti ¿qué es calidad de la energía? Armónicos, Factor de potencia etc. algo que no se esta teniendo en cuenta mucho en la actualidad son los Sag's de Voltaje (Huecos en español o Dips según los Europeos), este fenómeno es una reducción momentánea de la tensión entre el 10% y 90% de la tensión nominal se puede presentar en forma balanceada y desbalanceada, existe en la actualidad una clasificación conocida como "Bollen's classification", donde se verifica los diferentes posibles sag's presentes, una de las conclusiones más graves que resultaron de esto, es que en el momento que se presenta el sag's y se normaliza se sucede una desaceleración del motor y una reaceleración del motor causando unos elevados torques electromagnéticos en formas de pulso que terminan en generar fallas en el motor, es por eso que nace otra pregunta es que tan estable es tu línea de alimentación y si este problema de Sag's se tienen en cuenta en tu concepto de Calidad de la Energía.

Usando la teoría de Park (es un concepto tan viejo como novedoso, pero es la base de las nuevas teorías de mantenimiento predictivo para motores) se concluye que una asimetría de corriente produce una asimetría del campo magnético rotatorio, esto genera esfuerzo y vibración en el motor que ayudan a desgastar el aislamiento del estator, que nos vuelve al principio de los niveles de aislamiento, uno de los indicadores en mantenimiento predictivo frente a este fenómeno (uno no tiene la paciencia de apagar el motor para utilizar el baker para medir el nivel de aislamiento se puede ir un día en este proceso), que se esta implementando es el concepto de IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA, donde se puede reflejar en su variación un índice de falla en aislamiento.

Espero que con esto te de más animo en seguir estudiando este problema y es rico que compartas con nosotros este tipo de problemas. Cordialmente

Jair aguado Quintero I.E
Investigador Grupo de Investigación en Maquinas Eléctricas y Calidad de la Energía
Universidad Autónoma de Occidente
Cali, Colombia

2. Fallas de aislamiento en motores de media tensión

Pregunta

De: JAIME CARLOS FORERO ARANDA
Enviado el: Sábado, 4 de Agosto, 2001 02:20

Hola compañeros de lista:

Quisiera en esta oportunidad saber quien de ustedes trabaja en el área de mantenimiento eléctrico y que trabaje con motores de baja y media tensión. Y mi inquietud en el día de hoy es la siguiente:

Tenemos una gran cantidad de motores de baja y media tensión, a los cuales les estamos realizando algunas tomas de datos, tales como:
- Datos de corriente.

- Datos de vibración.
- Datos de ruido.
- Medidas de aislamiento.
- Datos de temperatura.

Pero a mi parecer esto no es suficiente, pues en algunas ocasiones tenemos problemas con los equipos, llegando a quemarse antes de poder dar un diagnostico de lo que les puede estar sucediendo. Por esto les pido la ayuda para que por favor nos colaboren indicándonos que otras pruebas podríamos realizar y con que equipos.

JAIME FORERO
Montelibano, Cordoba

Respuesta

De: Guillermo Junco
Enviado el: Martes, 7 de Agosto, 2001 01:00

Estimado Jaime leí con suma atención tu correo y si bien no trabajo específicamente en el área de mantenimiento quisiera comentarte parte de mi experiencia en especial con motores de Media Tensión, si bien esta experiencia todavía se esta desarrollando.

Con respecto al predictivo tal cual lo menciona Jair, el ensayo de Surgetester realizado con el Beker resulte el mejor procedimiento para detectar fallas en la aislación de las maquinas de media tensión, pero mi
realidad demostró que aun ensayos realizados sobre aislaciones que dieron bien, a los 30 días han fallado.
Debo reconocer que la línea de pensamiento de Jair es acertada. En nuestro caso dividimos el estudio en dos líneas, una corresponde a la propia maquina y otra al equipamiento y la línea de alimentación.

Si comenzamos por el equipamiento existe un problema que son las sobretensiones generadas por los interruptores debido a los reencendidos durante la apertura y el cierre. Estos recebados solicitan en especial las primeras espiras de cada juego de bobinas.

Si seguimos con la línea de alimentación y tal cual me lo indico Jair debes buscar fallas en el suministro, sean microcortes, huecos, flicker, etc. personalmente puedo decir que lo he "visto", poniendo en marcha una maquina de 1200 HP que acciona una bomba, luego de 5 minutos de estar en régimen pudimos sentir que la maquina volvía a acelerar, luego pudimos comprobar que se trato de un microcorte y como teníamos un problema en los trafos de medición las protecciones no pudieron registrarlo.

Con respecto a la maquina propiamente dicha detectamos dos problemas, una corresponde a una aislacion inadecuada entre pilas de espiras y otro a un problema en el tipo de transposición empleadas en la construcción de las bobinas.

En este momento estamos estudiando los siguientes caminos. Para las sobretensiones generadas por los interruptores, el empleo de bobinas de preinserción y descargadores de tensión. Para las maquinas, se mejoro las aislación de las primeras espiras de las bobinas de entrada y se mejoro la transposición. En cuanto a los microcortes se esta hablando con la proveedora de energía.

Te cuento que todo empezó con el disparo de las protecciones por asimetría de corriente. Mañana te enviare algunos documentos que tal vez te puedan servir.

Cordiales saludos
Guillermo Junco

3. Transitorios producidos por arranque estrella-triángulo

Pregunta

De: Rogelio Choque Castro
Enviado el: Martes, 07 de Junio de 2005 11:48 a.m.

Trabajo en una industria textil en la que poseo varios cuadros para el control de motores. En particular, poseo una maquina con dos motores de 100 HP y su cuadro de control tiene dos arrancadores tipo estrella-triangulo para estos motores. Además de estos arrancadores, el cuadro también posee tres variadores de velocidad para motores de 5 HP. El problema que ocurre es que los variadores de velocidad se dañan, pues ya cambiamos en tres años cuatro variadores (este problema no se presenta en otros cuadros que también poseen variadores).

Inicialmente creí que el problema estaba en la calidad de la energía de la red de distribución externa, sin embargo ello no fue así pues ahora que generamos nuestra propia energía tenemos el mismo problema. Hicimos un análisis de la red en general y no tenemos problemas con los armónicos ni de tensión ni de corriente. Sospecho que existe algún problema con los transitorios que ocurren durante el arranque de los motores de 100 HP.

Me gustaría puedan colaborarme con este problema y/o añadir alguna información.

Les agradezco de antemano, saludos:

Ing. Rogelio Choque Castro
Bolivia

Respuesta

De: Carlos Rodríguez
Enviado el: Martes, 07 de Junio de 2005 07:00 p.m.

Estimado Rogelio, tu problema puede deberse a que los variadores de velocidad, necesitan una inductancia de línea inmediatamente aguas arriba de este. El uso de inductancias de línea permite garantizar una mejor protección contra las sobretensiones de red y reducir el índice de armónicos de corriente que produce el variador mejorando a la vez la distorsión de tensión en el punto de conexión.

La utilización de inductancias de línea se recomienda en particular en los siguientes casos:
- Red con grandes perturbaciones de otros receptores (parásitos, sobretensiones).
- Red de alimentación con un desequilibrio de tensión entre fases > 1,8% de la tensión nominal.
- Variador alimentado mediante una línea muy poco impedante (cerca de transformadores de potencia superior a 10 veces el calibre del variador).

- Instalación de un gran número de convertidores de frecuencia en la misma línea.
- Reducción de la sobrecarga de los condensadores de corrección del cos □ , si la instalación incluye una batería de compensación del factor de potencia.

Verifica bien tu sistema, de repente era lo que tus variadores necesitaban.

4. Selección de motor para accionar molino de bolas

Pregunta

De: Ruddy Malave
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 8:21 PM

Estoy realizando un trabajo acerca del accionamiento de un molino de bolas para una empresa minera. El motor eléctrico que se necesita para accionar dicho molino, posee las siguientes características:

Voltaje: 13.8KV; Potencia: 7000Hp, Velocidad: 1200rpm. Totalmente sellado y enfriado por aire.

Mi estudio se basa en seleccionar entre el motor de jaula de ardilla, motor de rotor bobinado y el motor síncrono.

El problema es que se me hecho muy difícil conseguir las características técnicas (curvas par/velocidad, eficiencia, factor de potencia, entre otros), así como sus costos.

Agradecería a quien pueda ayudarme.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 10:31 PM

Amigo Ruddy, mi mejor recomendación...consulte directamente al fabricante lo relativo a costos y aplicación…

Llámese al representante de marcas como ABB, General Electric, Ansaldo y pídales una oferta...así como se lo digo...pídales una oferta que se adapte a la solución de su problema..Voy a rebuscar por ahí...y te envío unos #(s) suministrados por ANSALDO para motores sincrónicos de variados tamaños..Los perolitos valen su dinerito. Los motores sincrónicos de la oferta son del tipo brushless para una aplicación de accionamiento de compresores de gas…

En términos técnicos para seleccionar el motor debes primero tener claro cual es el comportamiento de la carga (el torque resistente). Con esa data puedes evaluar el tipo de motor a aplicar…

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Thursday, July 07, 2005 12:37 AM

Ruddy, te anexo una lámina de una presentación que en alguna oportunidad nos hizo la gente de GE.

Te debo lo de ANSALDO porque no la ubico en mi desorden de papeles…

La comparación que pretendes de los motores debe hacerse evaluando el costo del ciclo de vida. Es decir debes traer a valor presente el costo de inversión + el costo de Operación y Mantenimiento, entre otras cosas.

Normalmente un motor sincrónico es mas costoso que uno de inducción y de estos el de jaula de ardilla es el mas barato (costo de compra del equipo), pero es el mas ineficiente y en el tiempo para grandes potencias el asunto hay que verlo con cuidado. En función de cuanto cuesta la energía perdida generalmente se define el motor…

De los análisis de accionamientos en los que he participado te digo que para potencias inferiores a los 8 MW casi siempre la pelea la gana el jaula de ardilla. Los motores síncronos pisan duro a partir de estas potencias...El jaula de ardilla da pelea hasta los 12 MW...De ahí hacia arriba hay un solo jefe...Motor sincrónico...Hoy los fabricantes como GE , ABB y ANSALDO han extendido la pelea de los jaula de ardilla hasta un break point alrededor de los 20000 HP…

El motor de inducción de rotor bobinado casi nunca participa porque es tan costoso como uno sincrónico, pero igual de ineficiente que uno de jaula de ardilla...O sea...Si el proceso requiere variar velocidad...le pones un ASD al jaula de ardilla y listo...y la pelea está entre el jaula de ardilla y el síncrono.

Para tu caso...un motor de 7000 HP…(aprox. 5400 kW)...es muy probable que eches números y concluyas que usaras motor de inducción jaula de ardilla…

Si requieres variar velocidad te anexo, adicional, unos #s de ASD para diferentes potencias.

5. Operación de motor de 50 Hz cuando se conecta a una red de 60 Hz

Pregunta

De: Eliéser A. Cedeño V.
Enviado el: Octubre 18, 2001 1:17 PM

Les tengo una consulta, a todos aquellos que puedan ayudarme.

En la institución donde trabajo han llegado varios equipos para los talleres y laboratorios de electricidad y electrónica. Hasta el momento todos se han colocado y puesto a prueba. Hoy me encontrado con un compresor pequeño pero de buena capacidad, el inconveniente que tiene es su motor, el cual esta fabricado para funcionar a 50Hz.

¿Qué problemas pueden surgir si lo conecto a la red de 60Hz?, ¿Este funcionará y a que momento y en que forma presentará problemas?

Respuesta

De: Carlos Wong
Enviado el: Jueves, 18 de Octubre de 2001 03:33 p.m.

Hola Eliéser:

1.- Se puede conectar a 60 HZ

2.- Su velocidad va a aumentar el 20 %

3.-Su carga va a aumentar al ir más rápido y el porcentaje de aumento depende del tipo de carga. Si es un compresor de pistones, entonces la carga será 20 % mayor a 60 HZ. Soporta el motor esto?

4.-Para funcionar correctamente a 60 HZ tienes que darle un voltaje de alimentación 20 % más alto. Si no puede darle el voltaje corregido, entonces el motor operara como si tuviera un voltaje de solo el 80 % con sus consecuencias.

Pregunta

De: Pedro Jarrín C.
Enviado el: Jueves, 16 de Mayo de 2002 10:47 a.m.

Mis Saludos Cordiales a todos los miembros de la lista. Tengo una inquietud que espero me ayudan a resolverla.

Estoy trabajando en un proyecto de ahorro de energía y el cliente dispone de motores a 60 Hz en su mayoría (el suministro eléctrico es de 60 Hz) pero también tiene motores a 50 Hz. ¿Qué ocurre con el motor construido para trabajar a 50 Hz cuando funcionar en una red de 60 Hz, en cuanto a torque, corriente perdidas y factor de potencia? ¿Qué condiciones debe cumplir el suministro de energía para que el motor de 50 Hz trabaje adecuadamente en la red de 60 Hz?

Gracias anticipadas por su valiosa ayuda.

Respuestas

De: Raúl Cacchione
Enviado el: Viernes, 17 de Mayo de 2002 05:54 p.m.

Estimado Pedro:

Para poder satisfacer tu inquietud, voy a suponer que estamos hablando de motores trifásicos de inducción de una potencia importante y que la tensión de la red es constante.

A grandes rasgos, un aumento de la frecuencia conlleva una disminución del flujo del entrehierro y una disminución de la corriente de magnetización (no en forma proporcional por la saturación). Si la cupla en el eje es constante, la corriente rotórica aumentará en proporción con la frecuencia, junto con el deslizamiento. La cupla máxima y la cupla de arranque decrecerán casi con el cuadrado de la frecuencia. El rendimiento y el factor de potencia tendrán una ligera variación (dependiendo de las constantes de la máquina), y aquí es menester recalcar que para llevarlos a valores óptimos es necesario variar de la misma forma la tensión de alimentación (si necesito cupla constante) o en forma cuadrática (si necesito potencia constante), cosa que quizás sea dificultoso realizar. No obstante, las variaciones de aquellos parámetros no serán demasiado sensible.

Todo esto que te conté es en forma general y merece un estudio en particular para cada máquina, por lo que te sugiero que veas si los HP´s instalados de motores de inducción en relación con los instalados en total justifican esa investigación.

Espero haber aclarado tus dudad y a tu disposición para evaluar cualquier otra.

De: Marcelo Palacios S
Enviado el: Sábado, 18 de Mayo de 2002 03:42 a.m.

Estimado Pedro:
Como lo indica Raúl, un aumento de frecuencia conduce a una disminución del flujo en el entrehierro, así como hay variaciones que se derivan del mismo. Mas, si la tensión aplicada al motor varía en el mismo sentido y proporción que la frecuencia, la máquina trabajará con el flujo correcto, que es lo que se quiere.

Pregunta

De: Jose Luis Braco
Enviado el: Fri, 22 Jun 2007 09:40:03 -0700

Estimados colegas

Les escribo para realizarles la siguiente consulta:

Estamos evaluando la compra de una Chancadora giratoria de segundo uso la cual incluye dos motores c/u de 400 HP, 50 Hz, 4000 V, (uno nuevo y otro que ha trabajado algunos años, derrateados para trabajo a
4500msnm), estos motores deberán trabajar en condiciones de sitio muy similares en Perú, pero a 60 Hz y 4160 V.

La pregunta es: Que consideraciones debo tener para aceptar esta adquisición y cuales serán las ventajas o desventajas de trabajar en distintas condiciones de diseño. Probablemente no debiéramos comprar
estos motores. Si disponen de información sobre el tema por favor enviarla. Agradezco sus respuestas.
Jose Luis Braco
Lima – Perú

Respuesta

De: Omar Graterol
Enviado el: Sábado, 23 de Junio, 2007 16:31:50

José Luis, a continuación algunos comentarios, que espero puedan ayudar a aclarar tus dudas sobre la potencial compra de las CHANCADORAS (Se asume que la aplicación es un Molino Giratorio).

1. Condiciones de Sitio..Aunque dices que se mantienen las mismas condiciones, no pienso que afecte mucho, a no ser que existan condiciones severas de temperatura y pueda afectar el enfriamiento.

2. El aumento de Voltaje de 4000 a 4160 Voltios, esta dentro de las variaciones permitidas para su uso (+ o – 10%), y como lo dijo Salvador, puede ayudar a compensar la caída de voltaje de la fuente al Motor. Se puede hacer el cálculo para ver con que voltaje quedara trabajando finalmente el motor. En todo caso un aumento del voltaje aplicado al motor, puede hacer variar algunos parámetros del motor, como son la corriente de arranque o rotor bloqueado, el torque de aceleración y en consecuencia el tiempo de arranque (Nada que pueda afectar en su nueva ubicación o uso).

3. El aumento de la frecuencia de la fuente de suministro, si afecta las rpm del motor según la siguiente expresión

$$\eta_s = 120*f/p \quad \delta rpm = f_{60}/ f_{50} = 1,2$$ **(incremento en rpm del 20%)**

Este incremento de las rpm, determinara un aumento en la potencia que puede desarrollar el motor, no obstante la potencia desarrollada será la exigida por la carga (Inercia del rodillo + el trabajo desarrollado para moler el producto que se esta moliendo), en el cual el trabajo desarrollado depende de lo que este moliendo, y pueden presentarse bloqueos totales, con lo cual la corriente de carga intentara aumentar a valores de corriente de rotor bloqueado, por esta razón, las protecciones de sobrecarga deben ser cuidadosamente ajustadas, considerando el 20% de incremento de las rpm, y basado en esta variación seleccionar la protección, no obstante el motor por su diseño, **solo permitirá hasta un 15% o 25% de sobrecarga, dependiendo del factor de servicio del motor**, lo cual también debe considerarse para la protección de sobrecarga. La ventilación, por efecto del aumento de las rpm, también será algo mayor y será favorable, pero no debemos contar con esto para pensar en sobrecargar el motor por encima de su capacidad considerando el factor de servicio. A continuación copio link, que contiene información del fabricante de motores Reliance, que puede ayudar a aclarar cualquier detalle.

http://www.reliance.com/mtr/flaclcmn.htm

En conclusión la nueva aplicación favorece el uso de estos motores, solo que deben tomarse algunas precauciones, en lo que respecta a la protección por sobrecarga.

7. Valor de resistencia rotórica de un motor sincrónico

Pregunta

De: Raúl Paolo
Enviado el: Monday, May 13, 2002 6:31 PM

Saludos Amigos:
En una planta concentradora de minerales tenemos un motor síncrono de 225HP (molino), 440Vca (estator), 110Vcc (rotor), 570RPM, cuyas resistencias rotóricas de arranque están deterioradas. El problema es que no tenemos información sobre dichas resistencias.

Agradecería a Ud. me indiquen donde puedo ubicar información para cálculo de estas resistencias
rotóricas.

Es un motor muy antiguo (40 años) y no se tienen sus datos de placa.

Saludos desde Perú

Raúl Paolo
Ingeniero de Mantenimiento

Respuesta

De: Marcelo Palacios
Enviado el: Martes, 14 de Mayo, 2002 01:36

Raúl:
Se recomienda utilizar una resistencia entre 5 a 15 veces la resistencia del arrollamiento de campo (del que es alimentado a 110 vdc). Esta resistencia protegerá al mismo arrollamiento de campo durante el proceso de arranque del motor.

Para determinar la resistencia del arrollamiento de campo debes remitirte a la placa de la unidad. Si no aparece la resistencia directamente, la puedes calcular utilizando otro dato de placa, que es la corriente del
arrollamiento de campo o de excitación. Utiliza la ley de Ohm.

Si deseas suavizar la corriente de arranque puedes utilizar para el arranque inicial de la unidad, arranque por autotransformador.

8. Incorporación de un breaker adicional entre un motor y su variador de velocidad

Pregunta

De: Geovanny Pardo
Enviado el: Mon, 22 Apr 2002 09:22

Amigos:
Desearía saber si en la conexión de un variador de velocidad, existe alguna restricción para incorporar elementos de protección adicionales entre el variador y el motor. Espero que me puedan ayudar con esta consulta.

Respuestas

De: David Silva Saucedo
Enviado el: Lunes, 22 de Abril de 2002 12:10 p.m.

Que tal Geovanny, mi nombre es David, sobre tu pregunta sobre colocar elementos adicionales, Mira en la variadores de velocidad se controlan un gran numero de variables, como son: rampa de aceleración, limite de velocidad, control de par de aceleración, etc. y cada una de estas variables vienen relacionadas con la corriente de consumo, es por eso que un Variador actualmente lo puedes usar como arrancador por tener todos estos parámetros, bueno regresando a tu pregunta, puedes colocar elementos periféricos pero no es necesario puesto que puedes controlar de manera programable el limite de corriente que quieras de acuerdo al Factor de servicio del motor. bueno espero te sirva de algo esta pequeña información que también me gustaría que fuera corregida si es necesario por los amigos listeros gracias.

De: Jaime Forero
Enviado el: Martes, 23 de Abril de 2002 09:58 a.m.

Hola a todos:

Comparto la opinión de David: todo está en la programación del variador, pero tengo algo para adicionar.

En cuanto a conectar elementos de protección entre el variador y el motor debes tener en cuenta que estos no deben abrir la conexión física entre el motor y variador, pues puede producir daños al variador, lo que se debe hacer es que estas protecciones disparen (abran) los contactores antes del variador o le envíen la señal al variador para que se detenga.

Aclaro que esto solo se cumple para los variadores "alimentadores de corriente" o "control vectorial", pues para los que son V/F constante si se podrían usar.

En algunas aplicaciones en donde los variadores de velocidad se encuentran muy distantes de los motores (ej. 100 m), se pueden presentar problemas con un fenómeno llamado "reflexión de onda", del cual no he estudiado mucho, pero lo que genera es voltajes supremamente altos que pueden con el tiempo dañar el aislamiento de los motores y por consiguiente sacarlos de servicio por cortos internos.

Para esto algunos fabricantes recomiendan usar algunos filtros a la salida del variador o un juego de resistencias a la llegada del motor, todo dependiendo de las características de la aplicación y de otros factores, así como también del costo.

Espero que alguien pueda complementar esta idea para así aclarar un poco el fenómeno.

Saludos,

Jaime Forero
Montelibano, Colombia

9. Aplicaciones de los motores sincrónicos

Pregunta

De: José Manchego
Enviado el: Jueves, 04 de Julio de 2002

Quisiera lanzar este tema a la lista. Puesto que aunque se que los motores síncronos existen, nunca los he visto en una aplicación. Me interesaría saber todo lo posible sobre estos motores, pero sobre todo que tipo de aplicaciones reales tienen y por que se aplican en esos casos los motores asíncronos en lugar de los síncronos. En fin todo lo que me puedan contar sobre este tipo de motores.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero

Enviado el: Jueves, 04 de Julio de 2002 09:26 a.m.

Cordial saludo, en este tema estoy de acuerdo con Juvencio es muy amplio para abarcarlo, a nivel de bibliografía apunto el siguiente libro:

“The General Theory of Altenating Current Machines", de B. Adkins & RG Harley, es muy bueno. Concentrándonos mas en la pregunta la mayoría de los libros no diferencian mucho el motor del generador sincrónico debido a que sus principios son los mismos es por ello que se utiliza el termino "La máquina Sincrónica", y a nosotros los pobres mortales es que hay veces nos toca deducir los funcionamientos.

Hay otros libros como los de A. V. Ivanov-Smolenski (que yo estudie con ellos y siempre creí que había un señor Ivanov y otro señor Smolenski, resulta que es uno solamente). Del anterior tengo una conferencia excelentísima donde este tipo que al parece tenia mucho tiempo libre encontró y demostró la equivocación de Maxwell en sus ecuaciones de la teoría electromagnética obviamente Maxwell también sabia y es por eso que las cambio pero bueno.

Entrándonos a las aplicaciones, es cierto los motores síncronos no los vemos tan comunes como los asíncronos, pero los listeros que trabajen en plantas papeleras de cierta envergadura si los conoceran sus aplicaciones por sus costos se ven dirigidas a gran potencia y obviamente a niveles de tensión elevados, yo conozco bichos estos de 13000 HP y 20000 HP trabajando a 11 kV con toda una subestación para ellos solitos.

Pero Eureka hay unos bichos recientes que son los motores llamados PMM (en mi Chichombiano ingles diría que son Motores de Magnetismo Permanente o en pocas palabras autoexcitados o de excitación propia), estos son motores síncronos que se están aplicando en lugares que se necesita alta precisión y gran torque donde los motores paso a paso o ddc resultan muy costosos, otra aplicación interesante y de alto vuelo para estos motores PMM es en los carros eléctricos la universidad Católica de Chile ya construyo un motor para una camioneta basado en estos motores obteniendo grandes resultados en economía de corriente por kilómetro.

Este nuevo desarrollo de los motores sincrónicos PMM han hecho aparecer muchas aplicaciones tanto en control como en los futuros carros eléctricos (buena la idea no).

Y a nivel de industria lo repito es en la papelera y la cementera donde se encuentran las grandes y mejores aplicaciones.

Espero que esto sirva de algo en la incógnita respectiva

De: Juvencio Molina
Enviado el: Lunes, 08 de Julio de 2002 01:45 p.m.

Jair, en complemento… aparte de las cementeros y papel, la industria petrolera a nivel mundial también tiene aplicaciones de alta potencia con motores sincrónicos. Existe la experiencia con muy buenos resultados en el Mar del Norte, en Holanda y en las líneas de gasoductos de empresas como Transcanada en Norteamérica.
Actualmente estoy involucrado en un proyecto de aplicación de grandes motores eléctricos para compresores de gas. En lo que menciono una de las opciones válidas es el uso de motores sincrónicos. Otra es el uso de motores de inducción. Estoy hablando de por lo menos 20

motores de alrededor de 15000 HP cada uno, todos con control de velocidad mediante accionadores electrónicos de potencia.

En relación a los motores sincrónicos de imanes permanentes el estado del arte actual los circunscribe a aplicaciones de pequeñas potencias, debido fundamentalmente a limitaciones para mantener las capacidades del flujo magnético requerido con los materiales actualmente desarrollados. Sin embargo, existe gran interés en desarrollar mejores materiales y en esa dirección se está moviendo la investigación a pasos agigantados. Posiblemente en los próximos 5 años tendremos grandes novedades.

En la industria petrolera un motor sincrónico de imanes permanentes es una solución ideal porque proporciona excelente eficiencia, grandes facilidades para el control de velocidad y eliminaría la excitación externa y con ello se facilitarían las cosas para aplicaciones en áreas clasificadas.

Actualmente en áreas clasificadas se aplican motores sincrónicos con excitación sin escobillas (brushless), los cuales sin embargo requieren ciertas consideraciones especiales para su aplicación. (Obviamente, esta es una aplicación complementaria al uso de motores de inducción con rotor en jaula de ardilla). El uso de un PMM eliminaría las consideraciones de diseño especiales, tales como la purga requerida por normas IEC.

10. Tecnologías de variadores de frecuencia: de fuente de corriente y de fuente de voltaje

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 23 de Julio de 2002 05:34 p.m.

Ramón, para el control de velocidad en motores (inducción o sincrónicos) existen básicamente dos tecnologías de equipos variadores de frecuencia. La tecnología de control de fuente corriente y la de fuente tensión.

Fuente corriente es la basada en principios de apagado de dispositivos en el cruce por cero de la corriente, por ejm SCR.

Fuente tensión son los controles logrados a través de transistores bipolares, dispositivos de nueva generación como IGCT o IGBT.

La desventaja de los dispositivos de fuente corriente es que debido a su baja velocidad de conmutación inyectan gran cantidad de harmónicos a la red (armónicos de orden bajo tales como 5, 6, 7, 9, etc.) causado principalmente por la lentitud de apagado del dispositivo, estos armónicos visto desde la fuente afectan la calidad del servicio, pérdidas, pueden producir acoplamientos resonantes si existen condensadores en la red y desmejoaran el factor de potencia. En otras palabras para usar equipos de tipo fuente corriente, casi siempre es necesario instalar reactancias de control de rizado, filtros y compensación de reactivos externos.; Lo cual obviamente son costos adicionales. Visto desde la carga los efectos sobre el motor es de aumento de pérdidas por circulación de harmónicos y calentamiento del equipo, por lo cual se requiere previsiones especiales del aislamiento.

Los sistemas fuente tensión, generalmente debido a la alta velocidad de conmutación permiten manejar un mayor número de pulsos para la conformación de la onda de salida en el inversor, esto da como resultado una mejor onda de salida (mas senoidal)y menos efectos de armónicos porque son, generalmente de orden alto... tal como desde 11avo en adelante.. lo cual tiene efectos menos severos en el sistema porque las magnitudes de tensión o corriente que desarrollan estas ondas son menores que los harmónicos de ordenes mas bajos..
Tal como lo indica Jair, el detalle es el control... Un control PWM no es muy fácil de desarrollar y es algo costoso…

Si estas interesado en conocer algo mas del tema, en el caso de media tensión puedes visitar las páginas de fabricantes tales como ABB, GE-Toshiba, ASI-Robicom, Alsthom y Siemens (Esta última solo ofrece tecnología fuente corriente mediante sistemas LCI).

Un texto adicional a los que ya te han mencioando es el del Dr. Dewan " Power Semiconductor Devices" el cual muestra conceptos básicos de cada tecnología de accionamiento de motores…

11. Efecto de los sags de voltaje en los motores eléctricos

Comentario

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 17 de Septiembre de 2002 09:51 a.m.

Buenos días y cordial saludo Antonio. En términos un poco formales la reducción súbita de la tensión es conocida como Sag's de Voltaje, cuando esta se reduce (el voltaje)se aumenta la corriente por la ley de ohm que se debe cumplir (por eso es ley) que puede afectar el funcionamiento de los motores eléctricos, el calentamiento del motor cuando se reduce la tensión propiamente no se debe simplemente al aumento de la corriente esta se debe a que al reducir la tensión aumenta el consumo de potencia reactiva que necesita la maquina y por ende esto genera calentamiento (se produce un factor de potencia bajo), ahora lo mas preocupante cuando se reduce estos voltaje en términos de sag's (se reduce el voltaje y después se aumenta), produce un fenómeno conocido como reaceleración de motor (el Dr. M.H.J Bollen de la universidad de Charmar en suecia a estudiado muy detenidamente este fenómeno), este fenómeno induce esfuerzos electromagnéticos muy fuertes que si estos sag'son muy recurrentes pueden ocasionar daños o ruptura de barras en los motores sobre calentamiento fuerte que puede ocasionar daños en el aislamiento de los motores.

También estos fenómenos se pueden presentar y son muy graves si el motor esta controlado por un variador de velocidad.

12. Problemas con motores de inducción alimentados por UPS

Pregunta

De: Paco
Enviado el: Sábado, 15 de Febrero de 2003 12:04 p.m.

Un saludo para todos los de la lista. Les escribo por si me pueden indicar donde puedo encontrar información acerca del comportamiento de los motores de inducción o jaula de ardilla ante una alimentación con forma no senoidal proveniente de sistemas de alimentación ininterrumpida. Les consulto por un problema aparecido en un sistema de emergencia de aire acondicionado por almacenamiento de agua fría en el que al entrar las bombas de recirculación alimentadas por una tensión de onda cuadrada bipolar de un 60% más o menos de ciclo de trabajo se quema el SAI.

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Sábado, 15 de Febrero de 2003 09:00 p.m.

Paco cordial saludo, compadre surge un pequeñísimo problema a saber, los motores son un carga altamente inductiva es decir que la corriente adelanta al voltaje, esto produce un problema de sincronismo en el inversor de la ups provocando la quema de los transistores de este, el otro inconveniente es que por experiencia la ups debe ser como mínimo tres veces la potencia del motor para poder soslayar el problema de corriente inductiva. Y por ultimo la onda cuadrada al que más afecta es al motor produciéndole calentamiento por armónicos y circulación de armónicos pares que generalmente lo que producen es calentamiento al estator del motor disminuyendo su eficiencia y aumentando el consumo del motor.

13. Voltaje nominal de motores en función de su potencia y tipo de arranque

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 02 de Mayo de 2003 08:26 p.m.

Amigos, es interesante el planteamiento del diámetro y sus problemas…

En mi país, Venezuela, en aplicaciones industriales principalmente de la industria petrolera se establece como punto de quiebre de los niveles de voltaje nominal de motores un apotencia de 200 HP o 150 kW, considerando un factor de potencia de 0.85.

A partir de esa potencia, si el arranque es a plena tensión, se usa como tensiones preferidas 2300 V o 4000 V. La razón es que un valor de tensión de 480 Voltios conduce a diámetros muy grandes de cables causado por problemas de la presencia de altas corrientes de arranque y el cumplimiento de caídas de tensión.

Obviamente el uso de diámetros mayores conduce a lo que plantea Erik… Problemas de manipulación y montaje de cables, etc.

Al usarse arrancadores suaves el tamaño máximo se puede extender un poco la máxima potencia manejada, pero generalmente esta nunca es superior a los 350 HP.

El uso de tensiones industriales de 2,3 o 4 kV debe ser efectuada bajo la óptica de estudio técnico económico que justifique su aplicación principalmente cuando no se dispone del nivel de tensión en el área en la cual se instalará el motor. El uso de un nivel distinto de tensión implica nuevas SE(s), y Centros de Control de Motores... Sin embargo, un inadecuado análisis

del arranque de motores puede conllevar a problemnas de flicker en la planta lo cual si el proceso es sensible obviamente altera la calidad del servicio eléctrico y lo mas seguro es que se impacte producción por paradas de planta.

Las normas de los fabricantes de los EEUU, expresamente la MG-1 aclara muy bien estos términos que menciono arriba. Otra información interesante se encuentra en el Red Book de IEEE - (IEEE-241).

14. ¿Qué se debe utilizar para el control de motores: contactores o electrónica de potencia?

Pregunta

De: Sergio Sulfas
Enviado el: Domingo, 31 de Agosto de 2003 12:36 p.m.

Buenas a todos:

Tengo una gran duda existencial que quien sabe alguno de ustedes me la pueda aclarar. Porque se suele utilizar en la actualidad para comandar motores: contactores y no tiristores, triacs o relés de estado sólido. Existe alguna razón para que se empleen en el 98% de las aplicaciones contactores y no el resto delos elementos que mencione o existe alguna limitación técnica que desconozco.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 01 de Septiembre de 2003 01:02 p.m.

Sergio, en mi opinión hay dos razones de peso.

1.- Las características del proceso que se va a controlar y la característica de la red de alimentación.
2.- Economía

Me explico.

1.- Si un proceso no requiere control de velocidad y la red soporta un arranque a plena tensión... Eso funciona, es simple y es económico... Me voy con contactores.

2.- El uso de elementos no lineales impone introducir armónicos en la red los cuales afectan la calidad de la señal y en consecuencia si la especificación de los equipos no se hace de manera apropiada causa problemas operativos sobre todo en los equipos sensibles, tales como PLC´s.

Corregir los efectos de las cargas no lineales sobre las redes requiere una muy buena especificación de equipos o el uso de elementos adicionales como filtros, etc. Eso cuesta bastante dinero.

Existen otros elementos a tomar en cuenta como lo son la capacidad de manejo de energía de los contactores vs. los elementos electrónicos de potencia, entre otras cosas.

En resumen el uso de contactores o electrónica de potencia lo determina en principio el proceso y luego existen una serie de factores que deben considerarse para realizar una adecuada selección de la tecnología.

El uso de una u otra tecnología... No es una receta de cocina... Hay que analizar cada caso en particular mediante una evaluación técnico-económica...

15. Funcionamiento de un motor a un voltaje y frecuencia diferentes a los valores nominales de placa

Pregunta

De: Filemon Callapa
Enviado el: Miércoles, 28 de Julio de 2004 06:01 p.m.

Apreciados amigos listeros:

Solicito alguna experiencia ó literatura sobre el funcionamiento de un motor de inducción con parámetros eléctricos distintos a los valores nominales de placa.

Ejemplo: Se tiene un motor trifásico de 40 CV, 440 V, 60 Hz.
Parámetros eléctricos del sistema: trifásico, 4 hilos, 380 V, 50 Hz.

De antemano les agradezco por su colaboración y valioso tiempo,

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 28 de Julio de 2004 06:01 p.m.

Filemón, en la teoría de máquinas eléctricas revisa la definición de fuerza electromotriz inducida de una onda senoidal. Verás que la tensión inducida es proporcional al flujo y la frecuencia, entre otras variables.

Es decir el cambio de frecuencia te modifica el torque y el flujo es proporcional a la corriente lo cual redunda en recalentamiento a la misma potencia. El uso de menor tensión de fuente implica mayor consumo de corriente para la misma potencia y el efecto joule y las pérdidas aumentan y no perdonan.

Para que entiendas mejor esto ubica un libro de teoría de máquinas eléctricas tal como Maquinas eléctricas de Irving Kosow o Maquinas Eléctricas de Chapman..

Tu pregunta es interesante para quienes usan equipos Soft Star o ASD como arranque o control de velocidad de motores. Esos equipos trabajan asegurando mantener constante la relación V/flujo cuando se definen las rampas de operación en arranque porque de lo contrario surgen problemas en el motor.

16. Opciones para el frenado controlado de un molino

Pregunta

De: E. Alonso
Enviado el: Miércoles, 24 de noviembre de 2004 11:17

Estimados listeros:

Necesitaría de su estimable experiencia y si es posible la información necesaria para la siguiente aplicación, necesito controlar la parada de un volante de inercia (Molino de martillos) de 110 KW a 1500 RPM que actualmente emplea 30 minutos, queremos reducir ese tiempo de parada entre 5 y 7 minutos, la idea es colocar un Invertir pero la duda es si compensar con resistencias o regenerativo, y si con cualquiera de los dos sistemas seria suficiente para acortar el tiempo de parada deseado. Hay una aplicación con un arrancador con rampas de arranque y parada, que configurando la rampa por parada Dinámica y al 30% actuaría un inversor que al paso por "0" queda deshabilitada la inversión y se logra la parada, pero veo inconvenientes del orden de sobre-intensidad, calentamiento del motor, torsión mecánica etc.

Después de robarles de su estimado tiempo, y dándoles las gracia de antemano quedo a la espera de sus gratas noticias.

Respuestas

De: Harold José Díaz M.
Enviado el: Domingo, 26 de Septiembre de 2004 11:30 a.m.

No cabe duda que si se piensa en acoplar un motor al volante, y luego aplicar un frenado con este por inversión las corrientes son muy elevadas, tanto como 3 veces la corriente de arranque a plena carga, aunque entre los tipos de frenado para una máquina eléctrica rotativa es de los más rápidos.

Existen otros tipos de frenado para estos como el regenerativo o el dinámico. Entre estos es más efectivo el dinámico en el cual se aplica a la máquina una fuente de de DC en los devanados de alimentación, Este sistema es más efectivo para las máquinas sincrónicas que para las asincrónicas.

El regenerativo es un poco más lento que el dinámico, aunque el tiempo de frenado depende de la magnitud de la carga que se le aplique, y claro este es más mucho más efectivo para una máquina sincrónica.

De todas maneras se tiene que considerar que el eje tiene que soportar la torsión.

Podrías también emplear otro tipo de frenado tal como aplicarle directamente al volante un campo de DC y frenarlo por medio de corrientes parásitas, claro se suscitaría el problema del calentamiento del volante ó aplicar un sistema de frenos directo mediante discos.

Capítulo 9
Protecciones

1. Términos “Sobrecarga” y “Sobrecorriente” 186
2. Información en la web sobre reconectadores 187
3. Criterios y normativas para el cálculo de interruptores en baja tensión 188
4. Reconexión en líneas doble circuito en 220 kV 189
5. Literatura de coordinación de protecciones 190
6. Cómo realizar una coordinación de protecciones en sistemas eléctricos industriales – Reflexiones acerca de la solicitud de información a la lista 191
7. Uso y operación de los relés 51N en redes de distribución 194
8. Protección con interruptores diferenciales en sistemas residenciales e industriales 196
9. Ventajas y desventajas de sistemas en delta (con neutro aislado) – uso de “transformadores” zig-zag 197
10. Protecciones para fallas de alta impedancia en sistemas de distribución con neutro aislado 199
11. Criterios para realizar coordinación de protecciones de sobrecorriente de tierra 200
12. ¿Diseñar una protección utilizando fusibles o interruptores? 203
13. Criterios para seleccionar fusibles de media tensión que protegen transformadores 204
14. ¿Se pueden instalar en un mismo tablero dos breakers con diferente capacidad de interrupción? 206
15. ¿Dónde obtener la curva de sobrecarga de los transformadores de distribución? 207

1. Términos “Sobrecarga” y “Sobrecorriente”

Pregunta

De: Ruben J
Enviado el: Lunes, 11 de Julio, 2005 23:16

Tengo una duda o una confusión en cuanto a los términos sobrecarga y sobrecorriente a nivel de motores de inducción: ¿En qué se diferencian estos dos términos?
Cuando se habla de una protección de sobrecarga, ¿a qué me estoy refiriendo, al contactor asociado al circuito?
Y cuando hablo de sobrecorriente ¿Me refiero a la protección magnética?

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Tuesday, July 12, 2005 9:08 AM

Rubén, ambos términos se refieren a sobrecorrientes. Cualquier valor por encima del nominal es sobrecorriente y causa daños al equipo de mantenerse su presencia. Sin embargo para entender mejor el caso considera que las protecciones contra sobrecorriente actúan bajo parámetros de tiempo inverso. Es decir a mayor corriente actúan más rápido.

La energía transmitida por valores de corriente por encima de los nominales se expresa con el término I^2*t y ahí se puede ver que un valor de sobrecarga al estar cerca del valor nominal permanecerá un largo tiempo, debido a que la actuación de las protecciones ordinarias es muy tardía y el daño en la vida útil del aislamiento se presenta. Por esta razón se aplican los relés de sobrecarga y en esta zona el daño se conoce como térmico.

Una sobrecorriente severa, cortocircuito, tiene una magnitud mucho mayor que una sobrecarga (Puede llegar a ser hasta 12 In en un motor) y la sensibilidad de las protecciones ordinarias mejora y su actuación también, esto se aprecia perfectamente en la curva de operación de un interruptor del tipo caja moldeada. Existe un tramo de curva en el cual los tiempos de operación varían con la magnitud de la corriente hasta llegar a un punto en el cual el tiempo de la actuación se hace independiente de la magnitud de la corriente de falla. Esta zona es conocida como de operación instantánea y se activa cuando ocurren cortocircuitos severos. Acá el principio de funcionamiento de los dispositivos de protección aprovecha el campo magnético que una alta corriente produce para lograr una actuación muy rápida y lograr el despeje de la falla por eso se conoce como solo magnético.

De: EDGARDO KAT REYES
Enviado el: Tuesday, July 12, 2005 10:59 PM

Estimado Rubén y colegas de la lista:

De manera práctica se puede decir que todos los equipos eléctricos tienen una característica importante llamada corriente nominal, que es la corriente de diseño que el equipo debe soportar en forma continua, sin dañarse o cambiar sus características iniciales, cuando este opera bajo las condiciones para las que fué diseñado.

Cualquier corriente mayor a este valor nominal, no importa cuanto, es llamada sobrecorriente.

Las causas que provocan estas sobrecorrientes son las fallas de corto circuito en sus diferentes manifestaciones (LLL, LL + G, LG y LL) y las sobrecargas que no son provocadas por fallas de aislamiento sino por "abusos" del equipo (por ejemplo conectar 1500 KVA de carga a un transformador de 1250 KVA), que finalmente, debido al calentamiento que producen, pueden derivar en una falla de aislamiento, provocando un corto circuito.

Las sobrecorrientes por falla de corto circuito, son de carácter violento y la energía liberada es capaz de destruir los materiales. Es por esto que para proteger a los equipos contra estas fallas, se utilizan elementos de operación rápida, como pueden ser los fusibles, las unidades magnéticas y las características instantáneas de los relevadores más avanzados, en los cuales se utiliza el término común de "protección de sobrecorriente".

Las sobrecorrientes por sobrecarga cuyo principal efecto es el sobrecalentamiento, tienen un accionamiento mas lento sobre los materiales, ya que lo van degradando en forma lenta hasta que pierden sus características y si no se protege al equipo contra estas sobrecargas, entonces el resultado final es una falla de corto circuito debido a la pérdida de aislamiento que se presenta.

La "protección contra sobrecarga" se selecciona para proteger la parte alta de la curva de daño de los equipos eléctricos y se puede proporcionar con elementos que de alguna manera emulen la imagen térmica de los equipos que protegen, así pues tenemos a los famosos elementos térmicos para proteger a motores de menor tamaño hasta los relevadores mas avanzados que toman en cuenta otros factores como el desbalance de corrientes, tiempos de arranque, constantes de tiempo del enfriamiento, señales de RTD´s, etc. para generar una imagen térmica mas fina basada en el sensado de corriente y en el comportamiento del equipo, llegando algunos equipos a "aprender" el comportamiento del equipo protegido para ajustar de manera automática la protección por "sobrecarga".

Espero que este comentario sea de utilidad.

PD: Se me paso decir que existen sobrecorrientes normales de operación que los equipos provocan y soportan y que las protecciones no deben "ver" como un evento anormal.

Tales corrientes son las de arranque normal de motores, corriente de inrush de transformadores y las corrientes de energización de capacitores, por ejemplo.

2. Información en la web sobre reconectadores

Pregunta

De: Jaime
Enviado el: Thursday, July 14, 2005 10:00 PM

Un saludo cordial. Soy estudiante de ing. mecánica eléctrica en la universidad nacional de Puno (UNA) y estamos realizando un trabajo de coordinación de protección y nos paramos en el tema de coordinación en serie de reclosers ya que no tenemos mucha información acerca del tema. Si alguno de Ud conoce de una página o me puede brindar información le estaría muy agradecido.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA

Enviado el: Thursday, July 14, 2005 10:17 PM

Amigo Jaime, en las páginas de ABB hay excelente información sobre reclosers, también en las de Cooper y en las de Joslyn. Desde ellas puedes descargar los catálogos completos con curvas, tiempos, etc.

http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/global/seitp/seitp328.nsf&v=9AAC720001&e=us&c=70D5EF4B24DAC2B9C1256E4E005A45A4

http://www.joslynhivoltage.com/App_Reclosers.htm

http://www.cooperpower.com/Products/Distribution/Reclosers/

De: J Molina
Enviado el: Friday, July 15, 2005 10:43 PM

Hola Jaime / Marcos: Hay bastante literatura en la red. En este enlace verán una marca la cual tiene online las curvas de los equipos. Estos son aislados en SF6.
http://www.gwelec.com/support/tcc_curves.cfm

Igualmente están los equipos ingleses Brush. (Creo que la marca es Hawker Siddeley). Estos son excelentes reclosers aislados en SF6. En el campo Morichal en Monagas fueron instalados varios equipos de estos.

http://www.nulec.com.au/products/brochures/appnotes/intro.htm

En estae enlace pueden bajar un reporte del CIRED sobre manejo de fallas en sistemas de Distribución. Hay criterios sobre aplicación de reconectadotes:

http://www.cired.be/docs/wg03-final_report.pdf

3. Criterios y normativas para el cálculo de interruptores en baja tensión

Pregunta

De: Edwin Sánchez
Enviado el: Friday, September 28, 2001 10:26 PM

Necesito información para fundamentar el calculo de interruptores en baja tensión, 110V, 220V, 380V, 440V, bajo que normativa me puedo regir, que debo tener en cuenta en el calculo, la carga, el conductor a proteger, etc.

¿Alguien sabe que dice el NEC sobre este ámbito?. Estoy en una obra alejada de la ciudad y mi acceso a información por ahora es restringida, muchas gracias por su ayuda.

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Viernes, 28 de Septiembre de 2001 11:41 p.m.

Edwin, se requiere más que tu necesidad para poder ayudarte.

En principio es necesario saber que tan importantes es la instalación a proteger. ¿Vale la pena proteger a prueba de guerra o proteger solo para la integridad física de las personas? De eso puede depender el presupuesto, ya que el grado de protección requerido va a determinar la filosofía a emplear.

En términos generales, un cálculo de interruptores está fundamentado en los valores de corrientes nominales requeridos, el tipo de equipos a proteger no es lo mismo proteger motores, transformadores o resistencias), los niveles de potencia de cortocircuito de la red en la cual estas conectado, los factores de asimetrías de las fallas (relación X/R). Esto último depende de los tipos de puesta a tierra y las sobretensiones que apreciará el sistema.

El NEC establece distintas consideraciones para aplicaciones de interruptores. Todo depende de la instalación proteger (motores, transformadores, circuitos residenciales, etc.). Motores y transformadores se protegen de manera tal que se posible arrancarlos o energizarlos sin que la protección actúe. Un circuito residencial el valor de protección lo determina la capacidad de carga del cable del circuito y generalmente no se aceptan sobrecargas por encima del 15 - 25%.

No olvides que el NEC de los EEU o el CEN Venezolano no son documentos de diseño, son documentos orientados a la protección de la integridad física de las personas. Por lo tanto esos documentos no establecen filosofías de diseño, solo establecen requerimientos de cumplimiento obligatorio.

Espero haberte sido útil.

4. Reconexión en líneas doble circuito en 220 kV

Pregunta

De: Luis Vásquez Zamorano
Enviado el: Lunes, 25 de marzo de 2002 16:20

Estimados colegas:
Agradeceré su valiosa colaboración en el siguiente problema:

Nuestra empresa se encuentra diseñando una línea en 220 kV (doble circuito) que interconecta dos subestaciones separadas a una distancia de 60 km. En uno de los extremos se proyecta una subestación en anillo, debido a lo cual las fallas en la línea serán despejadas por las protecciones de distancia que darán desenganche a dos interruptores a la vez. Me interesa conocer sus opiniones en los siguientes temas:

1.-¿Será factible utilizar reconexión monopolar en sistemas con subestaciones que tienen configuración en anillo?

2.- Si la reconexión es tripolar ¿se reconecta uno o los dos interruptores? ¿cuál es la experiencia que tienen al respecto?

Gracias de antemano,

Luis Antonio Vásquez Zamorano
Analista Sistemas Eléctricos - Depto. Operaciones
HQI Transelec Chile S.A.- Miembro del grupo Hydro-Québec

Respuesta

De: Rubén Guamán Medina
Enviado el: Lunes, 25 de Marzo de 2002 05:33 p.m.

Estimado Luis, la experiencia que tenemos en la empresa (VER http://www.tde.com.bo) donde trabajo que está dedicada al transporte de EE, es que:

1) La reconexión monofásica la utilizamos cuando tenemos una línea que interconecta sistemas, es decir dos sistemas con propia generación que son interconectados por una sola línea (caso más común). Y efectivamente sí se lo puede usar con subestaciones en anillo, es este caso ambos interruptores asociados a la línea deben abrir y cerrar simultáneamente la fase en falla, actualmente tenemos en servicio este esquema con buenos resultados.

2) Si tienes reconexión tripolar en esquema anillo, lo mejor es usar una lógica de maestro seguidor, es decir que abren los dos interruptores y luego reconecta uno primero, y si la reconexión es exitosa recién se cierra el segundo interruptor. Esto con la finalidad de que en caso de un cierre sobre falla no sean sometidos ambos interruptores a un esfuerzo de corriente de cortocircuito de esta forma precautelando la conservación del interruptor seguidor.

Espero que te sirva esta breve explicación.

Saludos,
Rubén Guamán Medina
INGENIERO DE PROTECCIONES

5. Literatura de coordinación de protecciones

Pregunta

De: David Silva
Enviado el: 11 de Marzo, 2002

Hola amigos de la Lista, desde hace tiempo e leído las preguntas y respuestas que circulan de manera genial en la red y me anime a entrar en la lista con un gran entusiasmo. Bueno mi pregunta es sobre coordinación de protecciones, si alguien de ustedes es tan amable de proporcionarme información sobre el tema les estaría agradecido, puesto que soy recién egresado de un tecnológico, cuento con los conocimientos básicos de coordinación y corto circuito, actualmente trabajo en una empresa de diseño eléctrico y por mi poca experiencia me gustaría documentarme de este tipo de material, en especial para coordinación de Master Pact que es una de las gamas mas empleadas.

Gracias por leer este correo y espero sus respuestas.

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: 11 de Marzo, 2002 23:37

De acuerdo al equipo que mencionas (Masterpact), creo conocerlo y ese es marca Merlin Gerin. Esto se refiere a interruptores de potencia de baja tensión, hasta 600 voltios. En realidad su aplicación es como dispositivo de apertura de sobrecorrientes con elementos internos de detección y operación. El equipo tiene una unidad electrónica de detección / orden de disparo (relé) y el interruptor de potencia integrado en un mismo frame.

Sobre el uso de estos equipos lo que necesitas conocer son los conceptos de cálculo de corrientes de cortocircuito (simétricas y asimétricas) y coordinación de protecciones eléctricas por sobrecorrientes. Debes manejar los conceptos de redes de secuencia y de ser posible profundizar en estudios de fallas

Una buena recomendación es que ingreses a la página web de Multilin o a la de General Electric y descargues en forma gratuita el libro "The art and Science of Protective Relaying " cuyo autor es C. Russell Mason.

En ese libro encontraras información muy detallada de las técnicas de protecciones eléctricas.

PD: En complemento a la nota anterior:
Algunas otras guías para aplicación de protecciones en sistemas industriales:
- IEEE- 242 "Recommended Practice for Protection and Coodination of Industrial and Commercial Power Systems"
- IEEE-141 "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants" - Este es el “Red Book” de IEEE
- IEEE- 399 "Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis" . Este es el “Brown Book”. En este libro puedes encontrar los análisis de cortocircuito, flujos de carga etc. aplicados principalmente a plantas industriales. Es un excelente inicio.

6. Cómo realizar una coordinación de protecciones en sistemas eléctricos industriales – Reflexiones acerca de la solicitud de información a la lista

Solicitud

De: Leandro Silva
Enviado el: Thursday, June 16, 2005 11:37 PM

Hola amigos estoy realizando un trabajo final de grado y necesito su ayuda.

Mi inquietud es la siguiente: Necesito buen material sobre la coordinación de protecciones en estaciones de bombeo, es decir como puedo calcular y realizar todo los cálculos necesarios para que me aprueben dicho trabajo. En verdad necesito de su colaboración y se que no me van a fallar. Muchas gracias.

Respuestas

De: Norman Toledo
Enviado el: Friday, June 17, 2005 9:58 AM

Leandro buenos días;
Primero unas observaciones o apreciación de mi parte respecto a tu solicitud.
1.- No se en que escuela o universidad te encuentras y me extraña que si vas ha realizar un trabajo final de grado hayas llegado a este punto donde no puedas tener los criterios básicos de diseño y cálculo de protecciones de motores o instalaciones de una estación de bombeo. Lo que te voy a pedir es que me des la formula para llegar tan lejos y encontrarte en esta situación.
2.- En todo trabajo de fin de carrera e incluso en los de fines de curso, el estudiante tiene un tutor o profesor guía que te orienta sobre lo que estas haciendo y te recomienda los textos y temas que te ayudaran en tu objetivo. ¿Tu Institución no te da eso?

RESPUESTA
Uno de los mejores textos que yo he encontrado para el diseño de protecciones en BT es el Texto de Schneider "Interruptores automáticos y seccionadores de baja tensión" que puedes encontrarlo en la Web de Schneider Electric de España, me parece que incluso en la actualidad hay uno mas completo, en el mencionado texto puedes hallar los criterios de Selectividad y filiación, curvas de protecciones para las diferentes capacidades, Tipos de coordinación tipo 1 y tipo 2. Todo esto si deseas trabajar con la norma IEC.

DISCULPAS
Yo creo que estoy siendo un tanto duro pero soy sincero, no deseo que los colegas piensen que me burlo de una situación como esta y solicito me acepten unas disculpas, pero estoy realmente sorprendido que haya institutos que estén entregando al mercado laboral profesionales que van a ser nuestra competencia directa en poco tiempo y que no poseen los conocimientos básicos.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Saturday, June 18, 2005 1:39 PM

Amigos, en términos generales estoy de acuerdo con el colega N. Toledo.
Es verdad que esta es una comunidad, como decimos coloquialmente en Venezuela, "de panas"… significa de amigos...pero también es verdad que tampoco debemos pasarnos de marca...Voy al grano...

El amigo Leandro Silva indica que está buscando material de coordinación de protecciones para que le aprueben su trabajo de grado.

Ok. Ubica IEEE-242 "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems" - IEEE Buff Book y te darás banquete.

También existe un clásico el cual es free. El libro de R. Masson "El arte y la Ciencia de los Relés de Protección" el cual se puede descargar desde las páginas de General Electric y de Multilin.

Reflexiones:

Como la aplicación es de tipo industrial, siempre es conveniente conocer el comportamiento del sistema porque la influencia del tipo de cargas se aprecia en las condiciones de arranque y operación. Por ejm. que pasa con un rotor bloqueado por efecto de daños en una bomba o en un compresor, etc.

Eso nos lleva a algo en lo cual los electricistas típicamente fallamos o nos limitamos...Nos interesa poco conocer el proceso o mostramos escaso interés por el...Creemos que mi trabajo llega hasta el eje del motor eléctrico… del acople hacia adelante es mecánico y "YO NO SE DE ESO"... craso error…

Creo que acá es en donde aplica la reflexión para el amigo Leandro Silva y en general para quien se interese.

No se trata de de salir a la carretera a pedir una cola con los datos para proteger las bombas y que de paso quede bien porque si no estoy reprobado. Se trata de que si de verdad me interesa hacer un buen trabajo, primero debo entender cual es el problema, sus causas y así comenzaré a disponer de los elementos que me permitan acotar las acciones y abordar las soluciones.

Para el caso específico podemos decir muchas cosas sobe protecciones del sistema de bombeo, pero el caso base es conocer las características mecánicas del mismo:

Es bombeo centrífugo, de tipo tornillo, presión positiva, qué..?? Qué fluidos se mueven..?? es necesario conocer las curvas de carga resistente..ni mas ni menos..Porque eso tiene que ver con el comportamiento del accionador, del arrancador y de los transitorios asociados a los puntos de arranque de las protecciones e incluso su selección.

Cada sistema mencionado arriba una tiene un comportamiento particular el cual influye en las consideraciones de arranque, rotor bloqueado, etc.

Conocer un poco del proceso permite mejorar el tabajo y hacer recomendaciones que realmente resuelvan una situación, mas allá del simple.. me aprueben el trabajo…

Para introducirse en el tema de conocer un poco los procesos industriales, existen manuales publicados por fabricantes los cuales son excelentes.

He tenido la oportunidad de leer y releer un excelente documento publicado por ABB titulado "ABB Industrial Manual", publicado en el año 1998 y el cual consta de 1191 páginas de información en la cual esta corporación pone a disposición del lector una introducción al know how disponible allá empleados y grupos de trabajo de alto nivel técnico en temas relacionados con plantas industriales tales como:
Equipamientos: Equipos mecánicos, sistemas de accionamiento eléctrico.

Operaciones y sistemas: Incluyendo Distribución de potencia eléctrica, accionamientos con velocidad fija y variable, automatización control avanzado de de procesos industriales., etc. El manual está en idioma inglés.

Otros fabricantes como Schneider, Siemens, General Electric y AREVA también publican documentos excelentes. Algunos están disponibles on line en sus páginas web, otros es posible obtenerlos directamente a través de los distribuidores y oficinas de las empresas.

De manera que mi recomendación a quienes se inician es…

Vamos a esforzarnos un poco para aprender... y mucho mejor cuando este aprendizaje se logra resolviendo problemas reales... no nos conformemos con el visto bueno de un profesor para que apruebe el trabajo...
Pongámonos a prueba, tratando de ir un poco mas allá y veremos que en un mediano plazo...seremos capaces de discutir de tu a tu con el profesor evaluador…

Es conveniente solicitar ayuda e información... pero esa información debemos "digerirla" y eso toma tiempo... No pretendamos conseguirlo "todo hecho", porque corro el riesgo de convertirme en una "administrador de ingeniería" o en un "lleva y trae papeles".

7. Uso y operación de los relés 51N en redes de distribución

Comentario

De: Rubén Acevedo
Enviado el: Viernes, 16 de Agosto de 2002 08:51 a.m.

Estimado José,

En sistemas sólidamente puestos a tierra, donde se cumple que la tierra es común a todos los elementos, la falla a tierra se determina precisamente por la corriente que circula por ella. En sistemas donde no se cumple eso, que es lo más común en sistemas industriales grandes o redes de distribución por razones de costo, la falla a tierra se determina por el desbalance en la corriente de carga, ese el principio de funcionamiento de los 51N y puedes verificarlo en cualquier manual o libro de referencia.

En operación normal del sistema no debe actuar por desbalance, porque teóricamente este no pasa del 30% del valor de carga nominal. Sin embargo, en situaciones como recuperación de sectores oscuros (en el caso de redes de distribución) o arranques de planta principalmente de cargas monofásicas (en sistemas industriales), el desbalance suele ser visto como falla a tierra. Hago esa observación porque ambos casos los he experimentado, y el primero de ellos es mi día a día. Como comenté, al hacer operaciones con seccionadores monopolares se debe bloquear el 51N para evitar que actúe por desbalance. Es el procedimiento rutinario en cualquier despacho de distribución, eso también lo puedes verificar.

Sin embargo, lo que propuse es una prueba bastante sencilla: bloquear el relé, normalizar el sistema y luego desbloquearlo. No es complicada y si funciona evitará el estar desconectando los TC y realizando pruebas que pueden ser (o no) innecesarias.

De: Rubén Acevedo
Enviado el: Domingo, 01 de Septiembre de 2002 02:37 p.m.

Estimado José,

Finalizo mi participación en este tema con las siguientes aclaratorias:

1. Las corrientes homopolares (o componentes simétricas de secuencia cero), se pueden producir si el sistema es desbalanceado. Haz la prueba para que lo veas, toma las corrientes de un sistema desbalanceado (diferentes valores de módulo y ángulo) desglósala en sus componentes simétricas y obtendrás tus homopolares. O mas sencillo aún, súmalas y tendrás un valor diferente de cero que circula por el neutro y puede hacer actuar al relé 51N si su valor es lo suficientemente elevado (el caso que tu mencionas refiriéndote a la Ley de Kirchhoff es cuando no tenemos neutro en la conexión, que son los primeros esquemas en el material que te envié). Recuerda que mientras mayor es el desbalance mayor será esa corriente (haz la prueba). Algunos compañeros de la lista estaban discutiendo acerca de las componentes simétricas, puedes consultarlo con ellos.

2. El ajuste de un 15% para corrección del error de los TC's es algo absolutamente teórico, aunque puede ser aplicado en sistemas de distribución industriales donde las características de la carga están muy bien definidas y el sistema se considera perfectamente balanceado. En casos reales de sistemas de distribución grandes, con características de carga variable por zonas es mucho más difícil (prácticamente imposible si agregas la topología de la zona servida en algunos casos) lograr un balance de carga de ese nivel, por lo que el ajuste se eleva al 30%. Valores por encima de ese obligan a un estudio del circuito en cuestión para balance de carga.

3. En el caso de una falla como la que mencionas, el corte y caída de un conductor, e incluso el corto entre el conductor y la cruceta producen una corriente

lo suficientemente elevada como para que actúe el relé de sobrecorriente de fase (recuerda que el efecto principal de estas fallas es elevar la corriente en la fase o fases falladas y el relé de sobrecorriente precisamente es para eso, sean homopolares o del tipo que sea), aunque un poco más lento que el 51N no supera generalmente los 2 segundos. Sin embargo si una persona está apoyada al poste o le cae un conductor energizado encima, aún con un tiempo de operación de milisegundos, el daño es grave.

4. Aclaro nuevamente que no se bloquea el relé 51N (o ningún otro) permanentemente, se hace solo mientras se normaliza el circuito DESPUES DE HABER DESPEJADO CUALQUIER FALLA Y ESTAR SEGUROS DE QUE NO EXISTE OTRA.
Para esto se realiza una inspección en campo. Un conductor aéreo en el suelo, un aislador quemado o cualquier otro indicio de falla se verifican, aíslan y corrigen antes de normalizar el circuito (se hace con el interruptor abierto o el punto de falla seccionado), sin embargo, al momento de normalizar el circuito los relés de sobrecorriente de fase no se bloquean y siguen protegiendo. El otro aspecto del procedimiento es que mientras se normaliza el circuito también se deshabilita el recierre del interruptor, para que en caso de una operación no haya reenganche hasta que el ingeniero o el supervisor encargados de la operación lo aprueben. Aparte de esto, el relé 51N solo se bloquea si la operación implica cierre de seccionadores monopolares, que producen desbalances temporales de la carga (cargas las fases una por una), si se normaliza el sistema con seccionadores tripolares o con el interruptor directamente, solamente se bloquea el recierre, también hasta que se normalice la carga. Como te dije, eson son procedimientos normales y rutinarios en cualquier despacho de distribución.

8. Protección con interruptores diferenciales en sistemas residenciales e industriales

Comentario

De: Juan Carlos del Valle
Enviado el: Jueves, 19 de Diciembre de 2002 09:08 p.m.

Estimados colegas:

Creo que estamos argumentando en medio de una confusión. El Interruptor o Disyuntor Diferencial es un aparato utilizado para proteger contra fugas a tierra, para lo cual "compara" la corriente que ingresa al sistema por la/s fase/s contra el retorno por el neutro. Si la diferencia entre ambas es de más de un valor dado (10 mA, 30 mA, 300 mA u otro ajustado en los aparatos que lo permiten) el disyuntor dispara abriendo el circuito o, si se tratara de un relé diferencial, daría una señal que permitiría accionar el dispositivo utilizado para el corte.

Como la fuga a tierra es una buena manera de saber si alguien se está electrocutando (recibiendo una descarga que fuga a tierra a través de su cuerpo) es el tipo de protección que se utiliza para proteger la vida de las personas (sólo por contactos indirectos o entre fase y tierra, pero no entre fase y neutro ya que sería como conectar una lámpara). Esto también explica el por qué es importante conectar a tierra todos los chasis de equipos eléctricos, ya que en caso de contar con una protección diferencial ésta dispararía al perder aislación un equipo, sin necesidad de que alguien lo toque para ponerlo a tierra y reciba una descarga que dispare el diferencial (aunque éste proteja su vida!!!!).
También las fugas a tierra son una de las principales causas de incendio, ya que al ser pequeñas no son detectadas por las protecciones por sobrecarga o cortocircuito.
Los valores de la corriente diferencial (diferencia entre la corriente que circula por la/s fase/s y el neutro) se encuentran normalizados por la IEC, como así también los valores de corriente en función del tiempo que se consideran peligrosos para la vida humana cuando circulan a través de una persona (Curvas de peligrosidad).

Las protecciones diferenciales son muy populares y obligatorias en algunos países (por ejemplo la Argentina y actualmente Brasil) pero no son obligatorias ni populares en otros (por ejemplo Ecuador, Venezuela, México, etc.).

El diferencial es independiente de la longitud del cableado, pero no de sus características de aislación.
Como lo que monitorean es la fuga a tierra, si el clima es muy húmedo, el cableado no es de muy buena calidad y/o se da cualquier fenómeno que perjudique la aislación de la instalación (motores mojados, calentadores de agua o duchas eléctricas, condensaciones o filtraciones en las cañerías, cables o borneras higroscópicos, etc.), es muy posible que la instalación presente fugas que superen el valor de disparo del diferencial.

En tal caso, en función del objetivo buscado con la protección diferencial, se podrá utilizar un aparato de menor sensibilidad (por ejemplo 300 mA para protección de incendio) o será necesario mejorar la instalación para poder aplicar este tipo de protección.

Les adjunto un ejemplo de diferencial donde podrán encontrar las referencias a las normas IEC pertinentes.

9. Ventajas y desventajas de sistemas en delta (con neutro aislado) – uso de “transformadores” zig-zag

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 02 de Mayo de 2003 09:30 p.m.

Amigo Jaime déjeme ver si entiendo lo que escribió..

"El transformador zig zag es para generar un sistema de tierra artificial en sistemas aislados conexión delta en MT, para casos de FALLAS A TIERRA el 50/51 no funciona y NO SE UTILIZA."

Si ud instala un trafo Zig-zag en su red de MT, del tipo Delta.. Ud. si puede detectar y despejar de manera selectiva fallas a tierra… Este es un sistema muy antiguo y es barato y eficiente.. Aunque ud no me lo crea.

Déjeme explicarle. Por el punto de unión a tierra (o neutro) del transformador en caso de falla va a circular la corriente de falla a tierra (3 I0). Si ud coloca un relé 50N/51N entre el punto de tierra y el borne de neutro del trafo... Detecta la falla.

Ahora la selectividad se logra porque generalmente en el circuito fallado existen o pueden existir protecciones de falla a tierra (Casi todos los relés electrónicos multifunción tienen esa función) la cual en el caso de un sistema en Delta normalmente está inhibida, pero al disponerse de un camino, creado artificialmente mediante el trafo zig-zag, para las corrientes de falla a tierra se pueden activar las protecciones de falla a tierra del circuito y estas protecciones deben ser coordinadas con aquel relé 50n/51n instalado por allá "en la pata" del transformador tipo zig-zag.

Personalmente resolví una situación de detección de fallas a tierra en un sistema en Delta de la manera arriba explicada. Les puedo decir que fue muy barato.. Se compró el transformador y solo el relé de la base. Las protecciones de los circuitos ramales solo lo que se hizo fue deshinibirlas porque los relés existentes ya disponían de ellas.

A manera de referencia, el sistema constaba una potencia de 127,5 MVA, suministrada por 2 pares de transformadores (2 de 45 MVA y 2 de 18,75 MVA), relación 115-13,8 kV., secundario en Delta.
Cada par de transformadores operaba con sistema secundario selectivo por lo cual se hizo necesario disponer de detección de fallas en cada barra secundaria ya que las barras de los transformadores gemelos operaban con enlace abierto.

Resultado.. Cada transformador tipo zig-zag resulto dimensionado de 750 KVA y han operado de manera muy satisfactoria, creando el camino para despejar fallas a tierra durante 10 años...y sin ningún tipo de problemas.. además.. fue la solución mas económica.

Si quieres consultar algo mas sobre trafos zig-zag ubica la normas ANSI/IEEE 142 y ahí podrás apreciar los criterios para dimensionar trafos zig-zag y también como definir la relación ro/xo y r1/x1 para permitir mejorar las sobretensiones de la red ante fallas a tierra.

En cuanto a ventajas y desventajas.. Pregunta original..

Opino.. Un sistema en Delta, es una filosofía de diseño, y su justificación se va a realizar generalmente en terminos de la continuidad del proceso. Un sistema en Delta con falla monofásica a tierra puede llegar a experimentar una sobretensión máxima de 1,73 Vn en las fases sanas...Pero continua operando..
Eso es una Ventaja..

Ahora... si es necesario detectar fallas a tierra...Entonces ya la cosa no está bien... porque la base del diseño se está cambiando... Si detecto y despejo la falla monofásica a tierra...Hay despeje de falla y la continuidad del servicio...Muere...

Adicionalmente.. El diseño de un sistema en Delta implica sobrecostos en el dimensionamiento del aislamiento de cables porque estos puede llegar a soportar, según la resistencia de falla, valores de sobretensión de hasta 1,73 Vn. (O sea la tensión de línea se puede llegar a tener entre fase y tierra)..Eso debe ser diseñado así, porque al existir la falla 1T las sobretensiones pueden llegar a hacer fallar el aislamiento y generar una segunda falla esta vez generalmente de tipo 2T.(bifásica a tierra).

Ahí esta una desventaja...

y la desventaja en mi opinión mas importante..es que la existencia de fallas no detectadas en una red en delta..Representan serios riesgos a la seguridad de las personas y las instalaciones...Les cuento una experiencia…

En una planta de compresión de Gas la cual disponía de un sistema de distribución en Delta, reemplazamos el sistema existente por un sistema en estrella con neutro conectado a tierra a través de resistencia (para limitar los valores de corrientes de falla a tierra)... Se reemplazaron los alimentadores... pero el cableado entre arrancadores y motores no se tenía previsto reemplazarlo porque... Habíamos cambiado la configuración de la red pero se mantuvo el nivel de voltaje...y a partir del arrancador los sistemas eran idénticos... Bueno... Al completar las conexiones y energizar el nuevo sistema en estrella... Se hizo secuencialmente motor por motor..El nuevo sistema detectó y despejo 20...léase bien.. 20 fallas monofásicas a tierra las cuales no se habían detectado porque la planta no disponía de sistemas de detección y despeje de fallas a tierra con el sistema en Delta..Previamente habían ocurrido dos fallas catastróficas en el aislamiento de las barras de un CCM en 480 voltios.

Es una planta que maneja 750 MMPCGD (Millones de pies cúbicos de gas día) a una presión de 1000 psig....Estábamos parados encima de una bomba... la cual ya tenía 20 mechas prendidas...Aun lo recuerdo y me da miedo…

Eso es un ejemplo de una aplicación mal instrumentada de un sistema en Delta.

Así que un sistema en Delta tiene ventajas pero también sus desventajas, es una filosofía de diseño la cual en la actualidad ha tendido ha ser desplazada por sistemas conectados a tierra.. Hoy en día la seguridad prevalece sobre la continuidad operacional y esta se logra con sistemas anillados, transferencias automáticas, reaceleraciones, etc... Las cuales son más económicas de implantar, aseguran continuidad operacional, son simples y a la larga son más seguras para las personas y las instalaciones…

10. Protecciones para fallas de alta impedancia en sistemas de distribución con neutro aislado

Pregunta

De: Carlos Aguero
Enviado el: Wednesday, July 02, 2003 2:55 PM

Hola Germán:

Sobre el tema de las Protecciones en Sistemas con Neutro Aislado, para fallas de alta impedancia. Que opinión les merece: Protección con relés dirección homopolar vs. el empleo de transformadores zig-zag.

En las literaturas, se mencionan las protecciones para sistemas con Neutro Aislado (10 kV Delta), se indican estudios para proteger dichos Sistemas de las fallas de alta impedancia (Falla a tierra), mediante el aprovechamiento de las corrientes homopolares, utilizando lo que mencionas los relés que tengan la función de direccionalidad (67N), como se sabe ante una falla de alta impedancia, se aprovecha el aporte de las corrientes capacitivas de las demás Troncales no falladas, pero que ocurre cuando de mi Subestación de Transformación, sólo existen 02 salidas trifásicas aéreas en 10 kV.

¿Funciona éste tipo de Protección, ya que el aporte capacitivo, sería mínimo?

Hace unas semanas se realizó una conferencia sobre "Protecciones en Sistemas Aislados (Delta en 10 kV)", en Lima Perú, donde los expositores fueron profesionales de las Empresas Distribuidoras de Lima, todos ellos coincidían que estaban tratando el tema de proteger sus redes de las fallas de alta impedancia con relés direccionales sensitivos (Mencionaban que ya tenían el 95 % de sus redes implementadas con protecciones direccionales) , ya que el implementar transformadores Zig-Zag a sus redes económicamente no les es rentable, comparado con la implementación de Relés del tipo direccional sensitivo (67NA).

Respuesta

De: Germán Angulo (Lima-PE)
Enviado el: Sunday, July 06, 2003 9:24 PM

Carlos:

Respecto a tu pregunta, la respuesta es: Si (pero el relé debe ser homopolar-direccional-SENSITIVO). Un relé 67N normal, que ve fallas a tierra a partir de 50mA no es sensitivo y por tanto no aplica a lo que deseas.
Tu duda es porque con solo 2 alimentadores y si el terreno de la ruta tiene una alta impedancia entonces las corrientes capacitivas son muy pequeñas, difíciles de detectar.

Lo del trafo z-z, requiere un estudio técnico-económico previo y por ello no siempre se implementa.
En la Biblioteca de la FIEE-UNI de Lima hay una tesis sobre Diseño de un trafo zig zag para red de distribución en delta.

J. GERMAN ANGULO

11. Criterios para realizar coordinación de protecciones de sobrecorriente de tierra

Pregunta

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Lunes, 16 de Febrero de 2004

Estimados amigos y colegas:

Por este medio solicito su ayuda para saber:

1.- ¿Qué parámetros son los que me marcan el tiempo en una curva de disparo (protección) de falla a tierra de un interruptor electromagnético?

He revisado en algunos libros pero casi nadie le da importancia a la falla a tierra, concentrándose en las fallas trifásicas. Otros libros marcan el tiempo como 0.12 seg. pero no dice como lo calculan, o es arbitrario?!!!.

2.- ¿Qué ajuste es el mejor?, ¿Cómo se calculan el tiempo y la corriente?, para la corriente, ¿Debo alejarlo de la falla lo mas posible?, ¿o acercarlo? Qué me limita?

Agradecería sus sugerencias.

Respuestas

De: Leonardo Melo
Enviado el: Lunes, 16 de Febrero de 2004 09:52 a.m.

Alejandro:
Recién llego de las vacaciones por lo tanto la respuesta va atrasada.

Según mi experiencia (y solo eso) te digo que la falla a tierra (monofásica) yo la despejaría lo antes posible. Utilizando el tiempo instantáneo del interruptor. No lo temporizaría. El lugar a colocar va a ir de acuerdo a lo que quieras proteger. Siempre aguas arriba inmediato de dicho dispositivo. En el caso de que tengas que poner dos en cascada, de acuerdo a los valores de corto monofasicos en cada punto:
-Si son distintos coordina por corriente.
-Si son muy parecidos te convendria coordinar por tiempo el segundo relé.

No se si te sirva. acordáte que es solo mi opinión y no soy un gran experto en protecciones.

Saludos atentos

Leonardo Melo
Faraday SA

De: JUVENCIO MOLINA

Enviado el: Lunes, 16 de Febrero de 2004 10:46 a.m.

Hola amigos. No había visto esta solicitud del amigo Higareda...

Observando su inquietud en relación a los esquemas de coordinación de fallas a tierra y lo apuntado por el sr. L. Melo complemento que el tratamiento de protecciones de sobrecorriente por fallas a tierra son exactamente iguales en procedimiento que para las fallas de fase.

1.- Efectúa el cálculo de cortocircuito monofásico

2.- Dispone de los datos y catálogos de los equipos de protección a usarse (Curvas de relé, Interruptores (tiempo de operación), reclosers, fusibles, seccionalizadores, etc.)

3.-Se procede a realizar el trazado de las curvas tal como se aplica para el caso de sobrecorrientes de fase. Debe tomarse en cuenta los efectos de corrientes inrush de transformadores y las conexiones de trafos.

Los tiempos de coordinación deben fijarse en base a la tecnología de los equipos que intervienen. No es lo mismo coordinar un relé de electromecánico de disco que uno numérico con reposicionamiento.

Los criterios de los tiempos de coordinación se fijan generalmente en base a la experiencia de operación con el sistema y la tecnología presente.

De la nota de Higareda no entiendo lo del tiempo de 0,12 s lo cual corresponde a 7,2 ciclos. Parece un tiempo definido pero sería interesante que nos aclarara a que se refiere.

En el caso de que se opere con interruptores de BT de tipo termomagnéticos de caja moldeada, son pocos los que disponen de la protección de falla a tierra. En todo caso cuando disponen de la función está es prefijada en fábrica y para su aplicación debemos apoyarnos en la banda de operación que entrega el fabricante. No es posible modificar sus ajustes de operación.

Para el caso de interruptores de potencia de BT estos disponen en muchos casos de la función ajustable en la unidad de falla a tierra. En estos equipos es posible manipular el punto de arranque del disparo y también es posible manipular las funciones de tiempo (disponen de "tiempo largo", "tiempo corto", etc).

En el mercado existe una gran variedad de opciones y aplicaciones de protección por falla a tierra y es muy importante conocer el detalle del comportamiento de este tipo de falla porque las estadísticas muestran que es la de mayor ocurrencia.

Un aspecto de mucho interés en analizar es que pasa cuando se presenta falla a tierra de alta impedancia. En la generalidad de los casos los cálculos los realizamos considerando ocurrencia de falla franca pero la verdad es que el porcentaje mayoritario de fallas es de alta impedancia de manera que muchas veces ocurre la falla y las protecciones no actúan o actúan con un retardo "inexplicable". Esto es un problema de sensibilidad que no es muy fácil de manejar ya que requiere un análisis muy detallado de cada caso particular.

En muchos casos no es posible lograr la protección de un equipo o sistema particular de manera satisfactoria y hay que vivir con la probabilidad de ocurrencia y en otros casos si el

equipo o sistema es muy importante se incorporan protecciones adicionales de mayor sensibilidad.

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Miércoles, 18 de Febrero de 2004 01:07 a.m.

Estimados amigos:

Antes que nada muchas gracias por TODA la información tan valiosa (sugerencias, indicaciones, textos, etc...) que me ha llegado al respecto de esta pregunta ya realizada hace tiempo. Escribo a la lista por que son muchos los amigos que me han aportado al respecto y agradecerles por separado se convertiría en un circo.

Por otra parte anexo las coordinaciones respectivas según las calculé yo (no se anexan los cálculos, solo los resultados ya graficados).

Respecto a la coordinación de protecciones realizada fue mi primera experiencia y he llegado a una conclusión lógica: "o me especializo en análisis de sistemas de potencia o no lo vuelvo a hacer".

La información, aunque abundante de repente no me funciona pues al principio lo realicé con 2 softwares combinados, y al entregarlos me dijeron: "se ven bien bonitos (hasta a colores) pero cuáles fueron los cálculos que realizaste para llegar a estas gráficas?"; ahí comenzó mi calvario pues quise obtener un método rápido de cálculo (llámese receta de cocina) para comprobar las gráficas ya realizadas y me tope con que mientras más profundizaba en el asunto el software era menos confiable y necesitaba realizar cada vez mas cálculos.

Un ejemplo: el transformador de 2000 kVA DY 23/0.48KV. El software solo me había dado la máxima corriente de energización, la curva de daño y el punto INRUSH (que por cierto estaba mal) y luego las curvas por incidencia de falla?, otro ejemplo son los motores de 400 H.P. 480V, las curvas de arranque me las dio el software pero no contemplaba el tipo de arranque, todo lo calculaba a tensión plena y luego la curva de daño del motor? y con los conductores ni se diga....

En fin, sirva la presente como catarsis (disculpen Uds.) y para que los que inician en esta preciosísima profesión no estén buscando "recetas de cocina", softwares mágicos o cosas así.

También sirva para definir las NORMAS como eso, normas de construcción o diseño, éstas, marcan las pautas y son el conjunto de muchos años de experiencia e investigación de otros tantas personas profesionales en la electricidad que indican o sugieren lo que a ellos les ha dado resultado y que SÍ o que NO debería hacerse al respecto de un problema dado.

Jamás serán métodos de cálculo o construcción.

Sin mas por el momento y no queriendo aburrirles quedo de Uds.

Alejandro Higareda R.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 20 de Febrero de 2004 11:52 a.m.

Amigo Higareda, sobre tu nota solo me queda decir... amen

En Ing. Eléctrica no valen de mucho las recetas de cocina y menos en protecciones eso es importante que lo asimilen sobre todo los jóvenes estudiantes que circulan por esta lista. Es necesario primero aprender a usar los pedales de la bicicleta y luego manipulamos los cambios de velocidad…

12. ¿Diseñar una protección utilizando fusibles o interruptores?

Pregunta

De: Rubén Levy
Enviado el: Jueves, 04 de Marzo de 2004 10:19 a.m.

Habría que preguntarse para que sirve un fusible, es necesario un fusible y cuales son las alternativas, ventajas y desventajas frente a otros tipo de protecciones mas modernas y sobre todo mas practicas y hasta mas baratas (perdidas de uso permanente) a la hora de reponer el servicio como los interruptores termomagnéticos.

Si somos técnicos serios deberíamos hacer un estudio detallado por ejemplo (y me ofrezco) a comparar las perdidas técnicas de un fusible y de una interruptor automático y se sorprenderían que en instalaciones de potencia el interruptor "se paga solo" por la menor disipación (R x I cuadrado) que origina su menor resistencia.

Bay espero sugerencias en este interesante y mítico tema de los fusibles que todos usan pero que pocos analizan Rubén Levy de Córdoba Argentina

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 09 de Marzo de 2004 11:01 a.m.

Amigo Levy, comparto con ud. algunas de sus apreciaciones en relación al tema tal como es el caso de aplicaciones de BT, hasta 480 V. Existe un costo-beneficio el cual casi nunca es analizado con detalle y ahí es en donde la pericia de ingeniería resalta. Ocurre que hacemos en muchos casos las cosas por uso y costumbre. De acuerdo...Pero…

Sin embargo otro gallo canta cuando la aplicación es en tensiones mayores de 600 V. El costo generalmente decide.

Por ejm. un arrancador de motores de 2,4 kV o 4,16 kV usa protección contra cortocircuitos mediante fusibles y para sobrecargas o rotor bloqueado por ejm se usa detección mediante relé y apertura del contactor... Eso es por lo menos 40 % más económico que usar interruptor de media tensión como protección para cualquier caso y funciona muy bien. Es una tecnología exitosa disponible en el mercado por lo menos desde hace 15 años en fabricantes como ALLEN BRADLEY y los equipos AMPGARD originales de WESTINGHOUSE y hoy comercializados por CUTLER-HAMMER.

Para el caso de redes aéreas de distribución es imbatible el uso de fusibles tipo cut-out en vez de interruptores.. la razón costos..porque técnicamente al efectuar una selección y aplicación basada en firmes criterios de ingeniería, sobre todo en la coordinación de protecciones no debería existir mayores problemas operacionales ante fallas. Cuando la aplicación de fusibles complica la coordinación en la red, se intercalan reclosers y/o seccionalizadores y se resuelve el problema a un mínimo costo porque mantengo la aplicación de protecciones mediante fusibles.

En realidad creo que debemos ver con cuidado esa comparación Fusible Vs. Interruptor. No necesariamente debemos "satanizar" el fusible per C. Lo que debemos es entender cuando es recomendable su uso y cuando no y eso pasa por tener clara cual es la filosofía de diseño que requiere mi aplicación.

13. Criterios para seleccionar fusibles de media tensión que protegen transformadores

Pregunta

De: Michel Sandoval
Enviado el: Lunes, 02 de Agosto de 2004 14:48 p.m.

Estimados amigos

Haciendo mantenimiento en una Subestación encontré una duda:

Cual es el valor del fusible, para Media tensión, de un transformador de potencia, cuyos datos (de placa) son:

Potencia Nominal: 160 KVA
Tensión primario: 10 000 V
Tensión secundario: 220 V
Corriente primario: 9.06 Amp
Corriente secundario: 399.9 Amp

¿Es correcto seleccionarlo para el valor NOMINAL de media tensión o hay que aplicar un factor de corrección?

Espero su colaboración al respecto.

Respuestas

De: Iván Antúnez
Enviado el: Lunes, 02 de Agosto de 2004 05:05 p.m.

En tema de protecciones del transformador se tiene que compatibilizar varios aspectos:

Primero verificar la curva de la protección del secundario y compatibilizarla con la que se quiere instalar en el primario. Es decir, verificar principalmente lo que se refiere a la selectividad y coordinación.

Verificar la corriente de Inrush del transformador en modulo y tiempo. Las características del fusible debe soportar este parámetro. Normalmente se acepta una sobrecarga del 20% del transformador, dependiendo de su sistema de enfriamiento. En la práctica, la característica en Amperes del fusible NO debiera sobrepasar el 30%-40% de la corriente nominal del transformador.

Verificados tus datos, mi primera impresión es que tu fusible en media tensión no debe sobrepasar los 12 amperes. Aquí te encontrarás con un problema y compatibilizar con lo que ofrece el mercado. Por consiguiente, debes buscar un fusible que más se acerque a este valor.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 02 de Agosto de 2004 07:15 p.m.

Amigos, no voy a incluir otra marca de fusibles... solo voy a "escarbar" un poco sobre este tema el cual es interesante y del que me gustaría ampliáramos mas.

Para la selección del fusible es necesario verificar varias cosas:
1.- La curva térmica del transformador
2.- Punto Inrush
3.- Puntos de arranque de carga "en frío".

Sin eso todo lo que digamos de catálogos es simple cultura general.

Ahora…
Por supuesto el tipo de fusible es importante "verlo" bien. Tener claro en donde lo vamos a instalar. En gabinetes uso interior, a la vista o aéreo, etc.
Me explico: Hay fusibles de potencia, de distribución tipo cut-out, etc. Entre estos últimos hay los de cinta llamados "rápidos" o tipo K, los hay tipo E entre otros. Cada uno tiene su característica de curva y el tipo debe ser tomado muy en cuenta cuando estamos por ejm en una red de distribución en la cual existen elementos reconectadores automáticos, seccionalizadores o relés de recierre y exista la necesidad de selectividad en las protecciones.

De manera que la selección del fusible debe verse como un todo. El aspecto particular de protección del equipo, en este caso un transformador y el aspecto de coordinación con otros dispositivos de protección.

Hay un aspecto que debe tomarse en cuenta cuando se selecciona un fusible. Tiene que ver con el tipo de falla, el nivel de cortocircuito que cada una introduce y el efecto de la conexión del transformador.
Veamos que en la pregunta el amigo de ingeniería y consultoría entrega los datos del equipo... pero.. no nos dice nada de la conexión ..
Estimados tomemos por ejem. una conexión delta-estrella con neutro conectado a tierra, diagrama fasorial DYn5.. En este caso una falla a tierra en bornes secundarios o muy cercanos a ellos del transformador se refleja en el lado secundario como una falla bifásica... en la generalidad de los casos de muy bajo nivel.. y con desplazamiento de por lo menos el 25% de la corriente bifásica calculada en forma rutinaria sin tomar en cuenta la conexión... el resultado es una falla que queda a medio camino entre sobrecarga severa y cortocircuito...y el pobre "bicho" -Transf- sudó mares y hasta se quemó porque cuando revisamos las curvas de daño..Veremos que estuvimos metidos en el laberinto no cubierto por el fusible y por encima de la curva de daño térmico..Chao Trafo..

Digo lo anterior, porque es típico que en la selección de fusibles usemos valores trifásicos, veamos el catálogos de fusibles y listo..Creo que debemos revisar un poco mejor.

En realidad el uso de fusibles como protección casi nunca es completamente satisfactorio, principalmente por la banda de operación de los fusibles. Cuando se aplica el criterio del efecto de la conexión nos damos cuenta que el dezplazamiento hacia la izquierda de los valores de falla es a veces crítico porque el fusible o no se entera o se entera muy tarde de la falla..

Quienes hemos trabajado en coordinación de protecciones de redes de distribución sabemos que con fusibles casi nunca es posible cubrir un amplio rango de sobrecorrientes nocivas que están por encima de sobrecargas severas y por debajo de cortocircuitos francos. Ahí se juega con las probabilidades y en la mayoría de los casos perdemos las apuestas porque el grueso de las fallas son de alta impedancia..y es altamente probable que se caiga en el punto oscuro de la protección.

Hago estas consideraciones porque estoy seguro de que muchos de nosotros, en nuestra vida profesional, hemos sido en cualquier momento unos "mata trafos" al seleccionar fusibles sin tomar en cuenta parámetros importantes que están ahí y que al momento de la falla hacen la diferencia.

Otro gallo canta cuando es posible usar otros elementos de protección como reclosers ó relés...pero todo hay que verlo en la relación costo-beneficio del esquema a implementar.

Algo que ayuda mucho a limitar el campo de operación del fusible de MT es el uso de protección principal en el lado de BT. En caso de falla del alimentador entre bornes y el tablero principal de BT la protección actua y el daño al transformador es limitado o no ocurre. No usar la protección de BT en muchos casos termina "raspando" al transformador porque el fusible de MT aprecia una falla de bajo nivel y actúa con mucho retardo o no actúa...

Alguno de uds. ha visto este caso en la redes de distribución aérea..?? y el fusible de MT fue "bien seleccionado" según catálogo…

14. ¿Se pueden instalar en un mismo tablero dos breakers con diferente capacidad de interrupción?

Pregunta

De: Víctor Gómez
Enviado el: Jueves, 05 de Agosto de 2004 16:47

¿Es posible instalar en un mismo tablero de distribución de circuitos eléctricos, dos breakers o interruptores termomagneticos de diferente capacidad interruptiva?

De antemano muchas gracias.

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Viernes, 06 de Agosto de 2004 04:01 p.m.

Amigo Víctor la respuesta es SI.

Técnicamente es posible siempre y cuando el interruptor con la menor capacidad de interrupción sea capaz de soportar el valor máximo de cortocircuito del sistema presente en el punto de instalación...En este caso un tablero. Los frames de interruptores de BT construidos bajo normas NEMA, si son de la misma marca, en muchos casos hasta capacidades de 100 kAcc prácticamente no cambian. Incluso hay tableros que aceptan interruptores de marcas diferentes. No estoy muy seguro de las nomenclaturas y frames bajo IEC pero estimo que es casi lo mismo porque en el fondo se trata de una cuestión de mercado y ninguna norma está diseñada para "hacer bien y seguras las cosas" pero sacrificando mercado.

Recuerda que la especificación de la capacidad de interrupción del equipo es determinada por la potencia de cortocircuito del sistema. Así por ejm se podría tener un tablero que soporte hasta 22 kAcc, un interruptor con 14 kAcc y otro de 42 kAcc de capacidad de interrupción y el sistema en el sitio de ubicación del tablero dispone de 5 kACC de corriente trifásica como falla máxima con una asimetría de 1,5 ... En este caso sería posible armar el tablero con los dos interruptores. En caso de la peor falla nunca sería superada la capacidad de interrupción del breaker de menor capacidad.

Ahora desde el punto de vista económico esta situación sería ilógica porque suponiendo que los interruptores sea ambos de 100 A nominales, el de 42 kAcc va a costar por lo menos el doble del de 14 kAcc. La única forma de hacer eso sin que "tu jefe te llame a botón" es que por emergencia se tenga que reemplazar y el de 42 kAcc sea lo disponible a mano. Con esto quiero expresarte que el costo real de los interruptores es determinado por su capacidad de interrupción.. A mayor capacidad mayor costo porque el equipo lleva incorporada mayor y mejor tecnología para extinción de arco.

15. ¿Dónde obtener la curva de sobrecarga de los transformadores de distribución?

Pregunta

De: David Guaygua
Enviado el: Lunes, 25 de Octubre de 2004 05:48 p.m.

Estimados amigos de la Lista.
Vengo realizando un análisis sobre protección de transformadores de distribución empleando fusibles tipo expulsión, pero me encuentro detenido en la parte de representación gráfica, en un gráfico tiempo vs. corriente, de la característica de sobrecarga de dichos transformadores. Si bien la norma IEEE std C57.91-1995 da recomendaciones sobre el tema, no me muestra un gráfico o cuadro que me pueda ayudar a representar la curva de sobrecarga. La norma IEEE std C57.109-1993 solo me da las curvas de capacidad o soporte térmico.

Solicito a ustedes, muy cordialmente, su apoyo, ya sea con artículos técnicos, sitios, textos, etc, para continuar con el análisis.

Agradezco de antemano su colaboración y atención prestada.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA

Enviado el: Martes, 26 de Octubre de 2004 10:42 a.m.

David, las características de sobrecarga son datos de diseño que generalmente los dispone solo el fabricante. Mi recomendación es que te dirijas a ellos y los solicites. Tendrás la mejor información y de primera mano.

Típicamente se trazan las curvas de daño térmico de los trafos y contra ellas se trabaja la protección

Generalmente por su bajo costo, los transformadores de distribución solo se hacen pruebas de sobrecarga (los llamados ensayos de calentamiento) en su etapa prototipo y por eso los datos no están a la mano. Hay que pedirlos.

Otra cosa que aprecio en tu nota. Mi comentario es que generalmente es casi imposible proteger transformadores, y de distribución menos, contra sobrecargas usando fusibles y menos aun con fusibles de tipo expulsión. Un fusible tipo K o T casi siempre su curva de operación se cruza con el daño térmico del transformador muy por encima de los valores de sobrecarga.

Sería interesante en un futuro cercano nos comentes que encontraste finalmente en el trabajo que adelantas.

Capítulo 10

Protección Contra Descargas Atmosféricas

0. Introducción 210

1. Comentarios acerca de los pararrayos con tecnología de Emisión Temprana (ESE) y Sistema de Transferencia de Carga (CTS – DAS) 211

2. Mas opiniones sobre los sistemas de transferencia de carga CTS (DAS) 212

3. Acerca de los pararrayos con dispositivos de cebado 240

4. Más acerca de los pararrayos “activos” (CTS y otros) y sus fabricantes 242

5. Utilización de normativas para protección contra descargas atmosféricas – Soluciones para el mejoramiento de sistemas de puesta a tierra 245

6. Opiniones acerca de los pararrayos “activos” (ESE y otros) y nuevas tecnologías de protección contra rayos 246

7. Elementos de un sistema de protección atmosférica para edificios 248

8. Metodología de diseño de un sistema de protección atmosférica para proteger una edificación 249

9. Desventajas del uso de acero de refuerzo de estructuras como sistema de puesta a tierra 251

10. Normativas existentes para diseño de sistemas de protección atmosférica 253

11. Comparación entre diseños bajo la norma NFPA-780 y las IEC 254

12. Medidas para reducir el número de tasas de salidas de líneas de distribución por descargas atmosféricas 261

13. Problema de descargas atmosféricas en finca 263

14. Sobretensiones que pueden afectar PLCs. Opciones para protegerlos de ese fenómeno 266

15. Consideraciones para el diseño del sistema de protección atmosférica de una fábrica utilizando la norma IEC 61024 268

16. Metodología para el cálculo y evaluación de una red de tierras para protección atmosférica en un sistema industrial 272

17. Metodología para el cálculo de tensiones de paso y de contacto en subestaciones ante condiciones de descarga atmosférica 274

18. Protección contra descargas atmosféricas de una planta industrial y una antena de telecomunicaciones 276

19. Uso de la “Bobina de Choque” para interconectar la tierra de pararrayos con el sistema de P.A.T de potencia y equipos electrónicos 278

20. ¿Se debe interconectar la puesta a tierra de pararrayos a la puesta a tierra del sitio a proteger? ¿se debe usar para ello una “bobina de choque”? 280
21. Comentarios acerca de los pararrayos radiactivos 283
22. Borrador de Norma NFPA 781, referente a pararrayos “activos” - Otras normativas y pruebas de laboratorio a esos sistemas 285
23. Tips para diseño de protección atmosférica en instalaciones con equipos electrónicos sensibles 288
24. Conductores bajantes para puesta a tierra de torre de telecomunicaciones 289
25. Experiencias en uso de guayas de acero para sistemas de puesta a tierra y bajantes de pararrayos..... 291

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se abordan diversos aspectos de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas para instalaciones industriales, edificaciones, de telecomunicaciones e incluso en lineas aéreas de distribución: tecnologías existentes, criterios de diseño y normativas aplicables.

Muy especialmente se debate la conveniencia o no de la aplicación de tecnologías emergentes para protección atmosférica, tales como los sistemas ESE (Early Streamer Emission) y CTS (Charge Transfer Systems). Estos sistemas han generado una gran polémica en los últimos años debido a que en las supuestas bondades de atraer el rayo (caso ESE) o eliminar el rayo (Caso CTS) promocionadas por los fabricantes y vendedores de las tecnologías y a en estos últimos años han sido desmentidas por la comunidad científica internacional. Esto ha llevado a casos de acciones judiciales, tal como la decisión de la corte federal del estado de Arizona en los EEUU (octubre 2003), la cual prohibió a los vendedores de ESE promover a sus equipos como de prestaciones superiores a la tecnología convencional de puntas Franklin. Ambas tecnologías (ESE y CTS) han intentado por distintos medios alcanzar algún reconocimiento normativo pero instituciones como el CIGRE, IEC, NFPA y el IEEE los han rechazado por ausencia de fundamentos y soportes técnicos que avalen los postulados de los fabricantes.

1. Comentarios acerca de los pararrayos con tecnología de Emisión Temprana (ESE) y Sistema de Transferencia de Carga (CTS – DAS)

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 27 de Septiembre de 2001 11:08 p.m.

S. Martínez incorporó una información interesante y al final indica detalles sobre los pararrayos con tecnologías de emisión temprana (ESE) (Cebados) y menciona la tecnología de sistemas de transferencias de carga. Esta última tecnología data de los años 70, su promotor es el sr. R. Charpenter Jr. orginalmente se denominó DAS y actualmente es conocida como Sistema de Transferencia de Cargas.

Mi opinión al respecto es la siguiente:

Descargadores de emisión temprana: Las investigaciones llevadas a cabo por la NASA, el NSLI, paneles independientes de investigadores para NFPA y universidades en los EEUU y otros lugares del mundo han demostrado que los descargadores de emisión temprana no son más efectivos que la punta Franklin tradicional.

La razón es que al emitir iones a la atmósfera, estos crean un área de influencia en la cual el concepto de diseño de bola rodante pierde la denominada distancia de impacto. Resultado el rayo cae en cualquier sitio, llegando a impactar incluso las zonas que se desean proteger.

Esto ocurre porque la zona de carga creada al emitirse los iones no puede ser controlada debido a que los iones no son totalmente transferidos a la nube de tormenta, sin que una fracción no despreciable de ellos es arrastrada por el viento y altera en disminución los niveles dieléctricos del aire que rodea al descargador.

Les recomiendo que accesen la página de http://www.nlsi.com para que obtengan información adicional.

Sistemas de Transferencia de Carga: Este es un sistema inefectivo. Su principio de operación indicado por los fabricantes indica que los mismos ELIMINAN la descarga atmosférica. Está comprobado, usando torres instrumentadas instaladas por la NASA en Cabo Cañaveral- EEUU y en otras partes de los EEUU que los postulados indicados por los fabricantes no son ciertos.

Dispongo de un paper emitido por la IEEE Transactions, cuy autor es el Dr. Abdul Moussa, en el cual se demuestra la falacia de esta tecnología.

Tengo experiencia directa con ella porque en Venezuela fue instalada para la protección de tanques de almacenamiento de combustible y realmente puedo afirmar que no funciona, debido a que operadores de producción nuestros, en el Oriente del país y en otras zonas han podido apreciar el denominado fuego de san Telmo e impactos directos en las torres que soportan el sistema.

Como datos adicionales les indico:

a) Los fabricantes del sistema de transferencia de cargar huyen de los debates públicos con expertos sobre el tema y establecen políticas agresivas de venta de sus productos dirigido a clientes los cuales no son expertos en temas eléctricos pero tienen una necesidad urgente de resolver sus problemas con los rayos.

b) Los sistemas de transferencia de carga son aprox. 24 veces ... si amigo, leyo bien... 24 veces mas costoso que un sistema tradicional con puntas Franklin.

Podemos ampliar la interacción sobre el tema, detalles de diseño y otras consideraciones sobre la tecnología DAS pero soy un convencido de que la única protección, y con un cierto grado de incertidumbre debido a que ninguna protección contra rayos es 100% efectiva, a la cual podemos aspirar debe contar los siguientes elementos:

1.- Puntas Franklin y sus variantes: Cable de guarda, Faraday, etc. Como elementos de captación.

2.- Grupos de conductores bajantes, de manera que sirvan de divisores de la corriente de descarga y disminuir así los efectos térmicos, mecánicos, inductivos y capacitivos que origina el impulso de corriente de descarga.

3.- Un sistema de puesta a tierra de muy baja impedancia, con un área de dispersión eficiente de manera que sean controlados los niveles de voltajes de toque y de paso que se alcanzan.

4.- En el caso de que existan sistemas sensibles dentro del área a proteger (computadoras, PLC's, etc) es necesario establecer el diseño e instalación de un sistema de protección interno contra los efectos del impulso electromagnético (EMI) y los voltajes transferidos.

5.- Una política de revisiones y mantenimientos periódicos de todo el sistema.

En este punto es en donde ocurre la mayor problemática, debido a que es práctica muy difundida el hecho de que no se le presta atención a la revisión y mantenimiento de los sistemas. Esto es tan cierto que la norma NFPA-780, año 1997 (la actual vigente en los EEUU para el diseño e instalación de SPCR) no lo contempla. Al respecto les recomiendo la norma IEC-621074.

2. Mas opiniones sobre los sistemas de transferencia de carga CTS (DAS)

Preguntas

De: MARCO BAUTISTA
Enviado el: Jueves, 11 de Julio de 2002 10:25 p.m.

Hola Pedro, ofrezco mi humilde comentario al respecto.

Sobre lo que comentas estoy de acuerdo contigo cuando dices que un rayo no sabe leer normas ni letreros, pero difiero contigo cuando dices que no se le atrae ni se le aleja, puesto que una de las funciones de las puntas de pararrayos es atraer los mismos hacia ellas para canalizarlos

hacia tierra e impedir que causen graves daños a las personas y a los equipos, así mismo existen los inhibidores de rayos (desconozco si existan otros yo únicamente tengo conocimiento del DAS) estos como no permiten descargas de rayos en las áreas protegidas por los mismos.

Adjunto anexo un archivo con información bastante práctica al respecto y espero que a más de uno les sirva.

De: MARCO BAUTISTA
Enviado el: Jueves, 12 de Julio de 2002 11:48 p.m.

Hola compañero Pedro, mi ultimo comentario al respecto sobre el tema de atracción o rechazo.

Efectivamente un imán atrae las limaduras, pero un pararrayos no intercepta puesto que es un elemento que esta inmóvil, para interceptar algo se debe llegar a la trayectoria donde se mueve, por ejemplo se intercepta un misil mediante otro que llega a el y lo destruye, un beisbolista intercepta una pelota con su guante porque la sigue y la captura o la detiene, pero un pararrayos no se atraviesa en la trayectoria de un rayo pues el primero carece de movimiento y siempre permanece en su lugar, desde hace varios años he tenido entendido que se colocan los pararrayos en los lugares mas altos de las áreas a proteger con el objetivo de que sea ahí donde se impacten y no en otro lugar del área protegida, de lo anterior concluyo entonces que para que un pararrayos interceptara, entonces al estar descargando un rayo el pararrayos se movería a la trayectoria del rayo para interceptarlo antes de caer a tierra..

Por otra parte le agradezco al compañero Juvencio su información al respecto del DAS, esto es debido a que actualmente estoy trabajando en la supervisión de una ingeniería donde se esta proponiendo la instalación de este sistema, del cual yo tenia solo la información del fabricante quien por cierto menciona muchas instalaciones que constantemente tenían problemas de descargas de rayo principalmente en EU, donde su sistema ha funcionado a la perfección puesto que luego de haber sido instalados no han recibido descargas por varios años, algunas de las que mencionan son por ejemplo: Fedex, Plantas nucleares y otras instalaciones que ahora se me escapan a la memoria, si alguien tiene mas información sobre este sistema artículos, exposiciones, experiencias propias, les agradeceré por favor me la hagan llegar.

De: Roberto Carrillo
Enviado el: Sábado, 13 de Julio de 2002 10:01 a.m.

Por favor me pueden aclarar en que consiste ese sistema DAS.

¿Es una clase de pararrayo?
¿Es una Marca?
¿Es un fabricante?

Espero Comentarios.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 12 de Julio de 2002 11:57 a.m.

Marco, en relación a los DAS puedo decirte que es una tecnología la cual técnicamente no ha sido aun validada y aceptada por ninguna organización normativa respetable a nivel mundial. Estoy hablando de que ha sido rechazada por NFPA e IEEE.

Consulten las páginas de los drafts de NFPA y de IEEE y podrán verificarlo.

Existen estudios serios realizados por instituciones a nivel mundial tales como universidades en Japón y EEUU, la NASA, la FAA (Administración Federal de Aviación) de los EEUU los cuales han demostrado mediante mediciones, fotografías de alta velocidad y películas la inconsistencia entre lo postulado por los fabricantes de estos sistemas - de que eliminan el rayo- y la realidad. Los sistemas tienen un comportamiento similar al sistema de puntas franklin y no más.

En la página web de la institución http://www.lightningsafety.com/ podrán encontrar información sobre lo indicado.

Entre otros, existe un paper elaborado por el doctor Abdul Moussa y publicado por IEEE el cual es un análisis amplio y bien fundamentado.

No estoy en contra de los avances tecnológicos, solo que se debe ser objetivo, veraz…y no quiero ser conejillos de indias…

Una característica de los vendedores de los sistemas (DAS es una marca comercial, realmente la tecnología se denomina CTS (Carge Transfer System) es su agresividad comercial... Eso les ha funcionado, pero también es cierto que los usuarios debemos ser exigentes en la demostración de parámetros técnicos y de costos...un sistema CTS es por lo menos 16 veces mas costoso que un sistema franklin tradicional... (Estos son números reales de mi experiencia profesional)

Como usuario tengo la experiencia de sistemas DAS y puntas Franklin y actualmente estoy convencido de que trabajando con atención el diseño, inspección y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra los rayos no son un problema para echarse a morir.

Una pregunta interesante para los vendedores de los sistemas DAS es porque su sistema requiere sistemas de puesta a tierra excelentes?? Si la tecnología elimina el rayo... todos los que trabajamos en control de rayos sabemos que un buen sistema de puesta a tierra es el 99% de la solución..

La otra, si la tecnología elimina el rayo porque requieren equipos de control de impulso electromagnético... Si no tengo el rayo ¿Cómo se produce el impulso??... Interesante verdad…

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 14 de Julio de 2002 01:31 p.m.

Marco, creo que manera indirecta en otra nota respondí tu inquietud sobre los sistemas CTS.

Revisa las dos caras de la moneda... No te dejes deslumbrar porque no todo lo que brilla es oro…

En la empresa donde trabajo tenemos instalados CTS y en un tanque de manejo de hidrocarburos, operativo en una refinería, protegido por ese sistema cayó un rayo... Ya puedes imaginar que pasó... y también imaginar lo sencillo de averiguar... porque pasó...?? qué falló??

Actualmente estamos revisando los criterios de ingeniería para su aplicación de protecciones contra rayos y hemos aprendido muchas cosas entre otras cosas que debemos privilegiar la atención a los sistemas de puesta a tierra... inspección y mantenimiento... Rigurosidad en la prácticas operacionales de tanques... etc...

Actualmente no privilegiamos la instalación de CTS en nuestras instalaciones…

De: MARCO BAUTISTA
Enviado el: Domingo, 14 de Julio de 2002 09:25 p.m.

Amigo Juvencio, recibe un cordial saludo, sobre lo que tu comentas mi inquietud mas que nada era con respecto a lo que hubiera en contra del sistema en cuestión, investigaciones principalmente y la acreditación o no de organismos internacionales en la materia, aunque no lo dije cuando opine sobre el tema de pararrayos, pero ya andaba investigando al respecto, esto es debido a que como comente antes yo únicamente tenia la información de los fabricantes.

De repente creo que entendiste mal mis comentarios, créeme que no me estoy deslumbrado con este sistema para nada, no es el caso, aunque su teoría y todo lo que ello conlleva dan la impresión que el sistema por si mismo es muy bueno, estoy muy de acuerdo contigo en revisar las dos caras de la moneda y es precisamente por eso que te di las gracias por la información que amablemente habías enviado en tu anterior mensaje y solicite a algún otro colega de la lista si tenia mas información sobre el tema por favor me la hiciera llegar, aclaro que no estoy promoviendo el método (ni mucho menos soy vendedor de los fabricantes) únicamente hice referencia a el e incluso envié unos archivos que había bajado hace como 2 años de una pagina argentina (que por cierto ya no existe) donde se trataban puros temas eléctricos, algo similar a esta.

Desconozco si existen otros fabricantes de los elementos de este sistema, yo el que estoy investigando es el DAS de LEC (obviamente si el sistema se ha comprobado que no cumple con lo que se plantea entonces no importa el fabricante), sobre lo que tu comentas que con el sistema instalado en una de las instalaciones donde tu trabajas cayo un rayo, creo que seria bueno investigar por que fallo, recordemos que en instalaciones donde existen sistemas de pararrayos convencionales cuando están mal instalados o inadecuadamente diseñados fallan por eso, y un rayo que caiga puede causar efectos muy graves, máxime en instalaciones petroleras.

En la información que ellos proporcionan la cual no es información confidencial pues yo la obtuve hace como 3 años de un compañero de una empresa donde trabajaba, información que también le puede llegar a las empresas que ellos mencionan y con el hecho de utilizar sus nombres para publicidad de algo que no fuera cierto les acarrearía muchos problemas legales (no me consta que no los tengan), mencionan varias instalaciones donde han instalado sus sistemas e incluso según el registro que tenían esas instalaciones donde les solicitaron instalar sus sistemas sufrían mucho de impactos por descargas atmosféricas, pero luego de instalar estos sistemas los impactos se redujeron a cero. Anteriormente comente que SEGÚN LA INFORMACIÓN DEL FABRICANTE han instalado en empresas tales como CNN en Atlanta,

varios edificios de FEDEX , aquí en México también mencionan varias instalaciones no solo de PEMEX.

Cuando estuve revisando con la contratista que esta desarrollando la ingeniería le hice unas preguntas sobre la aceptación de NFPA o alguna certificación, me menciono algo pero por no tener la información a la mano no pude saber el contenido de la misma.

Sobre lo que tu comentas de las instalaciones donde PEMEX había instalado los DAS no tengo noticias de ello, lo que si te puedo comentar es que no existe un oficio donde concretamente PEMEX rechace la instalación de este sistema por considerarlo ineficiente, adicionalmente te comento que el ESE PEMEX los solicita en algunos de sus contratos, este es el caso de la supervisión de la ingeniería en la cual estoy participando y otros mas que he visto, incluso tengo información de una ingeniería donde PEMEX acepto el diseño para protección atmosférica mediante ESE (el cual comúnmente se le conoce como pararrayos de cebado).

Coincido mucho contigo cuando comentas que no basta con tener solo la información de los fabricantes debemos investigar prudentemente, fue esa mi intención de solicitar mas información de algún otro colega aparte la que tu enviaste, pues en realidad me interesa mucho profundizar sobre el tema puesto que el sistema todavía no se ha instalado, únicamente esta la ingeniería y debo tener todos los fundamentos para aceptarlo o rechazarlo, desafortunadamente por falta de tiempo no he podido leer la que tu haces referencia en la pagina que mencionas, pero reitero mi petición a quienes tengan mas información al respecto.

De: Roberto Carrillo
Enviado el: Lunes, 15 de Julio de 2002 08:55 a.m.

Cordial Saludo.

Marco: Juvencio ha explicado en forma corta pero precisa los funcionamientos de estos dos sistemas, no creas en cuentos de los fabricantes que ellos inventan maravillas para vender sus productos. Yo conozco las puntas franklin y son muy buenas en los sitios donde se han utilizado no han tenido problemas y llevan años de instaladas.

Recuerda un buen diseño, una buena tierra y un buen mantenimiento.

Es el éxito de un buen sistema de Pararrayos.

De: José Torrico
Enviado el: Lunes, 15 de Julio de 2002 09:38 a.m.

Estimado Amigo Marco,

Me parece que la manera que planteas tu desacuerdo mas que una opinión es una ofensa, en esta lista pienso que todos tenemos muchas opiniones y seguramente de lo que yo opine, muchos no estarán de acuerdo y otro sí, en eso creo que esta el éxito de ésta lista. Que todos progresemos compartiendo experiencias y conocimientos, pero sin burlarnos de nadie.

Yo también opino que evidentemente a un rayo no lo puedes atraer, pero si facilitarle el camino a tierra, es ahí que tienen una gran función las puntas de Franklin.

Los sistemas nuevos parecen buenos, nuestra función es ir probándolos para que en un futuro podamos confiar más en ellos o rechazarlos.

Muchas gracias por su atención,

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Lunes, 15 de Julio de 2002 09:58 a.m.

Cuando leí DAS me acorde que así son las siglas del Departamento Nacional de Seguridad de Colombia, y me da risa por que ni uno ni el otro prestan la seguridad que según sus creadores debería.

En un Simposio Internacional de Sistemas de Puesta a Tierra IIISIPAT en el año pasado en Bogotá Colombia estuvieron varios investigadores en la materia de rayos estuvo un Dr. Polaco y entre ellos el Dr. Horacio Torres de la Universidad de Colombia que es una autoridad mundial en el tema, y participa en el grupo de investigación de la norma de rayos en Colombia y una de las conclusión que no es brillante sino lógica es que el término pararrayos no tiene sentido los descargadores no paran un rayo nunca, en términos de corriente y tiempo un rayo esta presente entre 50 ms y hasta 400 ms pero conducen corrientes desde 10 kA hasta un promedio de 400 kA (esto en términos energéticos es mucho).

Lo que esta haciendo la tecnología es tratar de domar este animal y en este punto es que entra la tecnología DAS, no esta totalmente certificada ni comprobada pero con el tiempo lo estará esperemos que así sea por que tiene buen futuro debemos ser optimistas respecto a las innovaciones.

Ahora si estoy de acuerdo con Juvencio respecto a lo que dice que nos deslumbra hay veces ciertas tecnologías más que todo por los vendedores que son capaces de vender una loca en embarazo.

Que nos queda a los ingenieros, estudiar mucho y ser bastante precavidos respecto a las tecnologías existentes, promover si es posible el desarrollo de tesis de grado en pre y postgrado donde se investigue los sistemas de puesta a tierra en Colombia hay un grupo de la Universidad Nacional de Colombia llamado PAAS (Programa de Análisis y Adquisición de Señales) donde se trabaja mucho en esto de los rayos, si una empresa desea que una institución opine sobre estas tecnologías pues yo creo que en latinoamérica esta seria la ideal.

Otro aspecto importante es la caracterización de la tierra a nivel geoeléctrico y desarrollar simulación obviamente esto los ingenieros de campo no tienen tiempo pero es aqui donde entra la relación Universidad-Industria donde se puede encontrar el terreno abonado para salir de estos interesantes impases.

Espero que sigamos discutiendo en este espacio estas tecnologías para así seguir creciendo en nuestro conocimiento y volver en realidad el pensamiento de la universalidad del saber.

Cordialmente,

PD: Voy en forma atrevida a transmitir al Dr. Torres para que nos de una opinión acerca de los DAS y les transmito a ustedes su respuesta.

Jair Aguado Quintero

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 15 de Julio de 2002 03:25 p.m.

Estoy de acuerdo con Jair en el planteamiento de ampliar la discusión del punto y crecer en el intercambio de información. No se trata de ir en contra del desarrollo tecnológico ni de descalificar tecnologías ni de afectar bolsillos de nadie. Se trata simplemente de que la experiencia me ha enseñado que debemos creer la 1/2 de lo que dice el vendedor, sobre todo cuando se trata de productos innovadores y más aún en productos sobre rayos.

El tema de los rayos ha generado, genera y seguro continuará generando controversia y polémicas por el hecho de que no se puede disponer de un modelo matemático para analizarlo y tampoco se puede reproducir todo su comportamiento en el laboratorio... ¿Qué nos queda?? Trabajar con la experiencia acumulada, validar datos mediante el uso de equipos meteorológicos con tecnología de punta (satélites, aviones especialmente acondicionados, producir rayos con cohetes y tomar lecturas de sus comportamientos), las estaciones meteorológicas con sus equipamientos y la comparación de resultados empíricos obtenidos históricamente a través del ensayo y error...

Debido a esa circunstancia considero que los usuarios que no generamos la tecnología debemos ser incrédulos y … o la desarrollamos por nuestra cuenta ó esperamos que aquellos que la generan sean capaces de convencer a sus críticos... Pero no servir de conejillos de indias…

Generalmente porque existen aspectos de seguridad a personas e instalaciones en el medio y también montos importantes de dinero en juego y ahí en esa premisa es en la cual no me uno al grupo experimental…

Que experimenten los fabricantes y pongan sus productos a disposición de entes independientes tales como universidades e institutos de investigación para que se realicen ensayos, pruebas, comparaciones y todo lo que se le parezca y se emitan juicios, recomendaciones validadas de manera objetiva y con criterios técnicos precisos…

Y mientras eso ocurre... para mi salvaguarda... efectúo mi mejor esfuerzo en conocer y operar de manera adecuada la tecnología probada...en el caso de rayos las puntas franklin y los sistemas convencionales... Si hemos esperado 200 años... que importa esperar 5,10 o 20 años más...

¿Por qué los sistemas tradicionales son acusados de ineficientes?

Porque nosotros, en la generalidad de los casos, no admitimos nuestras culpas...y en lo posible las ocultamos...Diseñamos SPR (en muchos casos de manera inadecuada) y no les prestamos atención mas nunca… sólo cuando el rayo apareció y destruyó mi instalación o afectó una vida... En ese momento digo... Esa punta franklin no sirve... No me explico como esta "cosa" ha logrado sobrevivir por tanto tiempo... A que sr. Franklin mentiroso... no me explico como es que no se "chamuscó" en su primer intento con la famosa llave…

... y desesperados corremos a los brazos del primer "brujo" que aparece por ahí... eso si generalmente es un "brujo" con una lengua dorada y en la presentación de apertura de su

promoción nos muestra un tanque de petróleo el cual pum...y pum (las presentaciones hacen varios "pumes") y explota...Bueno, obvio… se nos hace mas grande el susto y se nos comienza a nublar la capacidad de cuestionar... Listo... En pocos meses seré otro cliente satisfecho…

Luego el sistema nuevo tiene un mes o dos meses o cinco años instalado y ya decimos que es superior a un sistema tradicional el cual tenía treinta años instalado y del cual, si algún "atrevido" se le ocurre solicitar un registro... tengo que admitir hasta con vergüenza que ... El registro de revisión (si es que existe el formato) siempre ha estado en blanco y es en ese momento que nos acordamos que había que llenarlo...También tengo que admitir que el famoso tanque lo llenaba y vaciaba como a mi me parecía y no como el manual lo establecía., que tenía fugas, tapas de aforo y venteo abiertas y nunca me preocupó.. Ah pero que lío.. ¿cómo le explico a mi gerencia que esas cosas estaban ocurriendo y la norma API me lo decía clarito.. ???..

A pero le vendí... ahora fui yo... a la gerencia que no iban a producirse mas rayos en ese tanque ni sobre ese patio...y salí del vaporón y el sofoco de tener que explicar porque no estaban en orden muchas cosas cuando estaban las puntas franklin...Total las estadísticas están de mi parte... en 30 años cayo un solo rayo... me voló el tanque pero ocurre cada 30 años...lo mas seguro es que en esa planta nadie se acuerde de este cristiano...

Señores aunque lo escrito arriba suene 1/2 cándido y folklórico...(aclaro que no pretendo burlar o disminuir conceptos o puntos de vista...) si puedo decir que aquí en Venezuela tenemos un sr. periodista (Oscar Yanez para mas señas..) que escribe temas históricos, básicamente contemporáneos, y los titula… Así son las Cosas…

Me gustaría seguir ampliando el tema con quienes estemos interesados en rayos y centellas…

De: Carlos Aguiar
Enviado el: Martes, 16 de Julio de 2002 02:03 p.m.

Estimados Lectores de la lista, sin querer formar pelea, sino tener más información, me he permitido conocer el otro lado de la moneda y le transmito el punto de vista del fabricante...

y como se ha dicho reiteradas veces "la mejor decisión se hace en base a una buena investigación" ....

****
----- Original Message -----
From: Ventas <Ventas@lecven.com>
To: Carlos <carlos.lab@cantv.net>
Cc: <electric@eListas.net>
Sent: Tuesday, July 16, 2002 12:29 PM
Subject: Re: El comentario... (Problema de Descargas Eléctricas)

Estimados Amigo

En relación a la nota que nos hiciera llegar, donde nombran a los sistemas DAS, respondo a su solicitud los puntos que a nuestro juicio requieren aclaratoria. Agradecemos trasmita esta nota

al grupo de destinatarios respectivo y quedamos a la orden para participar en el grupo o para responder a las dudas que en relación a nuestros sistemas puedan presentarse.

1.- Molina: Marco, en relación a los DAS puedo decirte que es una tecnología la cual técnicamente no ha sido aun validada y aceptada por ninguna organización normativa respetable a nivel mundial. Estoy hablando de que ha sido rechazada por NFPA e IEEE. Consulten las páginas de los drafts de NFPA y de IEEE y podrán verificarlo.

Respuesta:

- El DAS significa "Dissipation Array System" y es una marca registrada de LEC, Inc., fundada en 1971. Para poder tener cabida en normas o documentos técnicos, se le ha dado el nombre genérico "Charge Transfer System - CTS". Pueden visitar www.lightningeliminators.com
- Es incorrecto que el DAS o CTS no haya sido aceptado por alguna organización respetable, ya que desde 1998 ha estado referenciado por la American Petroleum Institute, a través del documento API-RP-2003, apéndice "C". La API es una organización respetable y referencia de muchas empresas petroleras y no petroleras a nivel mundial.
- Debido a la aclaratoria a muchas dudas y a la efectividad comprobada del DAS en miles de aplicaciones, desde Octubre del año 2000 la IEEE asignó presupuesto para la elaboración de un nuevo estándar basado en el CTS, cuyo nombre es: IEEE "PAR 1576 - Standard for Lightning Protection System Using the Charge Transfer System for Industrial and Commercial Installations". Como todo documento de esta naturaleza, se ha sometido a la consideración de la comunidad científica, generando comentarios a favor y en contra. La gran cantidad de dudas, ha motivado mejoras al documento que han retrasado su lanzamiento para someterlo a votación.- Es un hecho notorio que la IEEE como institución haya asignado recursos para este estándar, lo cual fue consecuencia de haber cubierto las exigencias del comité evaluador que asigna recursos para los proyectos de nuevos estándares.
- La NFPA-780 está desde hace unos 2 años en un proceso de reingeniería, que incluso ha llegado a calificar como "no válido como estándar" al actual documento basado en las puntas Franklin. También es un hecho conocido que la NFPA haya rechazado en varias ocasiones la publicación de un estándar basado en el DAS, así como también ha rechazado la publicación de un estándar basado en los ESE. Sin embargo, la NFPA ha reconocido en las mesas de trabajo al sistema y es cuestión de tiempo para que se publique algo al respecto. Para cualquier información pueden escribir al Dr. Donald Zipse a "don.zip@ieee.org" , quien es representante de la IEEE ante la NFPA.
- Es una realidad indiscutible que el sistema DAS ha sido cuestionado desde sus inicios y hay muchos trabajos publicados desde los años 70' que en el papel han demostrado que no funcionan. La mayoría de estos trabajos son obsoletos. La experiencia nos ha demostrado que este rechazo o temor al cambio cada vez tiene menor resistencia. Sin embargo por encima de los avales técnicos "Institucionales", de los "papers" a favor o en contra, tenemos el mejor de los avales, que es la aceptación y efectividad en cientos de instalaciones por todo el mundo y donde los usuarios son empresas de conocida reputación. Alguno de los usuarios del DAS, solo en la industria petrolera son: PEMEX (México), Exxon (EE.UU.), Daewoo Corp. (Korea), Mobil (Nigería), Arab Petroleum (Egipto), Mobil (EE.UU.), Texaco (Nigeria), Texaco (Canada), Unocal (Indonesia), Shell (EE.UU.), Shell (Nigeria), Elf Petroleum (Nigeria), Dupont

(EE.UU.), Chevron (Ingaterra), Chevron (Nigeria), Shell (Gabon), Mobil (Indonesia), Dopco (Korea), AGIP (Uganda), Amoco (Mandan).

- Es un hecho cierto que la sola presencia en una norma o el aval de una institución reconocida, contribuyen a la rápida aceptación de cualquier tecnología por los usuarios finales, que son realmente los que requieren soluciones. Esto también ayuda a la justificación de presupuesto. No obstante, el DAS o CTS es una patente y como tal es muy difícil su aceptación. Si tomamos en cuenta que más del 50% de los integrantes de los comités normativos son fabricantes o instaladores de tecnologías tradicionales o ESE, LEC deberá entrar (y de hecho está entrando) a un proceso de liberación tecnológica que haga más general la divulgación de la tecnología y por ende su aceptación.

2.- Molina: Existen estudios serios realizados por instituciones a nivel mundial tales como universidades en Japón y EEUU, la NASA, la FAA (Administración Federal de Aviación) de los EEUU los cuales han demostrado mediante mediciones, fotografías de alta velocidad y películas la inconsistencia entre lo postulado por los fabricantes de estos sistemas .- de que eliminan
el rayo.- y la realidad. Los sistemas tienen un comportamiento similar al sistema de puntas franklin y no más. En la página web de la institución http://www.lightningsafety.com/ podrán encontrar información sobre lo indicado. Entre otros, existe un paper elaborado por el doctor Abdul Moussa y publicado por IEEE el cual es un análisis amplio y bien fundamentado.

Respuesta:

- Los llamados estudios serios son en realidad "papers", la mayoría publicados por la IEEE. Son documentos de consideración técnica debido a que su contenido puede ser de interés para la comunidad científica. Sin embargo, lo indicado en ellos son única y exclusiva responsabilidad de los autores, sin que esto signifique que la IEEE o la institución que los publica avale su contenido. Decir que la IEEE respalda un paper es desconocer los procedimientos y función de la IEEE. Allí podremos leer sobre opiniones, trabajos de investigación, etc. a favor o en contra de uno u otro tema, sin que exista una directa participación, opinión o respaldo de la IEEE como institución. Solo aquellos documentos tales como Estándares, Prácticas Recomendadas y Minutas de los grupos de trabajo de las distintas Sociedades de la IEEE, pueden ser tomadas como Institucionales. Podemos entregar varios "papers" que avalan el DAS, sin que ello signifique que la IEEE los respalda..
- Todos los documentos referenciados por Molina son ciertos, pero la mayoría han sido completamente replicados satisfactoriamente. Existen muchos escritos nuevos. Lo más reciente está mencionado en el artículo anexo, escrito por el Dr. Donald Zipse, representante de la IEEE ante la NFPA, el cual recomendamos sea leído.

3.- Molina: No estoy en contra de los avances tecnológicos, solo que se debe ser objetivo, veraz...y no quiero ser conejillos de indias.

Respuesta:

- En la respuesta 1 se hace mención a algunas de las empresas que han instalado satisfactoriamente el DAS en más de 64 países, así que nadie puede calificarse como conejillo si existen tantos predecesores.-

- En caso de dudas, LEC cuenta entre sus opciones de venta la modalidad TRY & BUY, es decir, una venta donde se condiciona el pago a una prueba de efectividad. Actualmente estamos manejando esta opción en el Lago de Maracaibo para PDVSA.

4.- Molina: un sistema CTS es por lo menos 16 veces más costoso que un sistema franklin tradicional... (Estos son números reales de mi experiencia profesional). Como usuario tengo la experiencia de sistemas DAS y puntas Franklin.

Respuesta:

- La diferencia de precios entre un sistema DAS y uno basado en el sistema Franklin tradicional, puede ser hasta 30 veces.
- El costo del Sistema DAS no puede ser un elemento de comparación con el sistema de Franklin, ya que no protege de la misma forma. Es como comparar una brújula con un GPS. Si tenemos una aplicación donde es suficiente con una "brújula", entonces allí termina la historia. Pero si tenemos una caso, donde la experiencia con los sistemas tradicionales no han funcionado o que un análisis de riesgo nos lleva a la conclusión de emplear un sistema más seguro, entonces se justifica el "GPS".
- El Ing. Molina trabaja en PDVSA, quien es el principal cliente del DAS en Venezuela. No tenemos registro de que el Ing. Molina haya participado en algún proyecto para PDVSA donde se haya instalado el DAS, por lo cual no lo consideramos calificado para comentar sobre "sus" experiencias con el DAS. Reiteradamente sus críticas son basadas en "papers" obsoletos y escritos por autores tradicionalmente opuestos al DAS. ¿Porqué no hace referencia a los "papers" que hablan positivamente?. Los ponemos a la disposición de los interesados..- También ponemos a la disposición los nombres y teléfonos de calificados y satisfechos usuarios de PDVSA.

5.- Molina: .... actualmente estoy convencido de que trabajando con atención el diseño, inspección y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra los rayos no son un problema para echarse a morir.

Respuesta:

- LEC, Inc. es una empresa dedicada única y exclusivamente a la protección contra rayos y temas relacionados desde 1971. También existen otras empresas respetables, con las mismas características. Cualquiera de estas empresas puede citar cientos de casos donde el solo uso de una puesta a tierra adecuada, no fue suficiente para proteger a personas, equipos electrónicos, instalaciones con hidrocarburos, etc. Un sistema de protección contra impactos directos y el uso de supresores de transitorios (TVSS), son necesarios para garantizar una protección integral.

6.- Molina: Una pregunta interesante para los vendedores de los sistemas DAS es porque su sistema requiere sistemas de puesta a tierra excelentes?? si la tecnología elimina el rayo… todos los que trabajamos en control de rayos sabemos que un buen sistema de puesta a tierra es el 99% de la solución. La otra, si la tecnología elimina el rayo porque requieren equipos de control de impulso electromagnético... Si no tengo el rayo ¿Cómo se produce el impulso??.. Interesante verdad..

Respuesta:

- En ninguna publicación de LEC se menciona que un sistema DAS requiere de un sistema de puesta a tierra excelente.
- ¿Qué se entiende por un sistema de puesta a tierra excelente?.- Tradicionalmente se liga el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra a su efectividad (valores menores a 10 ohms). Hoy la mayoría de los especialistas, el C.E.N. y muchos documentos, hacen más énfasis en la equipotencialidad de los sistemas que en el valor de la resistencia. Para el DAS solo se requiere de una adecuada equipotencialidad. El valor de resistencia en ohms no es un requerimiento, aunque muchas veces se trata de llevar a valores menores a 10 ohms, no por el DAS, sino por necesidades de otros sub-sistemas (el sistema de protección contra rayos no es el único usuario de la puesta a tierra). Tenemos múltiples ejemplos donde la presencia de resistividades del suelo superiores a 10.000 ohm-m hicieron poco factible disminuir la resistencia de puesta a tierra a valores inferiores a 30 ohms. Sin embargo, en estos casos el DAS eliminó estadísticas de rayos de hasta 20 incidentes por año (ejemplo: Venevisión, Cerro San Telmo - Venezuela).
- No corresponde a la realidad afirmar que un buen sistema de puesta a tierra es el 99% de la solución. Por ejemplo, citamos a las instalaciones de PDVSA ubicadas en el Lago de Maracaibo, donde la puesta a tierra es perfecta, tanto desde el punto de vista de equipotencialidad como del valor de ohms respecto a tierra remota. Sin embargo, la tasa de fallas por rayos es altísima (incendios y equipos afectados por transitorios) y ha sido motivo para que PDVSA considere para este año o principios del próximo, la instalación de equipos DAS en calidad de prueba para esta zona.
- Lo único que se exige para los sistemas DAS, es que todos los elementos y estructuras tengan la misma referencia de tierra (según el C.E.N.), de forma tal de realizar la disipación en forma efectiva y evitar diferencias de potencial, sobre todo si hay hidrocarburos. En ningún documento se menciona un valor mínimo de puesta a tierra para que el DAS funcione, por el contrario, existen documentos donde se afirma que el DAS puede trabajar con valores superiores a los 100 ohms.
- El DAS es un sistema para protección contra impactos directos. Se recomienda el uso de supresores de transitorio solo en aquellos casos donde existan líneas eléctricas, telefónicas y/o de datos, que entran y salen de la zona de protección o área de influencia del DAS, como el caso de las líneas de alimentación de las empresas de suministro eléctrico. Si no hay la presencia de líneas externas y todos los equipos están bajo la influencia del DAS, entonces no es necesario el uso de supresores.
- Los impulsos sobre líneas se pueden producir varios kilómetros fuera de la zona de influencia del DAS, por lo tanto, en estos casos es necesario colocar supresores.
- LEC siempre trata de aportar al cliente una protección integral, por lo tanto, todo proyecto incluye una revisión de la Puesta a Tierra y una evaluación de la necesidad de supresores o de una protección contra impactos directos. En relación a la protección contra impactos directos, LEC ofrece todo un abanico de opciones que van desde la protección convencional hasta la prevención del rayo, siendo el cliente quien decide el grado de protección deseado. Esto último es importante que se mencione, ya que no solo somos "vendedores". También somos "consultores".

Podemos entregarles cantidad de "papers", de autores reconocidos que hablan positivamente del DAS. También pueden leer los resultados de Hitachi y NEC en Japón, quienes montaron un Laboratorio para probar la efectividad del DAS antes de instalar la protección en sus torres de Comunicaciones. En Venezuela podemos citar muchos casos, los cuales están disponibles para su análisis.

No descartamos que algunos escritos negativos sobre el DAS se basan en casos ciertos que han ocurrido, no por falla de la tecnología, sino por falla de su aplicación. Debemos recordar que estos sistemas son instalados por humanos y como tales podemos cometer errores. Empresas como Ford, Compaq, Microsoft e IBM han tenido problemas y los han resuelto, sin que esto signifique que su tecnología sea mala o no funcione. LEC ha estado desde 1971 (cuando se instaló el primer prototipo del DAS), mejorando e innovando continuamente sus sistemas y posee un record de efectividad superior al 99%.

Para aquellas instituciones que tengan capacidad de hacer pruebas, ponemos a la disposición y en forma gratuita, la cantidad de equipos DAS y asistencia técnica que sean necesarios para cualquier estudio. También están invitados a nuestros laboratorios en Boulder Co. EE.UU. o en Tokio Japón.

Agradecemos a las personas que requieran mayor información sobre el CTS o DAS, dirigirnos sus inquietudes en español a ventas@lecven.com o en inglés a marka@lightningeliminators.com .

Atentamente,

Ing. Juan José Porta
Director Técnico
Lightning Eliminators & Consultants de Venezuela, C.A.

De: Carlos Aguiar
Enviado el: Martes, 16 de Julio de 2002 02:02 p.m.

Respuesta del fabricante parte II (RV: [electric] Problema de Descargas Eléctri)

----- Original Message -----
From: Ventas <Ventas@lecven.com>
To: Carlos <carlos.lab@cantv.net>
Cc: <electric@eListas.net>
Sent: Tuesday, July 16, 2002 12:29 PM
Subject: Fw: RV: [electric] Problema de Descargas Eléctri

Estimado Amigo.

Nuevamente gracias por transmitirnos este mensaje y procedemos a su respuesta.

Ante todo, deseo exponer al grupo de personas que integran esta lista a que reflexionen en cuanto a la forma de cómo se debe hacer una crítica. El Ing. Molina dedica mucho tiempo en divulgar mensajes en contra de nuestra empresa y tecnologías sin solicitarnos directamente aclaratorias. Solo expone una cara de la moneda y en nuestra opinión sus escritos son destructivos. Aclaro que muchas de las respuestas que se hacen aquí fueron tomadas de un email anterior, ya que los comentarios eran similares.

Los invito a que expongan sus inquietudes directamente que con gusto les responderemos.

Agradecemos a las personas que requieran mayor información sobre el CTS o DAS, dirigirnos sus inquietudes en español a ventas@lecven.com o en inglés a marka@lightningeliminators.com .

1.- Molina: Roberto DAS es una marca comercial de la tecnología CTS (Charge Transfer System) o Sistema de Transferencia de Cargas) la cual en su postulado filosófico indica que elimina el rayo en la zona protegida. Esto suena hasta acá muy bien, pero el caso es que investigaciones realizadas, por organizaciones y expertos diferentes a los vendedores, a nivel mundial demuestran que lo establecido por los fabricantes no es cierto.

Respuesta: a continuación menciono algunas organizaciones y expertos "diferentes a los vendedores" que pueden consultar:

a.. Moscow Institute of Physics and Technology - Rusia
b.. Krzhizhanovsy Power Engineering Institute - Rusia
c.. Hitachi - Japón
d.. Nec - Japón
e.. American Petroleum Institute - API-RP-2003
f.. Global Atmospheric, Inc.
g.. Dr. Donald Zipse - IEEE: "Lightning Protection Systems: an Updated and Discredited Method Vindicated"

2.- Molina: Los sistemas CTS reciben impactos de rayos y su comportamiento es similar al de una punta Franklin.

a.. Esta es una afirmación tomada de artículos adversos al DAS. Esto no le consta a Molina directamente, así que lo invitamos a que visite los laboratorios de LEC para que haga sus propias observaciones. Existen miles de sistemas instalados que comprueban lo contrario.

3.- Molina: Los CTS tienen costos por lo menos 16 veces mayores a un sistema tradicional de puntas franklin.

a.. La diferencia de precios entre un sistema DAS y uno basado en el sistema Franklin tradicional, puede ser hasta 30 veces.

b.. El costo del Sistema DAS no puede ser un elemento de comparación con el sistema de Franklin, ya que no protege de la misma forma. Es como comparar una brújula con un GPS. Si tenemos una aplicación donde es suficiente con una "brújula", entonces allí termina la historia. Pero si tenemos un caso, donde la experiencia con los sistemas tradicionales no han funcionado o que un análisis de riesgo nos lleva a la conclusión de emplear un sistema más seguro, entonces se justifica el "GPS".

4.- Molina: Existe un amplio rechazo en un gran sector de la comunidad científica internacional a los postulados de la tecnología sobre todo porque los vendedores han apelado a métodos no muy científicos para tratar de imponer sus criterios de ventas. No han demostrado la superioridad tecnológica de los CTS Vs. Las puntas franklin ni han tenido alto interés en participar en debates técnicos con expertos independientes mundiales, sin embargo han recurrido a procesos legales para tratar de obligar a organizaciones tales como NFPA e IEEE que se abstengan de descartar la tecnología en sus documentos (caso NFPA-780) o la publicación de artículos técnicos, tales como el del Dr. Abdul Moussa " THE APPLICABILITY OF LIGHTNING ELIMINATION DEVICES TO SUBSTATIONS AND POWER LINES" emitido a través de la IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, October 1997. los cuales mostraban las debilidades y los aspectos no convenientes a los

intereses de ventas de los fabricantes y proveedores de los sistemas CTS. Ninguno de las tentativas legales de los vendedores ha prosperado.

a.. Agradecemos al Ing. Molina nos explique los "métodos no muy científicos para tratar de imponer sus criterios de ventas".

b.. LEC siempre trata de aportar al cliente una protección integral, por lo tanto, todo proyecto incluye una revisión de la Puesta a Tierra y una evaluación de la necesidad de supresores o de una protección contra impactos directos. En relación a la protección contra impactos directos, LEC ofrece todo un abanico de opciones que van desde la protección convencional hasta la prevención del rayo, siendo el cliente quien decide el grado de protección deseado. Esto último es importante que se mencione, ya que no solo somos "vendedores". También somos "consultores".

c.. LEC cuenta entre sus opciones de venta la modalidad TRY & BUY, es decir, una venta donde se condiciona el pago a una prueba de efectividad.
Actualmente estamos manejando esta opción en el Lago de Maracaibo para PDVSA.

d.. Una prueba indiscutible de satisfacción del cliente, son las múltiples empresas que han otorgado a LEC proyectos una y otra vez.

e.. Es una realidad indiscutible que el sistema DAS ha sido cuestionado desde sus inicios y hay muchos trabajos publicados desde los años 70' que en el papel han demostrado que no funcionan. La mayoría de estos trabajos son obsoletos. La experiencia nos ha demostrado que este rechazo o temor al cambio cada vez tiene menor resistencia. Sin embargo por encima de los avales técnicos "Institucionales", de los "papers" a favor o en contra, tenemos el mejor de los avales, que es la aceptación y efectividad en cientos de instalaciones por todo el mundo y donde los usuarios son empresas de conocida reputación. Alguno de los usuarios del DAS, solo en la industria petrolera son: PEMEX (México), Exxon (EE.UU.), Daewoo Corp. (Korea), Mobil (Nigería), Arab Petroleum (Egipto), Mobil (EE.UU.), Texaco (Nigeria), Texaco (Canada), Unocal (Indonesia), Shell (EE.UU.), Shell (Nigeria), Elf Petroleum (Nigeria), Dupont (EE.UU.), Chevron (Ingaterra), Chevron (Nigeria), Shell (Gabon), Mobil (Indonesia), Dopco (Korea), AGIP (Uganda), Amoco (Mandan).

f.. Es un hecho cierto que la sola presencia en una norma o el aval de una institución reconocida, contribuyen a la rápida aceptación de cualquier tecnología por los usuarios finales, que son realmente los que requieren soluciones. Esto también ayuda a la justificación de presupuesto. No obstante, el DAS o CTS es una patente y como tal es muy difícil su aceptación. Si tomamos en cuenta que más del 50% de los integrantes de los comités normativos son fabricantes o instaladores de tecnologías tradicionales o ESE, LEC deberá entrar (y de hecho está entrando) a un proceso de liberación tecnológica que haga más general la divulgación de la tecnología y por ende su aceptación.

g.. En junio del 2000 la NFPA no admitió la revisión del estándar 780, ya que previo a esta decisión un comité revisó 377 trabajos que hicieron concluir que el método de Franklin carece de méritos técnicos para ser considerado dentro de un estándar. Hasta la fecha el destino de la revisión de esta norma es desconocido.

h.. LEC no tiene ninguna demanda contra la NFPA o contra le IEEE. Si esto fuera así, ¿Cómo se explica que la IEEE haya asignado presupuesto para el proyecto "PAR 1576 - Standard for Lightning Protection System Using the Charge Transfer System for Industrial and Commercial Installations" ?.- Si esto fuera así, ¿Tendrá sentido que LEC forme parte del grupo de trabajo de la NFPA-780?. Agradecemos al Ing. Molina se informe bien antes de desprestigiar con sus comentarios a una empresa seria como LEC.

i.. En cuanto al Dr. Abdul Moussa tengo particular interés en sus artículos, pero sus opiniones sobre el DAS son basadas en conclusiones parecidas a las que llegó en 1994 el Dr. Donald Zipse. El Dr. Zipse en 1999 corrigió sus opiniones (ver anexo). Espero que no pase mucho tiempo antes que el Dr. Moussa cambie de opinión.

5.- Molina: pero los estudios y evaluaciones de campo han demostrado que la geometría de los sistemas CTS es incapaz de transferir la magnitud total de la carga que se presenta en el caso de una nube de tormenta y en consecuencia la carga remanente no transferida hace que el campo eléctrico se modifique hasta alcanzar los valores de gradientes de ruptura y se produzca el rayo..> > Conclusión.. Una punta Franklin. Mas costosa…

Respuesta:
a.. Se puede demostrar que esto no es cierto.

6.- Molina: No basta conocer solo la versión de los fabricantes de los nuevos sistemas t tecnologías.. Averigüemos un poco mas y nos daremos cuenta de que no es tan cierto lo que proclaman.. Sus demostraciones de eficiencia, en el caso de CTS, se basan en relatos subjetivos de usuarios no expertos en el tema.. No presentan el comportamiento de sistemas franklin adecuadamente diseñados, inspeccionados y mantenidos para manejar rayos.. Generalmente los usuarios que han instalado CTS no pueden demostrar que los sistemas tradicionales Franklin disponibles en sus instalaciones eran ineficientes a pesar de estar adecuadamente diseñados, inspeccionados y mantenidos..

Respuesta:
a.. Podemos entregarles cantidad de "papers", de autores reconocidos que hablan positivamente del DAS. También pueden leer los resultados de Hitachi y NEC en Japón, quienes montaron un Laboratorio para probar la efectividad del DAS antes de instalar la protección en sus torres de Comunicaciones. En Venezuela podemos citar muchos casos, los cuales están disponibles para su análisis.

b.. Para aquellas instituciones que tengan capacidad de hacer pruebas, ponemos a la disposición y en forma gratuita, la cantidad de equipos DAS y asistencia técnica que sean necesarios para cualquier estudio. También estan invitados a nuestros laboratorios en Boulder Co. EE.UU. o en Tokio Japón. Es la única forma de llegar a la verdad, ya que hay muchos intereses de por medio.

c.. Tenemos cantidad de usuarios que tenían sistemas tradicionales correctamente instalados y mantenidos y sin embargo tenían problemas, los cuales se resolvieron al instalar el DAS. Esta información está disponible para consulta.

7.- Molina: Un sistema CTS basa su eficiencia en disponer de un excelente sistema de puesta a tierra. Bueno ese es el 99% de la solución al problemas de rayos .. ¡¡¡¡ se cumple para CTS y .para sistemas Franklin..!!!!!

Respuesta:
a.. En ninguna publicación de LEC se menciona que un sistema DAS requiere de un sistema de puesta a tierra excelente.
b.. ¿Qué se entiende por un sistema de puesta a tierra excelente?.- Tradicionalmente se liga el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra a su efectividad (valores menores a 10 ohms). Hoy la mayoría de los especialistas, el C.E.N. y muchos documentos, hacen más énfasis en la equipotencialidad de los sistemas que en el valor de la resistencia. Para el DAS solo se requiere de una adecuada equipotencialidad. El valor de resistencia en ohms no es un requerimiento, aunque muchas veces se trata de llevar a valores menores a 10 ohms, no por el DAS, sino por necesidades de otros sub-sistemas (el sistema de protección contra rayos no es el único usuario de la puesta a tierra). Tenemos múltiples ejemplos donde la presencia de resistividades del suelo superiores a 10.000 ohm-m hicieron poco factible disminuir la resistencia de puesta a

tierra a valores inferiores a 30 ohms. Sin embargo, en estos casos el DAS eliminó estadísticas de rayos de hasta 20 incidentes por año (ejemplo: Venevisión, Cerro San Telmo - Venezuela).

c.. No corresponde a la realidad afirmar que un buen sistema de puesta a tierra es el 99% de la solución. Por ejemplo, citamos a las instalaciones de PDVSA ubicadas en el Lago de Maracaibo, donde la puesta a tierra es perfecta, tanto desde el punto de vista de equipotencialidad como del valor de ohms respecto a tierra remota. Sin embargo, la tasa de fallas por rayos es altísima (incendios y equipos afectados por transitorios) y ha sido motivo para que PDVSA considere para este año o principios del próximo, la instalación de equipos DAS en calidad de prueba para esta zona.

d.. Lo único que se exige para los sistemas DAS, es que todos los elementos y estructuras tengan la misma referencia de tierra (según el C.E.N.), de forma tal de realizar la disipación en forma efectiva y evitar diferencias de potencial, sobre todo si hay hidrocarburos. En ningún documento se menciona un valor mínimo de puesta a tierra para que el DAS funcione, por el contrario, existen documentos donde se afirma que el DAS puede trabajar con valores superiores a los 100 ohms.

e.. El DAS es un sistema para protección contra impactos directos. Se recomienda el uso de supresores de transitorio solo en aquellos casos donde existan líneas eléctricas, telefónicas y/o de datos, que entran y salen de la zona de protección o área de influencia del DAS, como el caso de las líneas de alimentación de las empresas de suministro eléctrico. Si no hay la presencia de líneas externas y todos los equipos están bajo la influencia del DAS, entonces no es necesario el uso de supresores.

f.. Los impulsos sobre líneas se pueden producir varios kilómetros fuera de la zona de influencia del DAS, por lo tanto, en estos casos es necesario colocar supresores.

g.. LEC siempre trata de aportar al cliente una protección integral, por lo tanto, todo proyecto incluye una revisión de la Puesta a Tierra y una evaluación de la necesidad de supresores o de una protección contra impactos directos. En relación a la protección contra impactos directos, LEC ofrece todo un abanico de opciones que van desde la protección convencional hasta la prevención del rayo, siendo el cliente quien decide el grado de protección deseado. Esto último es importante que se mencione, ya que no solo somos "vendedores". También somos "consultores".

8.- Molina: He recibido informaciones, no confirmadas por mi, las cuales indican que la empresa PEMEX (Petróleos Mexicanos) tiene instalados en algunas de sus instalaciones sistemas CTS y actualmente los mismos están siendo reemplazados por sistemas tradicionales de protección con puntas franklin…

Respuesta:

a.. Esta información es totalmente falsa y la desmentimos categóricamente.
PEMEX es uno de los clientes más satisfechos de LEC y actualmente sigue instalando el DAS. Divulgar información destructiva sin tener pruebas es una falta de ética.

9.- Molina: En la red existen artículos técnicos de expertos mundiales los cuales "desnudan" la verdad de los sistemas CTS .. Pueden consultar por ejm. http://www.lightningsafety.com/ y encontraran , entre otros, los artículos del Dr. Moussa y del profesor William Rison del New Mexico Institute of Mining and Technology... Pueden consultar directamente a los autores... Personalmente lo he hecho y he encontrado excelente respuesta por ejm del Dr. A. Moussa.

Respuesta:

a.. Sin quitarle méritos a los autores mencionados, son solo una cara de la moneda. Como en todo en la vida, hay opiniones a favor o en contra. Un buen investigador debe ser capaz de leer o investigar todas las versiones. El Ing. Molina nunca nos ha pedido consulta.

b.. Si desean respuesta de un autor de la categoría de Moussa, pueden contactar al Dr. Donald Zipse (don.zip@ieee.org) IEEE Life Member, quien es el representante de la IEEE ante la NFPA. Dicho caso lo resumo a continuación:

El Dr. Zipse acaparó la atención de la comunidad científica hace algunos años, cuando en varias discusiones técnicas de IEEE y muy especialmente con la publicación en 1994 del Paper titulado "Lightning Protection Systems: Advantages and Disadvantages". En dicho Paper analizó las opciones disponibles para la Protección Contra Descargas Atmosféricas y al referirse al Dissipation Array System o DAS, cuestionó su operación y efectividad. No es un secreto que debido a la buena reputación del Dr. Zipse y de la IEEE, este Paper empañó de alguna forma la gestión técnica, comercial y la reputación de LEC, Inc.

Luego del Paper de 1994, el Dr. Zipse siguió sus investigaciones y en 1999 publicó el Paper titulado "Lightning Protection Systems: an Updated and Discredited Method Vindicated". El Dr. Zipse indica que este Paper corresponde a una actualización del Paper de 1994. Allí se muestra que el Sistema de Transferencia de Cargas (nombre genérico del DAS) es apropiado para prevenir las descargas atmosféricas en las áreas protegidas, es un concepto válido y reemplazará al método de Franklin en muchas aplicaciones.
Así mismo, menciona que las conclusiones erróneas alcanzadas en su anterior Paper sobre el DAS, han sido corregidas y pidió disculpas por cualquier problema que dichas conclusiones hayan podido haber causado. En cuanto a las instalaciones petroleras, indica que este es el momento para que el comité técnico Petrolero de la IEEE, prepare un estándar basado en el Sistema de Transferencia de Cargas, ya que ahora es un sistema probado.

Tal ha sido el impacto de este cambio de actitud del Dr. Zipse, que actualmente es el Jefe del grupo que está ejecutando el proyecto para IEEE "PAR 1576 - Standard for Lightning Protection System Using the Charge Transfer System for Industrial and Commercial Installations".

Atentamente,

Ing. Juan José Porta
Director Técnico
Lightnming Eliminators & Consultants de Venezuela, C.A.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 16 de Julio de 2002 04:27 p.m.

Carlos, cordial saludo muchas gracias por el panfleto del fabricante de la tecnología DAS es muy completo pero es una respuesta típica de un vendedor entro aclarar varias cosas:

La opinión de Juvencio Molina es tan valedera como cualquier de los que pertenecemos a esta lista (yo parto de que todos escribimos y contestamos por que nos nace y nos motiva mejorar en todo nivel tanto profesional como humano), en esta lista nunca se busca y creo que es su espíritu desvirtuar a la persona sino promover una libre circulación de ideas de cualquier punto y cada uno las discierne y si quiere las practica eso esta en la libertad de cada cual.

Yo tengo mas de 10 años de experiencia como ingeniero de diseño mas que todo de equipo electrónico y en ese tiempo he conocido lo mundano y lo divino de muchas técnicas que comenzaron mal y terminaron con buena aceptación pero las practicas que se utilizaron para

introducirla fueron nefastas, doy un ejemplo sencillo en Colombia mi país había muchas empresas desarrollando y fabricando UPS's de muy buena calidad pero la mayoría era tecnología conocida como Off-Line, los gringos cuando quisieron meter su tecnología en el país se comenzaron a meter a partir de las grandes marcas de computadores, pero cuando se comenzó atacar esos equipos debido a que eran en tecnología iguales que los hechos en Colombia es decir tecnología Off-Line, estos "Genios" inventaron un termino demoniaco para sus cacharros y la llamaron Tecnología Interactiva he hicieron que los grandes fabricantes de pc la aceptaran y con esto se desplazó la gran fabricación de estos equipos en mi país y todavía hay ingenuos que creen que la interactiva es una buena tecnología (y esto lo promovió uno de los mayores fabricantes de ups en el mundo que no implica que haya sido honesto fue solo una estrategia de ventas). Con lo anterior invalido cualquier apreciación de un "Vendedor" acerca de lo útil o no de su tecnología.

Otra cosa que si me quede frío, es que se trata de un escrito para desvirtuar a alguien no la tecnología esto es una estrategia típica de vendedores, lo que me indica de su pobre formulación y desdice mucho de la tecnología.

Yo particularmente no conozco la tecnología pero desde que la conozco he dicho que bienvenida cualquier nueva idea para una solución tan compleja como la de las tormentas atmosféricas.

Otra cosa, habla acerca de los papers de la IEEE que no indican el espíritu de la organización, cualquier revista científica del mundo te dice lo mismo y es muy gil traer ese concepto que aparece en el comienzo de toda revista científica y hasta en los periódicos del mundo, pero si el que escribió no lo sabe, cada paper pasa por una revisión exhaustiva que puede durar años para darle vía libre para su publicación, por lo tanto cuando se publica en la IEEE todo se debe justificar (Los gringos demandan hasta la madre si es necesario para un negocio, por lo tanto si aparece en esta un escrito donde se hable en forma negativa de una tecnología debe tenerse un sustento científico). Ahora un paper tiene su validez hubo uno muy simpático que se llamo "Que hay de malo en el concepto de potencia de Boudenau y por qué hay que abandonarla" y dio al traste con un concepto que estuvo sin discusión mas de 70 años y fue in simple "paper".

Ahora hay paper que hablan bien de la tecnología porque no nos los referencias y si han salido en la IEEE mejor para quedar tranquilos.

Ahora no queda claro cuando se habla de tierra, Juvencio dice que debe ser excelente, pero este nos habla de 10 ohmios, me da risa por que es lo mismo una tierra de esas en muchos aspectos es buena para trabajar o sea que Juvencio no se equivoca, otra cosa utilizan en forma equivocada y ventajosa el termino Equipotencialidad que en pocas palabras es lo mismo que dice Juvencio, si mi tierra es excelente se esta cumpliendo el concepto de equipotencialidad a no ser que la hayan cambiado y no me haya dado cuenta (utilizan artilugios de palabras para decir lo mismo).

Y desafortunadamente, yo me llamo Jair Aguado Quintero me conocen en mi casa y uno que otro pero no tengo que ser genio para decir lo siguiente: PUEDE SER EL SISTEMA QUE SEA CTS O UTILIZANDO LAS PUNTAS FRANKLIN SE NECESITA UNA BUENA SUPERFICIE EQUIPOTENCIAL ES DECIR UNA BUENA TIERRA, lo que yo concluyo es que depende de la tierra y aquí se cierra el circulo si ustedes se acuerdan lo que yo siempre escribo, es que debemos hacer estudios geoeléctricos de las tierras y ellas nos ayudan a salir de este problema.

Por ultimo es practica maluca de desvirtuar a la persona, que es común de los "Vendedores" no cabe en esta pagina, y aunque se escribieron muchas palabras en ningún momento se abordo en explicar la ventajas de la nueva tecnología con respecto a las viejas, en pocas palabras si lo que querían era causar una buena impresión como dicen en mi tierra Tacaron Burro porque no lo lograron.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Julio de 2002 09:12 p.m.

Como realmente el tema y la discusión ha tomado características interesantes... (Entre las cuales se incluyen las descalificaciones que el sr. Porta hace hacia mi persona y mi desempeño profesional en el tema), indico lo siguiente.

1.- En la sección de ficheros de esta lista (http://www.elistas.net/lista/electric/ficheros/) he instalado tres documentos relacionados con algunos de los asuntos, tales como ¿Cuál es la realidad de la Norma NFPA-780?, Un ensayo experimental realizado en Japón comparando CTS (DAS) vs. Puntas Franklin...y la opinión de un destacado científico del tecnológico de Nuevo México.

Documento A
Las decisiones del consejo normativo de NFPA en relación a la norma NFPA-780 ..Los gringos si saben donde está la norma… esta vigente en su versión del año 2000 la cual tiene programada una revisión para el año 2004.

La decisión de publicación y continuación del proyecto NFPA se realizó en Octubre del 2001 y la misma está soportada por un trabajo realizado por un grupo interdisciplinario del gobierno federal de los EEUU.

Eso se llama objetividad y apertura a la crítica.. La directiva de NFPA retrasó la emisión del documento 780, por un tiempo de casi un año hasta obtener las conclusiones a las investigaciones del grupo independiente…

El retraso en la continuación del proyecto de emisión de la nueva versión de la norma fue porque ante las críticas/cuestionamientos interesados, principalmente, de los defensores de las nuevas tecnologías la NFPA decidió buscar una opinión absolutamente independiente…

Para el lapso en el cual ocurre toda esta situación, año pasado, las nuevas tecnologías CTS y ESE ya estaban vigentes y en la palestra pública .. Porque los vendedores y fabricantes de las tecnologías emergentes sobre rayos no lograron demostraron su supremacía tecnológica sobre las puntas Franklin como método de protección contra rayos..

Sería interesante saber las razones...Cabría preguntarse: Acaso el Gobierno Federal en su análisis tuvo discriminaciones para hacia estas tecnologías?? Y los científicos independientes también los discriminaron??

Documento B
Un trabajo experimental realizado en el Japón entre los años 1991 y 1996 en el cual se compara un sistema CTS (DAS) con puntas Franklin .. ¿ es válida la comparación??.. Claro que es válida... Ambas tecnologías son entendidas para la protección contra rayos y ambas tienen un

basamento filosófico.. ¿Cumplió el CTS con su filosofía de eliminar el rayo y cumplió la punta Franklin de ser el punto de impacto preferencial del rayo??

Resultados: El CTS (DAS) recibió por lo menos 26 impactos directos de rayos (medidos y fotografiados) y la punta franklin una cantidad casi similar...

Conclusión: El CTS se comportó igual que las puntas franklin.

Podríamos agregar otras cosas y decir por ejemplo que es conocido en forma pública que el draft de IEEE que adelanta la emisión de una propuesta de norma sobre CTS es un grupo patrocinada por la sociedad de control y automatización industrial.

Debe señalarse que esta no es una sociedad especializada en temas de electricidad atmosférica y fenómenos electromagnéticos asociados y que las sociedades especializadas en tema siguen con mucha atención el desarrollo del trabajo de este draft... De seguro vamos a ver cuestionamientos muy bien fundamentados que arrojaran resultados igualmente interesantes

Ahora.. en respuesta a como se obtiene patrocinio para una propuesta de norma IEEE: IEEE es una organización privada compuesta por individuos y empresas con, obviamente, intereses que atender.. Surge una idea de norma.. se cumplen formalidades y si alguien está dispuesta a patrocinarla.. bueno se comienza el trabajo..Ahora ¿¿Eso significa que se concluye el trabajo y ya es un documento valido IEEE ??.. No señores.. ahora es que comienza lo bueno..Hay que convencer a los demás miembros de que la propuesta es técnicamente viable, objetiva y no expone a IEEE a desprestigio entre otras cosas.. Hay discusiones privadas, públicas, reuniones de votaciones, etc, etc, etc, ...

Si alguien de esta lista ha escrito un paper para publicación en IEEE Transactions por ejm sería interesante que nos ampliara lo que digo…

Un ejm. de como funcionan los organismos que emiten documentos normativos y similares: En mis manos tengo desde hace varios años un borrador de documento denominado NfPA78A - patrocinado por el sr. R. Carpenter - como norma de la NFPA para los CTS.. Alguno de uds conoce el documento??.. Bueno… el mismo no fue aceptado en NFPA.. y actualmente no ha sido considerado mas ese punto.
Y sí hay muchos casos… Bueno.. por ahí anda la historia del presupuesto normativo de IEEE para los CTS que menciona el sr. Porta en su respuesta

Por otro lado también es conocida la opinión de los científicos rusos y los sistemas CTS. Indican científicos rusos de alto nivel que el comportamiento de estos sistemas vs. las puntas Franklin no es diferente.

Documento C

Un paper de un prof. del tecnológico de Nuevo Mexico el cual también expone sus razonamientos. Este es un sr. científico de alto nivel en investigaciones de electricidad atmosférica, con presupuesto asignado, laboratorio, cohetes y demás cacharros a su disposición quien rebate las explicaciones y reconocimientos que el sr. Zipse hace del CTS y a las cuales alude el sr. Porta en su respuesta...
Hacia eso apunto cuando digo "No quiero ser conejillo de Indias".. Yo no dispongo de muchos cacharros para investigar... y tampoco puedo decir que mi especialidad es la investigación formal de laboratorio y pruebas de campo formales en condiciones controladas, bajando y seccionando rayos..

Que camino me queda..?? Debido a mis limitaciones de conocimiento... formarme en el tema... y eso implica algunos años de dedicación... Estar atento a lo que pasa entre los bandos bien armados...leer mucho (Gastar mucho tiempo...solo que no me gusta el término gastar... me gusta mas emplear... lo reconozco... pero que le vamos es hacer..), consultar con expertos (indios y troyanos), preguntar, preguntar, repreguntar, anotar.. Luego de esta perorata…

He llegado a concluir que revisaré mi posición actual de no creer en lo que postulan y defienden a los CTS hasta tanto no se aprecie un cambio de aptitud de la amplia comunidad científica, de alto nivel e independiente hacia los CTS y las nuevas tecnologías de protección contra rayos. El cambio será basado en investigaciones serias, objetivas y muy sólidas en su basamento…

Mientras tanto miraré más hacia el suelo que hacia el cielo... (..Y esto no es blasfemia) y apreciaré mejor como se debe caminar sobre ese suelo (inspeccionar/mantener los sistemas de puesta a tierra, llevar buenas estadísticas, promover la difusión de conceptos aceptados y estar atento a lo que pasa a mi alrededor en este campo)

2.- Finalmente, no me voy a hacer eco de descalificaciones y tampoco voy a situarme a ese nivel.
Pero... y en esto les voy a pedir una disculpa a los colegas de la lista, porque el tema va a caer en el plano personal... voy a ejercer mi derecho a réplica a las descalificaciones de tipo personal/profesionales que recibí en esta tribuna de parte del sr. Porta en su nota.

El sr. Porta está en su derecho de responder en legítima atención a lo que de acuerdo a su óptica le indica es afectación de sus intereses…

Estoy absolutamente de acuerdo en eso , pero no tiene el mas mínimo derecho a descalificarme por el simple hecho de que difiero de su posición y porque no me inclino o soy genuflexo ante su opinión…

Sr. Porta en mi opinión su mención y pareceres hacia mi persona son hasta cierto punto, y con el respeto que ud. merece, faltos de ética profesional... Yo a ud. lo conocí personalmente en una reunión de trabajo y lo apreciado en ella, en su participación y su aptitud fue muy interesante... Sin embargo no puedo emitir opinión sobre su profesionalismo y su calificación... Estoy absolutamente seguro que ud. de manera objetiva tampoco puede emitir calificativos sobre mi profesionalismo...

Aclaro que aunque ud. de manera personal no me haya entregado información sobre CTS no significa eso que la que he obtenido por otras vías no califique y que mi conocimiento sobre protección contra rayos no sea calificado por el simple hecho de que difiero de sus planteamientos y porque soy un usuario que quiere ver por un lado, mas allá del simple logo de un interés comercial al cual debo cancelarle la provisión de sus productos....Le puedo informar que en 10 años he sido visitado por varios de los representantes de su actual marca en mis oficinas y he obtenido información técnica de sus manos, la cual ha sido analizada con verdadero interés y que por lo menos en una oportunidad asistí a una reunión-presentación del sr. Roy Carpenter Jr. realizada en nuestras oficinas de la ciudad de Maturín- Edo. Monagas-Venezuela.

Igualmente he obtenido información sobre el tema de CTS de su página web, la cual por cierto es muy abundante e interesante y también he usado algunos de sus productos tales como

supresores de picos y sistemas de barras químicas Chem-Rod entre otras cosas..y he leído bastantes panfletos, papers y catálogos de su marca.

Igualmente, y a ud. le consta de manera directa y personal, que la empresa para la cual me honro en trabajar me asigna responsabilidades en temas sobre rayos, puesta a tierra y otras cositas parecidas…
Nunca han sido responsabilidades de venta de productos de protección contra rayos, es imposible...En nuestro trabajo tenemos es que aprender a como convivir con ellos y esa necesidad de aprendizaje es requerida para sobrevivir... porque de eso se trata... esa es una de las razones que me ha llevado a interesarme genuinamente en el tema…y a revisar la moneda hasta por el canto…
Le ratifico, como hace algún tiempo se lo manifesté por escrito, mi disposición a recibir a sus representantes, a ud o a la información que esté a gusto enviarme... eso si... No acepto ningún condicionamiento especial…

Nuevamente les pido disculpas a mis estimados colegas por este paréntesis penoso... Pero necesario...

Cual es el objeto de traer este tema a la mesa (el de las nuevas tecnologías) y… para concluir esta opinión extremadamente larga:

En mi opinión, abrir la discusión franca y amplia entre todos de manera que si alguien toma una decisión en una u otra dirección sepa a que atenerse... La polémica estará presente por muchos años más...

¿Quién tiene la razón? el tiempo lo dirá... Pero es seguro que debemos estar mas atentos a ver el suelo, los sistemas de puesta a tierra, la inspección y el mantenimiento adecuado que estar viendo hacia el cielo...Sin saber muy bien que hacer con la energía que de ahí nos cae..

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 16 de Julio de 2002 04:40 p.m.

Amigos listeros, les adjunto la respuesta que amablemente me dio el Dr. Horacio Torres que tiene reconocimiento mundial en el tema de las descargas atmosféricas (les recuerdo una cosa en Colombia tenemos sitios de altas densidad de caída de rayos) y su trabajo de Doctorado en Alemania fue en ese tema y pertenece al comité CIGRE que estudia estos temas.

Me agrada la respuesta por que es puntual y hasta con bibliografía:

EL "*DISSIPATION ARRAY SYSTEM*"
Horacio Torres-*Sánchez*
Profesor Titular UN
Bogotá, Julio 2002.

El Dissipation Array System (DAS), no es una tecnología tan nueva como aparentemente parece, pues fue introducido en el mercado de los Estados Unidos en 1971. Según sus fabricantes "Lightning Eliminators & Consultants, Inc - LEC" de Boulder, Co., USA, es "un sistema de transferencia de carga que puede **prevenir** un impacto de rayo"1[1].

1[1] Catálogo LEC, Rev. 10/98

Está basado, según el señor Roy Carpenter2[2] en el *"… fenómeno electrostático conocido en idioma inglés como "Point Discharge" o Descarga Corona, el cual disipa, a través del sistema DAS, la carga eléctrica de la tormenta de una manera lenta y constante a través de la vida de la tormenta. Descarga Corona es el fenómeno que ocurre cuando un electrodo en forma de punta es expuesto a un fuerte campo electrostático. La punta toma un electrón de las moléculas del aire adyacente, llevándolo a un ión libre. El campo electrostático lo atrae hacia la punta y el proceso continua mientras la tormenta esté en el área. El flujo de iones se incrementa exponencialmente con el incremento de la intensidad del campo eléctrico. Cuando gran cantidad de iones son producidos, se crea el fenómeno de Descarga Corona o "fuego de San Telmo"...El DAS tiene 3 componentes básicos:*

1. *El Colector de Carga a Tierra (Ground Charge Collector (GCC)), que recoge las cargas inducidas del área a ser protegida, proveyendo un conductor para esa carga*
2. *Los Conductores de Interconexión de Carga (Interconnecting Charge Conductors (ICC), que proveen un camino de baja impedancia de la corriente entre el ionizador y la tierra.*
3. *El Ionizador (Ionizar (I)), el cual facilita la descarga de la energía almacenada. Su diseño está basado en el principio de Descarga Corona …"*

Si bien el fenómeno electrostático descrito por Carpenter (Descarga Corona) es un principio científico conocido y probado desde hace varias décadas, no es suficiente para "prevenir" un impacto de rayo, como supuestamente lo haría el sistema DAS. En la bibliografía consultada sobre este sistema, lamentablemente, no se dan valores que puedan ser contrastados con los valores que se obtienen de la realidad del proceso de formación de la descarga ascendente positiva; proceso que ha sido motivo de trabajos de numerosos investigadores como Gallimberti (1979), Dellera y Garbagnati (1990), Risk en sus modelos propagativos, y de Lalande (1998)3[3] con el establecimiento del concepto de campo de estabilización4[4].

La protección contra rayos es un asunto de primordial importancia para la seguridad. Los sistemas y medios de protección deben, entonces, proteger físicamente a las personas, reducir el riesgo de fuego y evitar la degradación de los equipos y las interrupciones en la producción, a niveles tolerables. Para llenar estos requerimientos y evitar acciones legales, incluyendo demandas por pérdidas económicas, las normas de protección contra rayos deben estar basadas en principios científicos probados y argumentos técnicos incuestionables.

Este y otros sistemas similares han intentado entrar al mercado mundial. Sin embargo, la comunidad académica internacional, conciente de su responsabilidad ética de protección de personas y equipos contra los impactos de rayos no ha avalado ninguno de estos sistemas, pues, si bien se fundamentan en principios científicos, los argumentos técnicos han sido muy cuestionados. Es por ello que ninguna norma internacional de protección contra rayos (IEC 61024 (Internacional), ANSI / NFPA 780-1992 USA, Canada), BS 6651-1992 (Gran Bretaña), NTC-4552 – 1999 (Colombia), DIN 57185/VDE 0185-1983 (Alemania), CEI 81-1 – 1990 (Italia), UTE C15-531- 1986 (Francia), AS 1768-1991 (Australia)) avala, hasta el día de hoy, el sistema DAS.

2[2] Carpenter, R. "Lightning Protection for flammables storage facilities" Lightning Eliminator & Consultants, Inc

3[3] Lalande Ph., Etude des conditions de foudroiement d´une structure au sol, Thèse 9/98.

4[4] Campo ambiente mínimo que permite la propagación estable del líder ascendente positivo

De: Jorge Sánchez Losada
Enviado el: Lunes, 22 de Julio de 2002 04:29 p.m.

Queridos compañeros,

En primer lugar, me gustaría indicar que los comentarios que se están realizando sobre el tema son muy interesantes, he de reconocer que no soy ningún experto en el tema ni tengo experiencia práctica, pero creo que es muy importante, dada la importancia de las descargas atmosféricas y sus consecuencias para las instalaciones en general, un conocimiento mínimo.

Resumiendo un poco lo que hasta ahora se ha dicho sobre el tema, entiendo que los SPDA se pueden dividir en:
- "Puntas Franklin": El sistema más tradicional y para el diseño del cuál se ha de tener en cuenta el radio de protección, y sobretodo una buena puesta a tierra.

(Aquí me gustaría hacer un inciso ya que un comentario que realizó el compañero Jair Aguado en lo referente a los términos "Resistencia de puesta a tierra" y "Equipotencialidad" difieren un poco de los conceptos que yo tenia formados al respecto: Si no recuerdo mal Jair indico que ambos términos son sinónimos y yo siempre he entendido que el término Rpat se obtiene como relación entre la tensión entre el punto de estudio y otro considerado como tierra lejana al hacer circular una intensidad determinada, siendo por tanto un factor que depende de como se realiza la p.a.t. y del tipo de terreno. En cambio equipotencialidad hace referencia a la escasa diferencia de tensión entre dos puntos determinados y esta muy influenciado por el modo en que se realiza la p.a.t. (por ejemplo, cuanto más pequeña sea la cuadrícula de la malla de la red de tierras mejor) y también depende del terreno. Parece pues que ambos factores vienen determinados por lo mismo, pero creo que se puede dar el caso que tengamos un Rpat de un valor elevado y en cambio, obtengamos una buena equipotencialidad gracias a la red de tierras. ¿Es eso así?)

- Equipos ESE: que básicamente son puntas franklin pero disponen de un elemento que según indican los fabricantes facilita que el streamer del rayo se inicie desde el equipo (ionizando el aire del entorno mediante una punta radiactiva, aumentando el campo eléctrico a través de impulsos, etc.) por tanto en teoría el radio de protección es mayor que en una punta franklin convencional. Digo en teoría porque según creo entender todavía no esta claro del todo. Lo que sí esta claro es que la función final de estos equipos es la misma que una punta franklin, atraer el rayo hacia ellos y drenarlo hacía tierra por un camino controlado. Por tanto los requerimientos de diseño han de ser prácticamente los mismos.

- Equipos CTS: sobre estos equipos creo que no será necesario indicar nada pues ya se han mostrado amplias opiniones en la lista.

Y aquí introduzco otro elemento más para que aquellos que quieran puedan dar sus opiniones al respecto:

Hace unos días acudí a una presentación de un equipo "inhibidor de la formación de rayos" desarrollado por prototal. A mí entender es un equipo que tendría las funciones de un CTS pero la geometría del mismo es totalmente diferente, pues no se tratan de colocar un gran número de púas para incrementar el efecto corona, sino que es un terminal semiesférico que está aislado del mástil a través de un material dieléctrico (me pareció entender que hablaban de una especie de semiconductor) en el cual reside la gracia del sistema. Creo que podrán encontrar una

explicación más detallada en la dirección www.prototal.com. La verdad es que la explicación que dieron no fue muy convincente pues no tenían muy claro todo el comportamiento real del equipo y fue algo muy difuso, eso sí la puesta a tierra tenía que ser buena. Para avalar su funcionamiento indicaron una serie de instalaciones que habían tenido problemas de descarga y que desde que han instalado el equipo no han vuelto ha suceder, cuestión de estadística? No sé. Lo que si que creo es que el funcionamiento teórico del equipo es muy interesante y diferente a los anteriormente citados, otra cosa es que acabe funcionando como se indica o simplemente se trate de una punta franklin más costosa.

Lo que si queda claro es que en todos los sistemas una de las recomendaciones, tal y como indicaba Juvencio Molina, es conseguir y mantener una buena puesta a tierra. A parte de la puesta a tierra, creo que como realizar el trazado del conductor que une la puesta a tierra con el SPDA también tiene su importancia. Si no estoy equivocado el trazado ha de ser lo más recto posible, evitando realizar curvas que puedan incrementar la inductancia del cable, ya que ha frecuencias bajas estoy no ocasionaría problemas, pero a frecuencias altas (un fenómeno de descarga atmosférica tiene un valor de frecuencia elevado) esta L grande podría ocasionar que la impedancia del cable fuese mayor que la impedancia del entorno y esto ocasionase que el rayo drenase por otros caminos de menor impedancia no diseñados para ellos. Lo digo porque he oído algún caso de una casa en la montaña con un pararrayos en su tejado y el cable de bajante bordeaba la cornisa del tejado, cayó un rayo en el pararrayos y la corriente atravesó la cornisa del tejado en vez de seguir el cable que la bordeaba.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 23 de Julio de 2002 09:51 a.m.

Jorge Sánchez cordial saludo, si tu has leído la respuesta que me envió el Dr. Torres respecto a los sistemas te darás cuenta que hay muchas falencias técnicas y dudas respecto a esos métodos.

Respecto a que yo diga que es sinónimo decir una buena tierra y un sistema equipotencial, esa no es la idea tu te respondes abajo, lo que plantee es que la gente del CTS decía que no se necesita una buena tierra sino un sistema equipotencial y mi concepto es que uno desarrolla una buena tierra para obtener un buen sistema equipotencial los dos términos son estrechamente ligados ese es mi planteamiento.

Tu te respondes por que dices que estuviste en una conferencia donde presentaron un método de estos y confirmar que necesitas una buena tierra, como lo escribí alguna vez se vuelve ha cerrar el círculo.

Comentario

De: Juvencio Molina
Enviado el: Sat 3/12/2005 4:18 PM

Tal como lo plantea el Dr. Moussa en su nota anexa, un aspecto fundamental en el tema de la protección contra rayos es que el usuario tenga la oportunidad de conocer las ventajas y desventajas de las tecnologías. Es importante trabajar en dirección a educar al usuario del que, el como y las limitaciones de los sistemas. Está en juego la integridad física de personas y de las instalaciones.

Muchos fabricantes de sistemas CTS atacan a la tecnología convencional de puntas franklin, basados en el argumento de que los efectos directos e indirectos del rayo son peligrosos al ser interceptados y drenados a tierra, en la insatisfacción de los usuarios por el pobre desempeño de estos sistemas, etc.

Para ello presentan encuestas de satisfacción a los clientes y usuarios y por supuesto los sistemas de protección están muy mal parados. (Han sido los eternos olvidados en todos lados) Y la tecnología CTS, proclaman ellos, elimina todo esos problemas porque va a la raíz del asunto...elimina el rayo...Lo cierto es que los experimentos y pruebas de campo realizados en términos independientes ha demostrado consistentemente que los CTS no eliminan el rayo principalmente por su incapacidad y limitaciones físicas para lograr transferir a la atmósfera los iones que conforman la carga eléctrica necesaria para lograr el equilibrio eléctrico entre la celda de tormenta y el suelo. Las pruebas también han demostrado que un CTS no tiene un desempeño superior a las puntas Franklin. Se desempeña igual.

La verdad es que las famosas encuestas a los clientes muestran un instante actual, presente, por ejm. ha ocurrido una falla o una daños a equipos por presencia de rayos y el usuario se encuentra desesperado…

¡¡¡¡ Imagínense uds. la actitud de un gerente petrolero que está observando desde la ventana de su oficina como arde en llamas su patio de tanques como consecuencia de un rayo...y que hace algunos meses atrás se le habían quemado las tarjetas electrónicas de la sala de control...al frente el tiene la tabla de compromisos de producción y al lado cuanto es su bono de producción por objetivos cumplidos.. !!!

Bueno pero que hay detrás de la desesperación del usuario porque su sistema ha fallado..???

La experiencia ha demostrado que quienes fallamos consistentemente somos las personas y generalmente las normas bien aplicadas funcionan y cumplen su propósito declarado...Proteger en los niveles razonables que permiten las probabilidades…

Las personas fallamos, por ejm en el caso del gerente petrolero de arriba, porque nunca atendió sus sistemas y pensaba que con el hecho de tener una punta Franklin instalada en el techo de la planta ya estaba protegido.
Nunca se inspeccionó, evaluó ni se aseguró de la funcionalidad activa del sistema de protección contra rayos…

Si alguna vez se intentó hacer algo, es casi regla, y aunque parezca increíble, aquí en Venezuela cayó en manos de pseudotécnicos y de los que es muy fácil encontrar ya que son conformados por un montón de ingenieros, técnicos que dicen conocer el tema y en realidad actúan como brujos, aprendices y artesanos...quienes en realidad causan mas daños que soluciones en sus intervenciones...

Esto es un poco el contexto que permite que los vendedores de sistemas CTS exhiban experiencias de clientes satisfechos o encuestas de satisfacción en la cual los sistemas Franklin quedan muy mal parados y los de ellos son la panacea…

Simple...si en mi planta instalé hace 30 años unas puntas y nunca me he ocupado de ellas, cae un rayo y causa un desastre...que voy a responder en la encuesta.. !!!! El sistema Franklin no sirve...y además es peligroso..miren uds. como quedaron las tarjetas del PLC de la bomba esa..¡¡¡¡

Viene el vendedor de CTS, le instala una "sombrilla" que deslumbra a ese cliente y mientras se entretiene mirando hacia arriba el vendedor le instala unas barras químicas, enlaza todo el sistema de tierra y le vende adicional unos protectores de surge, los cuales por supuesto el también ha dimensionado e instalado..y ya está.. Ahí tenemos otro cliente satisfecho y con la chequera abierta…

Es interesante que este tipo de debates se planteen y ojalá se den... es la vía para ir limpiando tanto oscurantismo en relación al tema de la protección contra rayos y la forma de superar tantos mitos y leyendas…

Comentario

De: Marcos Ramírez
Enviado el: Sat 3/12/2005 4:18 PM

Con relación los "paraguitas" famosos del Norte de Monagas (PDVSA – Venezuela), aunque no estuve involucrado en aquel momento en el equipo técnico de revisión y conceptualización del sistema, posteriormente el colega de la empresa consultora que realizó la revisión del caso, me mostró una comunicación enviada a la gente de LEC, con observaciones muy serias acercas de los sistemas DAS, y extraoficialmente me dijo que la compra se habia realizado por una decisión atada al compromiso del desembolso del presupuesto de inversiones. En BITOR Morichal, segun entiendo instalaron los DAS, luego de una labor de "vendedores" muy bien aceptada. No se si, alguno de nuestros compañeros tenga información mas precisa al respecto. Lo que si es importante, que con todas estas lecciones aprendidas y con la información adecuada, si en nuestras responsabilidades está especificar/diseñar, sistemas de protección contra descargas atmosfericas, tenemos suficientes argumentos para descartar los DAS.

De: Ignacio Domínguez
Enviado el: Monday, March 28, 2005 4:10 PM

Ahora que recuerdo, en PDVSA Occidente hubo una experiencia con los allá llamabamo "espelucaos" (creo que también le dicen "puercoespines"). Se instalaron en líneas de 115 kV en el Lago de Maracaibo y, si mal no recuerdo, después de eso la tasa de salida por descargas de las líneas aumentó. Hasta donde me alcanza la memoria, se le hizo el reclamo a LEC y ellos repondieron que se debió a una mala instalación y propusieron una mejor en ésta que fundamentalmente consistía en instalar 8 dispositivos en lugar de los dos que se habían instalado originalmente. A esto siguió una decisión ejecutiva de eliminar los susodichos "espelucaos".

De: Juvencio Molina
Enviado el: Monday, March 28, 2005 4:57 PM

Estoy de acuerdo. Debe ser nuestra aptitud informar y en la medida de lo posible educar en el estado del arte de protección contra rayos a los usuarios, los cuales en su mayoría lo único que tienen es la desesperación de los equipos quemados, un sistema Franklin instalado en su techo, pero ningún conocimiento técnico sobre la solución y así son presa fácil de los vendedores de ilusiones de ESE o CTS.

En mis funciones de consultoría he tenido la oportunidad de hacer las asesorías y en varios sitios hemos logrado demostrar que los sistemas Franklin funcionan cuando el sistema se diseña, instala y mantiene apropiadamente y con respeto a lo establecido en las normas como NFPA-780 e IEC. Por supuesto los sistemas han costado muchos menos que el sistema CTS más económico del mercado en Venezuela (uno de fabricación nacional). Al comparar un sistema Franklin con este CTS este cuesta 35 veces más que uno Franklin.

No se trata de defender los sistemas Franklin porque si.. Se trata de que es la solución técnica aceptada, la que cuenta con el mayor consenso y la cual se ha demostrado que funciona según lo que postula su filosofía de diseño y con las limitaciones físicas de un nivel de protección no infalible, pero satisfactorio en la mayoría de los casos.

Queda de nuestra parte ser serios en las propuestas de soluciones porque otro de los elementos que atenta contra la confianza de los usuarios es el canibalismo de mercado y la falta de aplicación de inspección o supervisión oficial, por lo menos acá en Venezuela, y así vemos existen "expertos en protección contra rayos", salidos desde debajo de las piedras quienes vienen y por "tres lochas" instalan cualquier cosa parecida a un Franklin en el techo del usuario y cuando ocurre el rayo, el sistema no hace su trabajo y se originan "daños colaterales" se produce una desconfianza natural la cual es muy difícil de que el usuario quien al fin y al cabo es quien está padeciendo la logre superar..

De: Julio Borrero
Enviado el: Tuesday, March 29, 2005 10:55 AM

Sres. en la experiencia que tuve hasta el 2002 en la Refinería el Palito (Venezuela), les informo que la misma esta full, llena hasta los teque-teques de los sistemas de disipación (espantarrayos) vendidos por LEC llámense coloquialmente “paraguas” y “alambre con puntas alrededor de los techos de los tanques de almacenamiento”, de acuerdo a lo que ví en los años que estuve por allá una vez instalados estos sistemas aumento el numero de descargas atmosféricas (en la refinería muy muy rara vez caía un rayo) los rayos caían sobre todo en los paraguas instalados en postes de mas de 20 mts de altura.

Definitivamente estos sistemas no cumplieron con lo prometido por LEC supuestamente debieron evitar la caída de los rayos ya que en teoría descargan las nubes.

En los reclamos que en su momento supe que se le hicieron a LEC ellos alegaron falta de mantenimiento en los sistemas.

3. Acerca de los pararrayos con dispositivos de cebado

Pregunta

De: Gabriel
Enviado el: Thursday, June 26, 2003 11:44 AM

Soy estudiante de la UTN - FRBB y quisiera saber cuales son las diferencias entre pararrayos activos y pasivos, como funcionarían y como sería el cálculo si yo seleccionara cualquiera de ellos para protección.

Respuesta

De: Marcos Agustín Virreira
Enviado el: Wednesday, July 02, 2003 8:49 AM

Estimado Gabriel:
El tema de los pararrayos activos o PDC (pararrayos con dispositivo de cebado) es un tema muy complejo y no menos polémico. Existe una gran discusión acerca de su efectividad y aplicación entre quienes aseguran un mayor volumen de protección y quienes, argumentando que los ensayos no reproducen las condiciones reales de funcionamiento, se mantienen escépticos.

Existen pocas normas que han contemplado a estos pararrayos, si no me equivoco sólo las normas Francesas NFC, las Españolas UNE y las IRAM. No he tenido noticias de normas por parte de las conservadoras normas alemanas VDE y las normas internacionales IEC.

El principio de funcionamiento es el siguiente (aplicable únicamente a rayos negativos nube tierra):
Cuando se produce un rayo de este tipo, un líder descendente avanza desde la nube hacia la tierra. Cuando éste se acerca a la tierra se producen en ella líderes o trazadores ascendente que tratan de alcanzar al líder descendente. El líder o trazador ascendente que alcance al descendente determinará el lugar de impacto.

Los P.D.C. tiene distintos "mecanismos" que logran que el líder ascendente que se origina en ellos lo haga antes que los líderes que se originan en otros puntos de la tierra (por ejemplo puntos de la estructura a proteger) de esta manera se logra que sea más probable que el líder iniciado en el pararrayo alcance primero al líder ascendente y de esta manera capte el rayo.

Mi opinión personal es que los P.D.C. son realmente más efectivos que los pasivos pero no sé cuál es la forma correcta de conocer su volumen de protección, es decir no sé cuánto más efectivos son. En gral. los fabricantes proveen tablas de cálculo con zonas de protección que me parecen exageradamente grandes y no logro relacionar completamente los resultados de los ensayos con los volúmenes de protección resultantes.

Espero haber podido ser claro, es difícil explicar todo en un mail, sobre todo cuando el tema es complejo como éste. Seguramente va a intervenir, y pueda darte más datos mi estimado amigo Diego Minutta, quién tiene una gran experiencia en ensayos de laboratorio e instalaciones de este tipo de pararrayos.

Ya me olvidaba, con respecto a los pararrayos pasivos creo que el método más conveniente es el de la esfera rodante. Este método consiste en colocar el captor de forma tal que una esfera, de radio R que viene rodando por el piso y pasa por encima la estructura a proteger, lo haga sin tocarla, es decir tocando sólo el piso, otras estructuras y el captor. Según la eficiencia deseada del sistema de protección el radio de la esfera puede ser 20, 30, 45 ó 60 metros (que corresponden a eficiencia del 98, 95, 90 y 80% respectivamente).

Un método más simple es el del cono. Consiste en colocar el captor de forma tal que la estructura a proteger esté dentro de un cono con vértice en la punta del captor. De la misma forma que el anterior se puede usar, según la eficiencia requerida, con ángulos de 25 (con captores de hasta 20 metros), 35 (con captores de hasta 30 metros), 45 (con captores de hasta 45 metros), y 55 grados (con captores de hasta 60 metros).

Yo personalmente recomiendo no usar el método del cono salvo que se conozca bien los dos métodos, ya que usando el método del cono es fácil cometer grandes errores como por ejemplo creer que se puede proteger un edificio de gran altura (por Ej. uno de 65 metros) solamente con captores en el techo, cosa que no es posible.

No quiero extenderme más, pero te pido que sigas consultando las partes que no entiendes para poder ampliarlas más.

Marcos Virreira
Córdoba-Argentina

4. Más acerca de los pararrayos “activos” (CTS y otros) y sus fabricantes

Pregunta

De: Dante Linares
Enviado el: Sábado, 12 de Marzo de 2005 08:30 p.m.

Hola,

Deseo información sobre pararrayos, no los de lineas de transmisión ni de subestaciones, si no aquellos que compiten con los franklin, incluyendo los llamados ionizantes PDC, pido que si alguien tiene la experiencia suficiente me diga si existen pararrayos que verdaderamente (comprobado bajo pruebas y ensayos) que garanticen la atracción del rayo y otros que lo eviten.

Conozco instalaciones con pararrayos PDC donde el rayo cae en cualquier sitio menos en el pararrayos PDC, por lo que estoy dudando de estos.

El tema adicional, es la estrategia de instalación o montaje, intento proteger zonas abiertas de trabajo, como construcción de estaciones de hidrocarburos o minas a tajo abierto. Deseo recomendaciones sobre el particular.

Quedo agradecido de antemano.
Dante Linares

Respuestas

De: Manuel López Villaseñor
Enviado el: Monday, March 14, 2005 6:37 AM

Buenos días Dante,

Adjunto un archivo donde se explica la teoría de funcionamiento de unos pararrayos que evitan la atracción del rayo en una zona determinada, pueden ser 40, 80 o 150 metros de radio, la marca es Total Ground y se fabrican en Guadalajara, México, puedes ver mas información y fotos en la siguiente página web: www.totalground.com

Compiten con los franklin y además son más económicos.

Yo soy distribuidor en la zona norte de México.

Saludos cordiales,

Ing. Manuel López Villaseñor
VM Consultores y Contratistas
Monterrey, Nuevo León, México
www.totalground.com

De: Miguel Martínez
Enviado el: Martes, 15 de Marzo, 2005 05:59:58

Apreciados Amigos Listeros y Manuel López:

El documento que fue adjuntado, tiene varios aspectos que deben ser tratados con mucho cuidado.

1.- La forma como este fabricante explica el fenómeno de la formación del rayo, es muy básico y pareciera mas para estudiantes de secundaria que para ingenieros o técnicos involucrados en diseño.

2.- Hace mención a las normativas NFPA780 y a la Mejicana, las cuales no mencionan absolutamente nada y por lo tanto no permiten la instalación de los equipos Total-Ground. Eso pareciera una treta para confundir a las personas que no conozcan dichas normas.

3.- Habla sobre el efecto de los objetos puntiagudos para indicar o justificar la razón por la cual las puntas deben ser puntiagudas. La razón expuesta es totalmente falsa y muchos sistemas de pararrayos pueden funcionar con idénticas características teniendo putas redondeadas, e incluso tener un mejor comportamiento a la hora de iniciar la formación del canal ascendente. Este principio se basa en el comportamiento de este tipo de electrodos ante grandes intensidades de campo eléctrico. Para mejor referencia, le recomendaría revisar el libro "Lightning and lightning protection" de R.H. Golde.

4.- El sistema planteado por Total-Ground es idéntico al tratado por Lightning Eliminators and Co, dirigido por el Sr. Roy Carpenter. Creo que se han hecho ya cantidad de comentarios acerca de este punto en esta lista y por que desde el punto de vista científico, esta tecnología deja mucho que desear pues el basamento físico que trata de hacerse no es apropiado para este tipo de fenómeno así que no justifica ni demuestra la funcionabilidad de este tipo de elementos de protección.

5.- Recomiendo revisar muchos e-mails anteriores del Ing. Juvencio Molina, al respecto.

6.- Invito a los amigos listeros a que no se dejen convencer por este tipo de tecnologías sin antes haber revisado su historial real, ya que sin querer, se puede estar trabajando con equipos no normalizados y de dudosa eficacia técnica, ya que también existen gran cantidad de reportes acerca de que no funcionan correctamente.

7.- Muchas veces una instalación tiene daños por culpa de descargas atmosféricas, debido a un mal proyecto o mal mantenimiento del sistema de protección. Generalmente, estas personas que tienen a cargo el mantenimiento de la instalación piensan que es que el sistema

convencional no funciona correctamente, sin percatarse de las verdaderas causas del problema (ya ha sido también comentado por Juvencio). Así, que optan por probar nuevas tecnologías, muchísimo mas costosas como la planteada en este mensaje. Y al final resulta que las instalan y el sistema en muchos años no falla. ¿Qué pasa entonces?

a.- Los eventos originados por los rayos son totalmente probabilísticos y pueden pasar muchos años sin incidentes o de repente tener muchos incidentes en un año.

b.- El fabricante de estos "equipos", hace una instalación completa que no solo contempla su sistema de "disipación", sino que también busca valores muy bajos de resistencia de puesta a tierra e incorpora equipos de protección contra sobretensiones. Todo esto no garantizado en la instalación inicial que fallo.

c.- Aunque el equipo de disipación "falle", pues no se va a notar en cuanto a daños, por todas las medidas tomadas en b y por lo tanto para el ingeniero de la instalación, esa ha sido la solución ideal.

Se puede ver el craso error de las estadísticas que se originan al comparar una instalación previamente mal diseñada con sistemas de protección normalizados y el posterior sistema que incorpora (ojo al comentario) una punta Franklin "muy cara" (porque eso es lo que es al final), pero que se salva por tener un extraordinario sistema de puesta a tierra y sistema complementario de protección contra sobretensiones.
Al final tenemos una instalación muy costosa que no funciona como nos la han prometido pero que reduce las fallas del sistema por las razones antes expuestas.

Pero YA VA: ¿Qué pasa si falla?
¿Que dirá este fabricante y otros muchos? (se los cuento por experiencia personal):
a.- Que el sistema no tiene buen mantenimiento y que no es culpa de ellos.
b.- y otros más.

Así que ojo con este tipo de cosas, pues por experiencia personal les digo que tienden a ser muy engañosas.

Yo llevo en este campo peleando con fabricantes desde hace mas de 8 años y esto toma en cuenta tanto ensayos de laboratorio como revisión de instalaciones.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simón Bolívar
Caracas - Venezuela
High Voltage Research Group
http://prof.usb.ve/mmlozano

5. Utilización de normativas para protección contra descargas atmosféricas – Soluciones para el mejoramiento de sistemas de puesta a tierra

Comentario

De: Miguel Martínez
Enviado el: Mar 22/11/2005 17:41

Apreciados amigos:

Quiero responder y complementar un poco lo dicho en el email preparado por Diego Minutta.

Es cierto que existe un amplio compendio normativo a nivel mundial, pero hay que separar y clasificarlo en dos:
- Normas Internacionales
- Normas nacionales.

En general, las normas Nacionales (aplicadas en el país originario), están por encima de las normas internacionales, aunque generalmente se basan en ellas o están en relativa concordancia. Sin embargo, lo que no es lógico es que en un país, se realice un diseño basado en una "Normativa Nacional" de otro país. En este caso solo aplicaría la Norma Internacional. Es decir, no es lógico que en Venezuela existiendo la norma nacional COVENIN 599 y la internacional IEC 61024-X, utilice la NFC o UNE de Francia o España y mas si estas ultimas disponen puntos contrarios o discutibles con las primeras.

Es un poco de sentido común.

Hay que notar que existen muchos comerciantes "vagabundos" que venden cualquier producto basándose en normas nacionales de Kirguizistan o similares, a fin de aprovecharse de la ignorancia de muchos ingenieros o profesionales en general. Estos productos suelen no cumplir con estándares básicos de seguridad y en general no se garantizan ni desde el punto de vista de calidad de los materiales empleados en su elaboración.

Este es el caso de pararrayos con dispositivos tipo ESE. Tengo una anécdota de un fabricante español que me decía que tenía dos productos uno con sello CE y otro genérico de menor costo para el mercado suramericano. Le pregunte sobre la diferencia real de ambos productos que externamente se vean idénticos y encontré que no estaban ensayados correctamente y en general el tipo de material y recubrimiento era de menor calidad. ¡Imagínense!. Eso aparte de que la tecnología ESE presenta dudas reales y en general comprobadas acerca de su poca efectividad desde el punto de vista de lo que especifican los fabricantes.

No es el momento de discutir sobre los aspectos técnicos de los ESE, ya que yo tengo una visión muy particular al respecto, basada en experiencias personales serias en diversos laboratorios de Alta Tensión en Suecia, USA y Venezuela.

Respecto a los sistemas de puesta a tierra, en general estoy de acuerdo con Diego en sus apreciaciones. Existen productos de puesta a tierra no convencionales (barras químicas, soluciones electrolíticas, productos acondicionadores), que han sido validados seriamente y que conociendo sus limitaciones son ofrecidos de forma ética a los clientes. Dentro de ellos,

me llama mucho la atención el producto de Landtec, y su comportamiento en suelos congelados. También hay productos como el FAVIGEL de Colombia y otro Chileno que no recuerdo su nombre.

Sin embargo, hay otros equipos como un tal GAUSS no se que cosa, que indica el diseño de un producto (jabalina) en función de su orientación al polo Norte terrestre. Eso me parece toda una tomadura de pelo y la revisión de las especificaciones técnicas que he realizado, me han parecido de muy bajo nivel.

Si bien, es cierto que hay que hacer muchas consideraciones, pues no siempre el uso de químicos o barras químicas como las ofrecidas por Landtec, son la solución mas económica, ni si quiera la mas acertada técnicamente y eso es relativamente fácil de validar, en ciertas características de suelo (resistividad y PH) así como humedad.

En fin, que es bueno estar enterado de todas las posibilidades y hay que creer poco en la solución única y mágica, sobre todo en terrenos tan escabrosos como los de las puestas a tierra y la protección contra rayos.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar
Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas – Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

6. Opiniones acerca de los pararrayos “activos” (ESE y otros) y nuevas tecnologías de protección contra rayos

Pregunta

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Sunday, November 27, 2005 7:51 PM

Estimado Miguel: Comentas en tu correo experiencias con pararrayos activos. ¿Puedes comentarnos algo de esto?

Respuesta
De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 28 de Noviembre, 2005 15:00:49 (+0100)

Apreciado Enrique:

Como he dicho en anteriores mensajes, discrepo fuertemente de muchos fabricantes de pararrayos basados en la emisión temprana de iones.

Hay varias cosas que comentar, pero tal vez lo podríamos resumir en dos aspectos:

- Altísima variabilidad (> 300%) en tensiones de incepción de corona y corrientes predescarga, entre fabricantes que tienen idénticas especificaciones.
- El montaje experimental que exige la NFC para las validaciones, no tiene ninguna similitud real en cuanto a imitar el campo eléctrico atmosférico a diferentes alturas, por lo que no se cumple ninguna relación real entre el movimiento o emisión de iones a diferentes niveles de tensión. Esto justifica que en laboratorio, estos dispositivos actúen mas rápido que una punta franklin convencional, pero no es extrapolable en absoluto a una condición real.
- Se han desarrollado experimentos interesantes en Sri Lanka , dando como resultados que en condiciones de campos eléctricos atmosféricos reales, el comportamiento del dispositivo ESE, es idéntico a una punta Franklin convencional (de hecho esto corrobora los resultados obtenidos por Golde, ya en los años setenta, que fue realmente cuando empezó el "boom" de este tipo de productos). Golde posee un libro interesante donde desarrolla toda su teoría acerca de este tipo de dispositivos y es muy bueno. Si quieren puedo preparar un material, escanearlo y enviarlo a la lista para su revisión y discusión.

Sin embargo, pienso que tecnológicamente no nos debemos quedar en la punta Franklin convencional. Deben seguir auspiciándose y promoviéndose proyectos que busquen alternativas validas de nuevas tecnologías para el mejor entendimiento y protección contra el rayo. Pienso que si se superara el umbral de la necesidad de ganar mercado y dinero a costa de productos no validados, pues los fabricantes podrían dedicarse a investigar realmente sobre la efectividad de sus inventos o en consideraciones para variar hasta conseguir algo válido.

Evidentemente validar un dispositivo de estas características, es más que ensayarlo en un laboratorio y pasa por una evaluación exhaustiva en campo, lo que lo hace engorroso, lento y caro. Pero ese debe ser el camino.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar
Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

Pregunta

De: Yurimary Buitrago
Enviado el: Martes, 16 de Agosto, 2005 15:24

Buenas, deseo información referente a protección atmosférica pero que no sean pararrayos radioactivos, imágenes, cálculos, y cotizaciones.

Y si poseen información sobre el Prevectron tipo P4 se los agradecería.

Respuesta

De: Miguel Martínez Lozano
Enviado el: Jueves, 18 de Agosto, 2005 20:02

Apreciada Yurimary:

En la web hay mucha información sobre los tópicos a los que haces referencia, aunque ciertamente en general son poco útiles. Respecto a lo que buscas de protección atmosférica, es bueno que revises la siguiente página: http://www.lightningsafety.com/

Desde mi punto de vista personal, no te recomiendo utilizar o proyectar sistemas de protección basados en tecnologías ESE (Early Streamer Emission), como los Prevectron, pues su validez técnica esta refutada ampliamente por expertos científicos del área. Realmente no aumenta el área de atracción como plantean sus fabricantes.

Para los sistemas de protección contra rayos, se debe utilizar dispositivos pasivos convencionales como las puntas franklin o hilos de guarda, tal como esta suficientemente especificado en las normativas: NFPA 780 e IEC 610024 (con todas sus partes). Además en Venezuela esta en elaboración de la normativa COVENIN 599 (si mal no me acuerdo el número). Así que puedes revisarlas para mayor detalle.

Yo tengo un material del contenido que dicte en una materia para Ingenieros Industriales en Madrid y que es muy general, pero podría servirte como introducción al tema. Te prometo que lo montare en mi página Web, pronto.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano

7. Elementos de un sistema de protección atmosférica para edificios

Pregunta

De: Juan Tejada Castañeda
Enviado el: Sábado, 29 de Septiembre de 2001

Saludos a todos los integrantes de la Lista.

Necesito información sobre los reglamentos o Normas sobre la instalación de pararrayos en los edificios, como: Tamaño de las puntas, distancia entre puntas, calibre del cable, tipo de tierras, si la tierra debe ser independiente o se puede utilizar el sistema general de tierras de la nave.

Gracias de antemano por su ayuda.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sábado, 29 de Septiembre de 2001 12:00 a.m.

Juan, si deseas construir un sistema de pararrayos debes tener presente que el mismo consta de tres elementos básicos: Captación, conducción a tierra y dispersión.

La captación se logra con puntas franklin, cables de guarda.

La conducción a tierra se logra con conductores bajantes. Si dispones de la posiblidad de conectarte al esqueleto de acero del edificio es una excelente opción. Si no lo puedes hacer y

requieres instalar conductores bajantes, estos deben ser lo mas cortos posibles, tendidos de manera recta y en la medida de lo posible se deben usar varios conductores bajantes. Debes recordar que los rayos generan impulsos de corriente y que un conductor bajante dispone de una impedancia por metro básicamente de tipo inductiva. Un impulso de corriente que ingrese a un conductor muy largo puede apreciar una impedancia infinita y obviamente "saltará" hacia otro sitio.

Un sistema de dispersión a tierra. Las zapatas de los edificios generalmente, debido al área que ocupan, son excelentes dispersores. Si no puedes usarlas y requieres un sistema de puesta a tierra este debe tener valores bajos de impedancia y debe tener una construcción tal que limite a valores seguros los valores de voltajes de toque y de paso.

Obviamente acá no se pueden incorporar todos los detalles que contienen el diseño de un SPR. Ubica la norma NFPA-780 de los EEUU o la norma IEC-61074 para que aprecies las metodologías de diseño, constructivas, materiales y requerimientos de inspección y mantenimiento de estos sistemas.

No debes olvidar que un sistema de protección contra rayos debe incorporar elementos de protección contra impulso electromagnético y voltajes transferidos. Tienen la función de evitar los efectos de acoplamientos y proteger los equipos sensibles (computadoras y cosas parecidas) dentro del edificio. La protección de equipos sensibles se logra siguiendo las pautas indicadas en IEEE-1100 y en IEC-61312, año 1995.

Todas las normas recomiendan el uso de un único sistema de puesta a tierra. Tierras equipotenciales. Esto significa que si tienes distintos sistemas de tierra debes interconectarlos...

8. Metodología de diseño de un sistema de protección atmosférica para proteger una edificación

Pregunta

De: Carlos Custodio
Enviado el: Jueves, 30 de Septiembre de 2004

Quiero pedirles ayuda para realizar el cálculo de pararrayos para proteger un edificio. Si tienen esta información les agradecería mucho. ¿Cuantas puntas se deben colocar?, ¿Distancias entre ellas? ¿Tipos de conductores recomendables?

Atentamente,

Carlos G. Custodio L
INTECAP, Centro Guatemala Uno

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 30 de Septiembre de 2004 08:02 p.m.

Carlos, No tengo idea de tu pericia en el tema.

Solo te puedo decir que hacer un buen diseño requiere varias cosas las cuales no son triviales. No se trata de poner una punta aquí, otra allá y listo. Se trata de un desarrollo de ingeniería el cual implica sistemas captadores, bajantes, sistema de puesta a tierra y medidas de protección contra efectos secundarios del rayo, especialmente cuando existen sistemas sensibles, tales como equipos electrónicos, etc. Es decir, la protección contra rayos es un enfoque de protección integral.

Voy a esbozarte algunos tips para que "enrumbes" tu diseño

Debes:

1.- Determinar el nivel de protección requerido por tu instalación:
Para ello es necesario efectuar una evaluación del riesgo de impacto de rayo en el sitio. El riesgo de impacto de determina en función de las características ceraúnicas de la zona (# descargas-año/km2) y para ello debes trabajar con la información o mapa ceraúnico de tu país. Adicional en el riesgo de impacto deben considerarse las características de la estructura a proteger, el material que contiene, su importancia, etc.

2.- Se compara el valor aceptable de descargas vs. la probabilidad de descargas en la zona y de ahí se obtiene el nivel de protección requerido, así como la eficiencia del sistema.

3.- Disponer de la topografía (planta y elevación) de la estructura a proteger y determinar, mediante un método tal como elelectrogeométrico (ejm. Esferas Rodantes) los puntos de impacto y la disposición de los sistemas captadores (Puntas Franklin, por ejm).

4.- En función de los valores de corriente esperados de la descarga, altura de la estructura a proteger y otras características se determina el # de bajantes.

5.- Se diseña el sistema de puesta a tierra en función de punto de impacto, # de bajantes, resistividad del terreno y configuración geométrica de la red de tierra. Debe recordarse que esta red de tierra NO se diseña para descargas de corriente de tipo industrial, debe diseñarse para corrientes tipo surge y su control de voltajes de toque y de paso debe tener efectividad ante el surge.

6.- Se interconecta todo de manera que los caminos conductivos entre las puntas de captación y la red de disipación de tierra sea lomas corto posible y deben evitarse dobleces y giros en ángulo recto de los bajantes porque en esos puntos de giro se producen arcos entre el bajante y la estructura debido a la elevación de gradientes de potencial en esos puntos en el momento de la descarga.

7.- Se interconectan las redes de tierra industrial, sistemas sensibles y de SPR en un punto único

8.- Se existen equipos sensibles y la eficiencia del sistema instalado resulta en teoría menor que la eficiencia téorica requerida entonces se requieren medidas adicionales, entre las cuales se tienen por ejm equipos SPD (Surge Protective Devices) para equipos sensibles. La energía a disipar por estos equipos debe ser estimada para dimensionarlos apropiadamente.

Todo lo anterior es un "bosquejo" de las metodologías indicadas en las normas NFPA-780 e IEC-61024 las cuales basan sus recomendaciones en sistemas de puntas Franklin. Te recomiendo que las ubiques y te familiarices con ellas

Para tu información, existen otras tecnologías llamadas emergentes, tales como los sistemas de disipación (DAS) y los llamados pararrayos activos, tecnología ESE, las cuales aunque existen no han logrado probar que efectivamente son superiores a las puntas franklin y actualmente son centro de polémicas y encendidos debates entre la comunidad científica internacional. Incluso en este mismo foro hemos tenido líneas de discusión al respecto y hay bastante información en el foro y en los archivos del mismo.

En lo personal opino que las nuevas tecnologías no han demostrado ser superiores que las puntas franklin. He aplicado los procedimientos de diseño recomendados por las normas y se han apreciado mejoras sustanciales de las consecuencias de rayos, principalmente por las mejoras en los sistemas puesta a tierra.

Las llamadas nuevas tecnologías (Ya no muy nuevas porque tienen por lo menos 30 años en el mercado) no disponen de respaldo normativo y consenso a nivel internacional, además de que sus procedimientos detallados de diseño son potestad y propiedad de las empresas que usufructúan la patente.

A principios de septiembre de este año tuve la oportunidad de presentar un paper en el IV Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica sobre "Diseño y Adecuación de Sistemas de Protección contra Rayos" el cual en los próximos días voy a poner a disposición del foro.

9. Desventajas del uso de acero de refuerzo de estructuras como sistema de puesta a tierra

Comentarios

De: Miguel Martínez
Enviado el: Miércoles, 24 de Mayo, 2006 11:40

La conexión o uso exclusivo del acero de refuerzo como sistema de puesta a tierra tiene varias consecuencias que pueden ser graves según la situación. Esto es especialmente cierto si no existe una correcta conexión eléctrica sucesiva entre todas las varillas de acero (algo típico en construcción es que se unan por medio de alambres enrollados, lo que si bien da continuidad eléctrica, arrojando un valor en general muy bajo de resistencia de puesta a tierra, no es seguro ante corrientes significativas). Hay varios estudios técnicos que indican dos condiciones de riesgo para la estructura en caso de no garantizarse una unión soldada entre las varillas del acero de refuerzo y la peor es que ante la presencia de humedad, se produciría un shock térmico que haría estallar el concreto y dañar la estructura, esto a su vez en un riesgo para la seguridad de las personas.

Por ello y aunque de mayor costo, siempre se debe estudiar una alternativa que sea segura para la edificación, para los equipos y para las personas y esa recomendación pasa por la conexión directa entre el arreglo electródico y la infraestructura que lo requiere, a través de uno o varios conductores confiables.

Si el proyecto se inicia con las obras civiles de la edificación y se garantiza la conexión soldada y por tanto un camino continuo desde el equipamiento hasta la propia puesta a tierra (fundaciones de la edificación), entonces esta alternativa es viable y seguramente la más segura y económica (si se tienen en cuenta los problemas de corrosión por corrientes parasitas).

Sin embargo, si el proyecto garantiza que no hay involucrado un sistema de protección contra rayos que utilice ese camino de tierra como preferente y que en general las corrientes de falla que pudieran circular son bajas, entonces no solo es viable el uso de esa alternativa (conexión directa al acero estructural), sino que además será la mas económica y de menor impacto desde el punto de vista de obras. Es importante tomar en cuenta el comentario de Mirko, en cuanto a la unión por medio de bimetálicos para evitar la corrosión entre el cobre de los conductores de tierra y el acero de la varilla.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar
Dpto. Conversión y Transporte de Energía - Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 29 de Mayo, 2006 13:13

Apreciados Amigos:

Abarco dos temas con un par de comentarios breves, pero espero que comprensibles:

- De las conexiones al acero estructural, difiero de mi buen amigo Juvencio, ya que si bien puedes tener n mil derivaciones a tierra para la corriente del rayo, existe el problema fundamental que es que en estructuras (acero de refuerzo) no diseñadas para este fin, no existe continuidad eléctrica confiable para garantizar ese drenaje. Y ojo (lo pongo en mayúsculas con conocimiento de causa) SE PONE EN GRAVE RIESGO LA SEGURIDAD DE LA ESTRUCTURA Y DE LAS PERSONAS QUE SE ENCUENTREN EN EL ENTORNO. La explosión ocasionada por un problema de discontinuidad en un camino utilizando acero de refuerzo como bajante embebido en concreto (húmedo), es equivalente a una explosión de dinamita y los fragmentos de la estructura pueden (para corrientes de rayo bajas - 1 a 5 kA) salir disparadas a mas de 30 m de distancia. Si se va a utilizar un acero de refuerzo como bajante de pararrayos, debe estar diseñado adecuadamente para este fin y se debe garantizar una continuidad adecuada a lo largo de todo el camino y además garantizar que en ninguna parte del recorrido se superen los 200 grados centígrados que causarían la explosión por el efecto de evaporación del agua contenida en tan solo unos pocos nanosegundos. Estamos claros que si se garantizan estas condiciones posiblemente se tenga un extraordinario sistema de protección contra rayos y además de protección contra efectos secundarios (por el apantallamiento adicional que podría tener la estructura).

Saludos,

Prof. Miguel Martinez Lozano, MSc

10. Normativas existentes para diseño de sistemas de protección atmosférica

Pregunta

De: Alejandro Higareda R
Enviado el: Sunday, August 24, 2003 1:35 PM

Amigos y colegas:

Alguien tiene la normatividad requerida para sistemas de pararrayos?, en México no existe ninguna como tal, si tuvieran la IEEE, o IEC o francesa.

Estoy realizando un cálculo de pararrayos por el método de la esfera rodante o electromagnético, ya se los estaré enviando para sus consideraciones y criticas.

De antemano muchas gracias.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sunday, August 24, 2003 6:08 PM

Amigo la mejor normativa al respecto la consigues en IEC-61024.

En NFPA-780- 2000 también se usa el método electrogeométrico.

Existen diferencias muy importantes entre las dos normas. La gringa es menos analítica y establece un radio de 46 metros para la esfera lo cual determina prácticamente sin ninguna consideración adicional de evaluación de riesgos un nivel de protección III brindado por el SPR basado en terminales aéreos tipo punta Franklin o similares.

La IEC establece una metodología más rigurosa la cual a partir de un análisis de riesgos basado en probabilidades determinas el nivel de riesgo de la instalación y en consecuencia el valor de protección que requiere esta y también define la eficiencia del sistema que podría cubrir ese requerimiento de protección calculado.

Así para un nivel III de protección el sistema tiene una eficiencia del 90 % y el radio de la esfera será de 45 metros pero para un nivel de protección I la eficiencia del sistema a instalarse debe ser del 98% y el radio de la esfera ahora es de 10 metros.

Te sugiero que te acerques a alguna universidad de tu país en las cuales se dicte ing. eléctrica y es casi seguro que podrías conseguir las normas IEC.

Voy a comentar algo sobre Sistemas de Puesta a tierra que sirven de drenaje a Sistemas de Protección contra rayos

Un aspecto sumamente interesante e importante es las consideraciones de diseño que se deben hacer es que no basta con lograr un valor bajo de resistencia de puesta a tierra...Debes diseñar pensando en el control de voltajes de toque y de paso... Aquí está el quid del asunto...

La generalidad de los electricistas que calculamos redes de tierra verificamos las condiciones

de los voltajes de toque y de paso por IEEE-80 y para el caso de redes de tierra que sirven sistemas de pararrayos... NO APLICA LA METODOLOGIA DESCRITA POR IEEE-80 porque esta definida para fallas a frecuencia industrial...

Un sistema de puesta a tierra afectado por un rayo sufre acoplamientos inductivos y capacitivos que son las que en presencia del surge de corriente determinan la eficiencia del SPT como elemento de drenaje.

Las tensiones de toque y de paso aquí son gobernadas por una impedancia dinámica llamada IMPEDANCIA DE IMPULSO la cual debe ser calculada de manera apropiada...

Los conceptos de IMPEDANCIA de IMPULSO no son manejados por la norma NFPA-780 pero IEC-61024 y sus documentos relacionados si lo hacen... De hecho es tal la rigurosidad con la que IEC trata el tema que ya incluso la NFPA-780 hace referencia a esta norma.

Recomiendo ampliamente que trabajes sistemas de protección contra rayos según IEC-61024.

11. Comparación entre diseños bajo la norma NFPA-780 y las IEC

Pregunta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Noviembre de 2001

Sres, estoy interesado en conocer si alguien de uds. ha estado trabajando en diseños, evaluaciones o mantenimiento de sistemas de protección contra rayos implantados bajo las premisas de la norma NFPA-780 y de la IEC-61024 (Terminales Aéreos Convencionales)

El punto específico de interés es el intercambio de experiencias en los diseños de los sistemas de puesta a tierra según el enfoque de cada norma a fin de establecer parámetros comparativos de ventajas y desventajas.

La norma NFPA-780 no establece criterios de evaluación de voltajes de toque y de paso para las configuraciones de puesta a tierra que menciona. La norma IEC si lo hace para cada configuración que recomienda.

Sin embargo, la norma NFPA-780 es la vigente en los EEUU para este tipo de diseños y la IEC-61024 lo es para los países europeos y algunos fuera de ese continente.

En mi país (Venezuela) hasta la fecha son aceptadas ambas normas (No se pueden mezclar diseños)

Algunas preguntas son ¿Se puede afirmar que un SPR diseñado bajo NFPA-780 es mas eficiente que uno diseñado bajo IEC-61024? Son equivalentes?? o es mejor el diseño IEC??.

A mi manera de ver las cosas las diferencias entre ambos enfoques está en el tratamiento que se da a los bajantes del sistema y a la metodología de diseño del sistema de puesta a tierra y desde esa óptica a mi entender los diseños bajo IEC debería ser mas eficientes, aunque un poco mas costosos.

Aprecio sus opiniones y estadísticas…

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 13 de Noviembre de 2001 01:32 p.m.

Amigo Juvencio

Te metiste en campos bastante oscuros como es los sistemas de puesta a tierra.

Yo he sostenido que hablar de Tierras es como hablar de Dios cada persona tiene una idea diferente de Dios y cada ingeniero tiene una idea diferente de como trabajar los sistemas de puesta a Tierra pero veamos en como le metemos mano a tu pregunta.

Yo diseñe UPS's y Reguladores de Voltaje y uno de los inconvenientes que encontré fue la dificultad de homogenizar los conceptos de Tierras, para mi antigua empresa desarrolle un software bastante complejo para el calculo de mallas a tierras para la protección de sistemas de cómputo, mallas de radiofrecuencia y sistemas jaula de Faraday para sistemas de comunicación es bastante complejo. Cuando se comenzó la investigación para el desarrollo concluí que lo mas importante para el diseño de una malla es la caracterización electromagnética del suelo, en Colombia hay un instituto que en un módico precio te entrega la estratificación de suelos en todo el país y las diferentes capas y tipos de suelos basadas en los coeficientes dieléctricos de los mismos con base en estos datos pueden calcular de manera exacta la capacidad Dieléctrica del suelo y la profundidad ideal de situado de la malla se puede hacer simulación de los diferentes comportamientos de la malla bajo fallas del sistema y cuando el sistema es sometido a la extinción de un Rayo esto se desarrolla utilizando una herramienta matemática bastante interesante como es los elementos finitos con los cuales se puede simular como se reparte la corriente por la malla y como se generan superficies equipotenciales entre la malla en si y la tierra y como este fenómeno puede interactuar con mallas cercanas y afectar el funcionamiento de los equipos (es por este motivo que ya no se construyen mallas independientes para varios objetivos sino una que cubra un espectro grande).

Esta carreta medio aburrida es para centrarte en el espíritu de las normas gringas respecto a las tierras, debes caracterizar el nivel ceraúnico del sitio para poder determinar la capacidad de tu malla a partir de esto puedes incluir los niveles de voltaje de toque y de contacto estos valores son estándar pero repito dependen de como caractericen en sitio.

Otro aspecto importante en tener en cuenta es que por diseño los Aeropuertos se deben localizar en Zonas de baja incidencia de los rayos por seguridad tanto del lugar como de las naves por una razón sencilla las torres de los mal llamados parrarayos afectarían la visual, es por este motivo que los sistemas de puesta a tierra para Rayos en los aeropuertos carecen de un sentido practico (una cosa es que llueva y la otra es que llueva con tormenta eléctrica). Lo que los sistemas pretenden y en esto si son mas complejos es la reducción del ruido electromagnético tanto el conducido como el radiado y para estos las puestas a tierras son un blindaje ideal y necesario (Que tal un radar que se vea afectado por el ruido radiado por una subestación cercana o el ruido en modo común y normal inducido en las lineas de comunicación como afectarían los datos para los controladores?)

En cuestión de normas las IEC son las mas completas y en mi humilde opinión son las que recomiendo, el termino exigente es Bastante Relativo, hace cerca de 4 años atrás en una clínica

se inducían corriente por el neutro generadas por una empresa un poco lejos que utilizaban grandes soldadores, este problema no se valoró en el sistema de puesta a tierra Creyendo que solo con la instalación de un Transformador de Aislamiento se blindarían de los problemas (Simpáticamente el secundario el neutro estaba solidamente aterrizado a una malla), a un Tomógrafo Axial Computarizado comenzó a presentar imágenes fantasmas y se adujo el problema al TAC y el problema se presentaba dos veces al mes y era cómico eran los martes a las nueve de la mañana hasta medio día y luego todo a la normalidad, se adaptaron tanto al problema que esos dos martes al mes solo hasta las nueve y después del almuerzo se trabajaba en el equipo, este fenómeno duro casi dos años, al cambio de ingeniero de mantenimiento este se puso a la tarea de cazar el problema y con la ayuda nuestra y armados de las Leyes de Murphy localizamos el problema un soldador de arco con un defecto en el lado DC era el problema, se solucionó el problema pero se desarrollo una mejor malla de puesta a tierra y verdaderamente se blindó el sistema la solución se baso en la aplicación de las normas IEC serán exigentes pero las aplicaciones a las cuales van orientadas así lo exigen y un buen diagnóstico a nivel de imágenes es tan vital como una buena puesta a tierra en un aeropuerto.

No hagas equivalencias o comparaciones a no ser que sea un estudio académico, por que en la práctica las IEC son internacionales y las otras son americanas aunque se adoptan en muchos países.

Cordialmente,

Ing. Jair Aguado Quintero
Investigador
Grupo de Maquinas y Calidad de la Energía Universidad Autónoma de Occidente Cali, Colombia

De: Juvencio Molina
Enviado el: Miércoles, 14 de Noviembre de 2001 02:11 a.m.

Jair, gracias por tus comentarios, recomendaciones y obviamente por el tiempo dedicado. Tienes razón en lo de campo oscuro cuando nos referimos a los sistemas de tierra. Aunque no les doy una connotación tan mística.

Generalmente cada uno de nosotros tiene una opinión particular porque en muchos casos nos atrevemos a emitir opinión sin realmente estar familiarizado con el tema... en realidad porque este es específico, toma tiempo digerir los conceptos, requiere algunas habilidades matemáticas, pero luego de involucrado en los conceptos no existe misterio... El problema es que la mayoría de los ingenieros electricistas no nos dedicamos a trabajarlo. Mientras podamos...huimos...

Algunas malas enseñanzas han contribuido a fortalecer conceptos inútiles y hoy muchos son obsoletos... Para el problema de control de ruido en décadas pasadas como solución se planteo usar tierras aisladas... y ese concepto aunque hoy en día está superado persiste en múltiples casos...Esos son algunos elementos que han permitido la continuidad en el tiempo de tabúes entre muchos de nosotros que nos impiden avanzar en el fortalecimiento conceptual.

La idea de esta línea de discusión precisamente es esa.. Ampliar nuestro espectro en un tema que casi defines como "esotérico"... y tratar de ubicarlo en un plano mas terrícola..

Comparto contigo la mayoría de los conceptos:

a) Importancia de caracterización adecuada del suelo: Entre otras cosas, los niveles freáticos de un área, la composición físico química del suelo determinan de manera muy específica el valor óhmico de la puesta a tierra.

b) Es indiscutible que se requieren programas computacionales que simulen suelos multiestratificados para analizar los casos. No basta con usar Wenner, obtener la resistividad aparente del área y diseñar el SPT. Casi seguro que estamos botando los billetes.

c) Los gradientes de potencial de toque y de paso son los elementos claves para brindar seguridad a las personas. Un valor bajo de contacto óhmico no significa que el sistema de puesta a tierra sea seguro ¿Cómo nos comemos esto?..

Un ejemplo... un sistema de puesta a tierra que use hincamientos profundos barras de 6 y mas metros de longitud) casi siempre logra excelentes valores óhmicos de puesta a tierra pero también desarrolla elevados potenciales de toque y de paso, lo cual lo hace inseguro y requiere medidas adicionales.

d) Debemos profundizar en el análisis del comportamiento en altas frecuencias del sistema de tierra. El concepto de impedancia de impulso es el punto hacia el cual debemos apuntar cuando lidiamos principalmente con descargas atmosféricas.

En el caso de rayos aparte de la buena dispersión en tierra que realice el SPT, la manera como la corriente de descarga lo accese también es importante. Disponer de múltiples bajantes en el sistema es un aspecto que interesa debido al efecto divisor de corriente y en consecuencia afecta la distribución de corrientes en la red de tierra.

No comparto tu opinión de que el ejercicio de comparación entre las normas tenga solo importancia académica y te explico porque:

En Venezuela por ejm. el tema de los rayos se ha manejado básicamente bajo la óptica gringa, la cual para instalaciones distintas a las eléctricas no es muy analítica en su tratamiento de las tierras y el manejo de rayos…

De manera paulatina se ha venido prestando mas atención a los conceptos de IEC y yo soy de los que me anoto entre los que consideramos estas normativas superiores en sus definiciones de rayos y SPT. Muchos de mis colegas no han avanzado sus ojos hacia Europa..

Algunos países disponen de normas particulares de protección contra rayos Brasil, Argentina, Venezuela, España, etc). (No conozco el caso Colombia) las cuales han sido elaboradas bajo algún patrón básico (NFPA de EEUU o IEC - Europa). En nuestro caso tenemos algún grado de libertinaje y desorden en el uso de las normativas: Usamos la NFPA o la IEC y sus conceptos son aceptados . Ahora bajo ese escenario surgen las preguntas de los usuarios:

Cito ejms: Alguien te dice.. He usado por X años la norma NFPA-780 para mi diseño y operación de SPR y sus SPT asociados ahora escucho que la IEC es mejor ... como se demuestra eso en la práctica?? Aquí han caído rayos y no ha pasado nada??..

A mi manera de ver las cosas: La única manera de demostrarle a ese señor es comparando estadísticamente casos de comportamiento de sistemas diseñados bajo cada norma.

En un caso específico, la industria petrolera tiene un handicap alto en el tema de rayos debido a que nos toca lidiar con sustancias inflamables, de baja velocidad de transmisión de cargas y las cuales generalmente están almacenadas en tanques que representan una atractiva área de impacto de rayos.

En Venezuela los sistemas de SPR y SPT para tanques que manejan sustancias inflamables han sido y son diseñados bajo los conceptos de API- 2003 y NFPA-780 de los EEUU. Soy de los que comparto el hecho de que un SPR y SPT diseñado bajo IEC tiene mejor desempeño, sin embargo IEC en el alcance de su norma de protección contra rayos (61024) no esta incluida la protección de instalaciones y estructuras que manejan hidrocarburos líquidos o gaseosos...

Los electricistas que trabajamos el tema de los SPT conocemos las razones por las cuales un diseño bajo IEC es mejor, sin embargo cuando tenemos la disyuntiva de usar una u otra norma ¿Cómo convences a tu usuario (el cual generalmente no es electricista) si no muestras evidencias comparativas...En el cambio se está hablando de bastante dinero y eso obliga a las comparaciones…

De: Jair Aguado
Enviado el: Wednesday, November 14, 2001 11:45 AM

Amigo Juvencio:

La opinion no es desde el punto de vista místico que lo planteo, la idea es que cada persona opina desde su experiencia y te lo digo por lo siguiente y refuerza mi idea que se vuelve en una discusión academica a saber:

Las Normas NFPA (National Fire Protection Association) en su "espíritu" plantean la protección de edificios lugares cerrados y abiertos donde haya presencia de personas y maquinas la esencia de esta es que esto por la presencia de un rayo no se queme y no afecte a las personas, estas normas caen en lo que se conoce como
Seguridad Industrial.

Primer punto. Las Normas API (Association Petroleum Industries), van orientadas a nivel de protección de los rayos pero más que todo al fenómeno que se presenta cuando hay presencia de lineas de alta tensión y grandes tubos enterrados esto genera problemas sino se estudia su incidencia.

Las únicas normas que ligan los equipos eléctricos, electrónicos y las personas son las normas IEC estas su concepción es evitar tanto el daño de los equipos como asegurar la vida. Obviamente son más exigentes debido a que combinan ambos criterios y son desarrolladas basadas en unas premisas técnicas y no económicas.

Pongo el siguiente ejemplo una Estación de Gasolina (se combina grandes tanques enterrados, equipos eléctricos y electrónicos y personal), que norma aplicar? el criterio es evitar que por la presencia de un rayo se queme la estación se explote los tanque y se dañe los equipos y por ultimo se vea afectada la vida de un cristiano, por lo tanto se busca una que integre todas o se aplican varias normas (en este caso NFPA, API, IEC) en mi caso aplico la mas exigente (IEC) y por lo tanto me cubro con las menos exigentes.

Conocí un modelo matemático desarrrollado en EMTP de los fenómenos que se presentan en una línea de 250 kV ac y una tubería de gasolina, son fenómenos que si no se tienen en cuenta elevan la indisponibilidad de la línea en gran medida.

En Colombia hay un desarrollo elevado en este tema debido a que tenemos zonas de alta incidencia en lo concerniente a rayos hay zonas donde se presentan 58 descargas en un año (el año tiene 52 semanas), generando con esto que en las zonas de alta incidencia se dañaran muchos transformadores de distribución por este motivo un grupo de investigación de la universidad nacional de Colombia (encabezado por el Dr Horacio Torres, autoridad mundial en el tema) desarrollaran un transformador y combinado con Tierras Artificiales pudieran soportar la incidencia de estos daños, reduciéndolos en mas de un 95%, esta investigación lleva más de 10 años en el país, basados en las experiencia del Dr Torres que participa en el comité CIGRE y el comité de Compatibilidad Electromagnética de la IEC. Es por este motivo que recomiendo estas normas debido a que con ellas motivas hasta nuevos desarrollos a nivel técnico como el que describo.

Por ultimo en Colombia se esta aplicando dos índices: el FES y el DES, que tratan es la frecuencia y la duración respectivamente de la indisponibilidad de un sistema eléctrico y si se pasa de unos valores predeterminados, los distribuidores de la energía son penalizados, el ingreso de estos índices genero a principio los consabidos pereques de las empresas debido al alto costo de asegurar unos bajos índices, les cuento una cosa que ustedes bien conoces con nuestro problema interna con la guerrilla en un año han volado 900 Torres de transmisión y la indisponibilidad del sistema de distribución nacional es inferior al 2%.

Como te describo cada norma tiene su propio espíritu, lo que toca como ingenieros es aplicar la más indicada para cada caso.

Cordialmente,

Ing. Jair Aguado Quintero
Investigador Grupo de Maquinas y Calidad de la Energía Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jueves, 15 de Noviembre de 2001 08:46 p.m.

Jair, siguen siendo interesantes tus opiniones y agradezco tu atención a mi requerimiento. Sin embargo continuamos teniendo varios puntos divergentes...

La norma IEC - 61024 y NFPA-780 son coincidentes en su alcance y propósito (Coincido contigo en que la IEC trata el tema de la seguridad a las personas de manera mas detallada).. Sin embargo recuerda que los EEUU es el pais de los leguleyos y las demandas y si alguien demuestra que la NFPA-780 es incapaz de brindarle confianza con su metodología de diseño, te puedo asegurar que la organización NEMA hoy en día no existiría... Esa es una razón por la cual no comparto contigo que la norma gringa tiene una visión de "seguridad industrial" en términos casi artesanales…

Amabas normas se cubren las espaldas indicando un mensaje tal como "ningún sistema de protección brinda eficiencia y protección al 100%"

1) Me permito corregir lo siguiente: Las normas API no tocan el tema de las líneas eléctricas. Son normas dirigidas a reglamentar todo lo relacionado con la industria de los hidrocarburos, de cualquier naturaleza. No solo trata el tema de tubos enterrados.. La naturaleza físico química de los hidrocarburos y los lugares (tanques) en los cuales se almacenan son inherentemente autoprotegidos, siempre y cuando no existan atmósferas explosivas en el interior del tanque, fugas en el tanque y las condiciones operacionales sean adecuadas (tapas de aforo cerradas, sistemas arrestallamas, etc).

En el caso de la bomba de gasolina: El plot-plan de la instalación se define haciendo clasificación de áreas. No instalaras juntos surtidores y equipos eléctricos no adecuados para uso en áreas clasificadas. Los tanques de gasolina se instalan subterráneos por varias razones: Costos del espacio físico a la vista y porque en forma subterránea es mas fácil controlar el flujo de vapores potencialmente explosivos (la presencia de oxígeno es controlada). Dependiendo de la ubicación geográfica se evaluará el índice de riesgos del área y se define si se requiere o no protección externa contra rayos. ¿Por qué? Generalmente las bombas de gasolina son instalaciones de baja altura y normalmente están apantalladas por edificios, otras estructuras e incluso hasta por arboledas… Los equipos electrónicos…dependiendo de su importancia se diseña un sistema de protección interno. Total, se realiza el diseño aplicando criterios bien definidos de ingeniería los cuales son absolutamente compatibles. Todo el sistema de la estación de gasolina tendrá un SPT común y los equipos electrónicos en sus referencias de tierra también serán conectados a él de manera apropiada para controlar ruido.

2) Toda norma relacionada con rayos busca preferentemente proteger a las personas y luego a los equipos e instalaciones. Ese es el orden. No a la inversa. Cualquier accidente con pérdidas de vidas humanas es más costoso que uno con solo instalaciones involucradas. Preguntemos en las compañías aseguradoras...y luego conversamos...

3) Las normas IEC si están dirigidas preferentemente a salvaguardar la vida de personas. Generalmente las personas se encuentran dentro de edificios que disponen de cuerpos metálicos que forman jaulas de Faraday y esa es la mejor protección. Casi nunca un equipo electrónico recibe descarga directa, solo efectos inducidos y esa es la razón por la cual existen normas específicas que tratan el tema de SPR internos (IEEE-1100 / IEC- 61312). Así que el mundo de los equipos electrónicos es particular y como tal debe ser manejado...

Actualmente estamos trabajando sobre el desarrollo de una herramienta de análisis para determinar los efectos de una línea eléctrica en corredores de tuberías que transportan hidrocarburos (a la vista y enterradas). Por razones de costos se aprovechan de manera conjunta las franjas de paso de tuberías y líneas eléctricas y evidentemente hemos tenidos problemas..Generalmente las instalaciones corren paralelas una de las otras y el tubo se comporta como tierra tipo contrapeso. Eso tiene sus problemas, aparte de las tensiones inducidas..Estamos trabajando con algo que mencionastes: Elementos finitos conjugado con acotamientos frontera y modelos de Carson... Ya se tiene algo modelado y en prueba y estimamos que un período de tiempo no mayor de un año este completamente "pulido" el trabajo. La idea es determinar de forma analítica y precisa la distancia adecuada para instalar una línea eléctrica del nivel de tensión que sea en el corredor de tuberías y ahorrar dinero por pagos de afectaciones a terceros, derechos de paso, así como disminuir el impacto ambiental…

Conozco algo de la metodología usada por uds. para eliminar la tasa de salidas. Desde hace varios años atrás hemos investigado y aplicado conceptos que en forma general son coincidentes.

En Venezuela, también tenemos nuestras zonas rojas.... La industria petrolera requiere un alto índice de confiabilidad en su sistema eléctrico porque es el soporte de las operaciones de producción, transporte y refinación. En el Oriente del país (Faja petrolífera del Orinoco) tenemos áreas de producción donde existen valores de resistividad del terreno en el orden de los 25000 Ohmios/metro (suelos de silicatos), con profundidades superiores a los 20 metros y sobre el suelo un bosque de pinos de mas de 1/2 millón de hectáreas donde los pinos han creado un microclima y llueve todo el año con tormentas... En ese sitio resolvimos el problema mejorando la coordinación de aislamiento, usando descargadores de sobretensiones espaciados de manera calculada en los postes de las líneas, eliminando cables de guarda en niveles de tensión igual o inferior a los 34,5 kV y evidentemente trabajando muy fuerte en la adecuación de los sistemas de puesta a tierra.

Resultados: Caen rayos, llueve casi todo el año, todo ocurriendo prácticamente sobre un pedazo de vidrio (suelo de silicatos) y se mantiene constante una producción de aproximadamente 200 MBls de crudo mediano/ pesado, unos cuantos miles de toneladas de Orimulsión y varios cientos de millones de pies cúbicos de gas.

Lo expuesto es una de las razones por las cuales considero que se pueden hacer comparaciones de costos entre diseños regidos por la óptica de cada norma y también la razón por la cual decidí consultar en el universo de esta lista la experiencia de colegas..

Las normas son coincidentes en sus propósitos y por lo tanto se pueden comparar en una matriz donde la eficiencia y el factor dinero son variables de decisión ... Eso no es solo academia .. Es teoría y pragmatismo..

12. Medidas para reducir el número de tasas de salidas de líneas de distribución por descargas atmosféricas

Comentario

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jueves, 14 de Febrero de 2002 06:09 p.m.

Hola Ramón.

En relación a tu necesidad te puedo indicar que en Venezuela he trabajado casos parecidos a lo que planteas y hemos obtenido muy buenas experiencias realizando mejoras en las puestas a tierra de los postes y estructuras, aumentando los niveles de aislamiento de la red y aplicando descargadores de sobretensiones separados de manera calculada entre los postes de la red.
Una muy buena guía para mejorar el funcionamiento de una red de distribución ante la presencia de rayos es IEEE 1410 "Guide for Improving Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines" año 1997

La he usado y hemos obtenido resultados excelentes.

Mi enfoque hacia el problema:

1.- Cual es el valor de confiabilidad que requiere tu sistema

2.- Cuales son las estadísticas de número de rayos por año y cual es la exposición de la línea a los rayos.
3.- Cuales son los valores de resistividad del terreno sobre el cual está instalada la red.
4.- Tipos de apantallamientos naturales de la red

La validación de los aspectos mencionados te permite definir el grado de protección que requieres, el diseño del sistema de protección y en consecuencia el monto de inversión requerido.

Particularmente te puedo citar dos experiencias:

1.- Zona del sur del Estado Monagas, en el Oriente de Venezuela: Esa zona presenta las características siguientes: Densidad promedio cercana a 8 descargas/Km2/año con valores medios de energía en las descargas (esto último son fundamentalmente valores de resistividad del terreno en promedio de 5000 Ohms-metro llegándose a encontrar de manera muy normal valores de 25000 ohms/metro. La red sirve pozos petroleros y se encuentra instalada en una gran parte en el medio de un bosque de pinos con un área superior a 1/2 millón de hectáreas. Solución: Retorno sólido de tierra (contrapesos) e instalación de descargadores de sobretensión, del tipo intermedio, cada trescientos metros (aprox: cada tres postes). Comento que existía existe apantallamiento natural, por lo cual no había muchos impactos directos pero si alta tasa de salida por descargas cercanas. Por lo tanto no funcionó cable de guarda

2.- Otras zonas del oriente de Venezuela (Norte del Edo. Monagas y zona Centro-Norte del edo. Anzoátegui): Aplicación de descargadores de sobretensión de tipo distribución espaciados aprox. 200 y 300 metros (hay algunas variaciones en los casos), valores de puesta a tierra de los postes: 5 o menos ohmios para aquellos que tendrían montados los descargadores y valores de 15 ohmios en aquellos que no tendrían descargadores. Aumento de valores de aislamiento: En redes de 13,8 Kv usamos 25 kV y en algunos casos podemos llegar a aislar hasta para 34,5 kV.

Obviamente hay que hacer buenas definiciones de coordinación de aislamiento con otros equipos.

3.- Se han instalado equipos reconectadores y relés de reenganche en S/E(s) de Distribución.

¿Qué hemos observado?

1.- La aplicación de cable de guarda en nuestras redes de distribución no disminuye la tasa de salida.

2.- Mejorar los valores de puesta a tierra de los postes (15 ohmios o menos) contribuye a disminuir la tasa de salida

3.- La aplicación de descargadores de sobretensión combinado con mejoras a los sistemas de puesta a tierra (5 ohmios en postes con descargadores) y 15 o menos ohmios en el resto de postes ha permitido, en la generalidad de los casos, obtener los valores de tasa de salida requeridos de manera particular.

4.- En casos de alta exigencia de confiabilidad se aumenta los valores de aislamiento y se combina con aplicación de descargadores y mejoras de las puestas a tierra

Finalmente, coincido con el amigo que escribe desde Bolivia.. No hay una receta de cocina.. Cada caso debe analizarse de manera particular, pero mi experiencia me indica que casi independientemente de la tasa de salida requerida se debe atender en primer lugar las mejoras de las puestas a tierra del sistema Lo demás son elementos agregados para cumplir un número requerido de confiabilidad.

En último lugar coloco el uso de cable de guarda sobre la red. La razón: Los impactos directos sobre la línea son bajos, generalmente las redes de distribución cruzan zonas que les proveen de apantallamiento natural (edificaciones, áreas industriales, bosques, montañas, etc.)El cable de guarda no protege contra descargas cercanas (Esta es la situación que ocurre mayormente)y adicionalmente cuando ocurre un impacto directo las distancias de separación entre fases y fases a tierra generalmente son insuficientes para evitar el "flashover" en los aisladores. Es decir aplicar cable de guarda casi de manera directa obliga a aumentar el nivel de aislamiento de la red. Eso no ocurre al usarse descargadores…

Espero que esta nota contribuya en algo con tu necesidad…

13. Problema de descargas atmosféricas en finca

Pregunta

De: Edgar Augusto
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 12:30 a.m.

Por favor, necesito una opinión sobre lo mejor que se puede hacer en el siguiente caso:

En una pequeña granja (o mejor, casa-finca), localizada en medio de un populoso sector de la ciudad de Bucaramanga-Colombia, el propietario se queja de la facilidad de atracción de descargas eléctricas que posee su predio, a diferencia de sus vecinos, quienes no tienen ningún problema al respecto.

La casa-finca está ubicada sobre la ladera de una montaña y al igual que sus vecinos, en la parte no construida existe una buena cantidad de árboles frutales grandes. Además, se diferencia de los demás predios en que el techo de la vivienda (de un solo piso o planta) está hecho con tejas de zinc y he pensado que esto podría ser una razón que lo hiciera atractivo a las descargas atmosféricas.

El propietario de la granja me pide una solución económica, que aleje las descargas de su predio más que atraerlas de forma segura hacia un pozo de tierra. Para evitar la instalación de un pararrayos (lo cual podría atraer más las descargas, causando ciertas molestias a los vivientes por el ruido producido): ¿Qué tan efectivo será sólo aterrizar el tejado de zinc? ¿Causaría esto un problema de seguridad mayor para las personas que allí viven al momento de una eventual descarga sobre el tejado? ¿Si se instala un pararrayos y teniendo en cuenta que parte del predio ya está construido, que configuración de puesta a tierra es la más apropiada para el caso y si sería conveniente construir el pozo a tierra en la parte arbolizada?

DATO... Nivel isoceráunico de la zona: <35

Gracias,
Edgar Augusto Suárez
Bucaramanga, Colombia

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 02:00 p.m.

Edgar, en mi opinión lo que se debe hacer es diseñar un adecuado sistema de protección contra rayos según lo definido en normativas tales como IEC- 61024.

Para empezar pienso que debes efectuar una evaluación del riesgo de daño debido a rayos. La metodología de análisis la puedes encontrar en el reporte técnico de IEC-1662, año 1995" Assessment of the risk of damage due to ligthning".

A partir del análisis de riesgo puedes definir el nivel de protección que se requiere y en consecuencia establecer el criterio de diseño del sistema.

No creo válido pensar en la solución de conectar a tierra el techo de zinc porque contradice el requerimiento de alejar los rayos de la estructura. Al contrario de esa manera el elemento de captación sería el propio techo y el cuerpo metálico de la estructura estará en paralelo con el conductor de conexión a tierra y va a conducir parte de la corriente de descarga.

Un aspecto muy importante es que debe hacerse un estudio de resistividad del terreno y diseñar una red adecuada, la cual posea una impedancia de impulso apropiada que permita la efectiva disipación en el suelo de la energía producto de la descarga y que adicionalmente puede mantener en valores apropiados los potenciales de toque y de paso debido a que en el área a proteger existe presencia de personas de manera continua.

No considero conveniente hablar de "pozo de tierra", porque eso suena a algo así como solución de dedo gordo y en el caso de rayos las soluciones "mágicas" no existen.

En Colombia, entiendo que disponen de muy buenos datos de días de tormentas, número de flashes/dia ,etc. por lo cual la información creo que puedes obtenerla fácilmente y pienso que en esta lista algunas hay colegas de tu país que pueden brindarte una asesoría mas cercana y precisa.

De: CARLOS WONG
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 03:02 p.m.

Deseo comentar que:

a.- El pedido del propietario del predio es correcto: desea alejar la zona de descargas a otra área.

El fin de proteger a las personas de ese predio es la prioridad y lo adecuado es instalar un mástil elevado o hilo de guardia que atraiga a las descargas atmosféricas y a la ves de una zona de cobertura a la vivienda.

b.- La instalación de la puesta a tierra del techo metálico de la vivienda es obligatorio como medida de respaldo en caso de falla del mástil metálico elevado.

c.- La correlación distancia y altura del mástil versus el grado de seguridad deseado esta afectado por la limitación económica.

d.- El diseño de la puesta a tierra del mástil y del techo de zinc es similar a la puesta a tierra del hilo de guardia de una línea de transmisión o subestación.

e.- el análisis del nivel isoceráunico de la zona es solo referencial porque la información mas importante es que el dueño del predio esta asustado porque caen descargas atmosféricas en su predio.

De: Roberto Carrillo
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 03:32 p.m.

Estoy acuerdo con Wong, existen métodos o mas bien elementos para controlar las descargas atmoféricas, existen pararrayos que vienen diseñados para ciertos niveles de acción, (Radio de acción, esto asiendo la analogía con un paraguas abierto).

Teniendo en cuenta esto y la capacidad económica del propietario del predio, se puede resolver este problema en esa finca.

Debe tenerse en cuenta la altura a instalar con el fin de brindar mayor efectividad al pararrayo.

De: Juvencio Molina
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 06:33 p.m.

Diseñar un sistema de protección para este caso, lo mas probable es que no resulte antieconómico, pero la condición básica es que realmente sea eficiente y brinde protección y para ello lo que se debe tener bien claro es como deben aplicarse los conceptos y en eso IEC - 61024 es una referencia excelente.

Considero, aparte del apantallamiento, de suma importancia el tratamiento que se le de al sistema de tierra, el cual siempre es el Talón de Aquiles de los sistemas de protección contra rayos.

Los diseñadores generalmente primero miramos el cielo (y nos quedamos viéndolo) y se nos olvida volver la vista hacia la tierra y por ahí se nos va la instalación o hasta la vida de una persona cuando aparece el rayo.

He podido apreciar instaladas guayas, mástiles y puntas franklin (unidos incluso a tuberías de agua), se consulta con los ocupantes de la instalación cual es su sensación de protección y responden " Se sienten seguros y protegidos contra rayos"... Incluso te llevan y te muestran las puntas y las guayas…
Pero cuando se les consulta sobre el estado de los sistemas de puesta a tierra... No saben dar una respuesta...No tienen idea del diseño y por supuesto nadie se ha ocupado de inspección y mantenimiento…
Conclusión… Falsa sensación de protección

Creo que consultas como las del amigo de Bucaramanga nos permiten trabajar un poco más los conceptos y la adecuada ingeniería de seguridad que debe ser aplicada en el caso de rayos.

De: Pedro Eterovic Garrett
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 09:50 a.m.

Edgar:

Al rayo no se lo atrae, ni se lo aleja, no sabe leer normas ni letreros, solo se lo puede interceptar para conducirlo con seguridad a tierra.

En tu caso hay que poner a tierra el tejado de zinc con 4 bajantes e instalar un electrodo de tierra tipo
Anillo, de resistencia no mayor de 10 ohms en lo posible.

Con un nivel ceraúnico de 35, la densidad de rayos seria de 5 por km2 al año, o sea de 0.05 por hectárea (1 rayo cada 20 años por hectárea) por tanto creo que el dueño esta impresionado porque cayeron algunos cerca a su casa (nada anormal dentro de las probabilidades)

A veces y según la topografía se puede pensar de instalar un mástil pararrayo apartado de la casa y que proteja a esta bajo un ángulo de 30-45 grados (por la altura del mástil esta solución seria costosa si no hay una colinita cerca)

El anillo debe estar enterrado por lo menos a 70 cm. de profundidad y separado de la casa mas de 1 metro.

Si mides la resistividad aparente del suelo, puedes calcular la resistencia como 2 veces la resistividad dividida el perímetro.

Sin conocer el lugar no es posible dar mas detalles y estoy en Bolivia. Arrivederci.

14. Sobretensiones que pueden afectar PLCs. Opciones para protegerlos de ese fenómeno

Pregunta

De: Hugo Benner
Enviado el: Miércoles, 29 de Enero de 2003 11:05 p.m.

Los molesto nuevamente para consultarles si podríamos solucionar el problema de los daños por sobretensiones en los controladores LOGO! si colocáramos versiones con alimentación en 24VCC en lugar de usar versiones de alimentación directa en 230VCA, ya que quizá de esta manera la sobretensión la absorbería el primario del trasformador quemándose a lo sumo éste.

Les hago esta consulta debido a que estamos en Argentina y lamentablemente los protectores contra sobretensiones están muy caros.

En cuanto a los de 230VCA: ¿creen que colocando un varistor de 250V directamente en la salida de la termomagnética que protege el circuito no debería detener la sobretensión al ponerse en cortocircuito y hacer desconectar la termomagnética?

Desde ya muchísimas gracias a todos por su colaboración.

Hugo Benner
Crespo, Entre Ríos - Argentina

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Jueves, 30 de Enero de 2003 09:01 a.m.

Hugo cordial saludo, hace un tiempo he visto tus correos donde se habla de sobretensiones debida a descargas atmosféricas que están dañando a los PLC's Logos, bueno esto es lo que pienso.

Hay dos formas que puede una sobrecarga afectar en tensión a un equipo, la primera es que un rayo caiga energice la tierra y por esta conduzca hacia la carga y se hizo la de Troya (esto seria un problema de Sistemas de Puesta a Tierra).

La otra es en parte a las descargas atmosféricas y también debido aunque no lo crean a los vientos solares que inducen en las lineas eléctricas tensiones elevadas generando con esto lo que se conoce como Ondas Viajeras (muy interesantes), esto típicamente se presenta en lineas de alta tensión, el primero que vería esto seria el primario de los trafos y hay protecciones diferenciales que se encargan de detectar estas ondas viajeras o estas sobretensiones.

Otra cosa que puede generar sobretensiones es un fenómeno conocido como Ferroresonancia que es producido en la relación de la línea de tensión el transformador y en unas veces con la carga (circuitos resonantes).

Es también conocido que cuando se tiene un trafo por debajo del 50% de su carga nominal se ve afectado por ferroresonancia y puede elevar transitoriamente su tensión.

Los bancos de condesadores automáticos pueden entrar en resonancia cuando cambian de tap cuando se mezclan ciertas cargas, armónicos (no quería hablar de esto) y el mismo transformador, también los condensadores en su afán de obtener un Factor de Potencia Unidad elevan la tensión en mas de un 30% de la tensión nominal generando con esto un efecto capacitivo cuando se desconectan cargar quemando con esto lo que este conectado a la línea (esto lo viví con unos variadores de velocidad Yaskawa conectados a 440 Vac donde se quemaban los condensadores de la etapa de DC del inversor).

Como vez hay muchas fuentes generadoras de sobretensiones detente un poco en verificar cual seria en tu caso la que más te afecta.

Una solución es un transformador uno a uno de aislamiento con pantallas de faraday y un juego de varistores (aunque estos son muy escandalosos cuando se queman sale un humero grandísimo es muy asustador, creo que me traumatizaron estos bichos debido a que en mi primer día de trabajo hace tiempo ellos me estrenaron quemándose).

Espero que te sirva de algo lo anterior.

15. Consideraciones para el diseño del sistema de protección atmosférica de una fábrica utilizando la norma IEC 61024

Pregunta

De: Santos Luzardo
Enviado el: 16 de Junio, 2003

Hola amigos, en estos momentos me encuentro diseñando un sistema de protección atmosférica para una planta de pintura, me gustaría alguna información o sugerencias de una pagina que contenga normas acerca de este tipo de diseño y lo que tiene que ver con ambientes altamente inflamables.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 16 de Junio, 2003 02:05:52

Amigo Santos puedes usar la norma NFPA-780 y también puedes usar la API-2003. En Venezuela existe la COVENIN 599 (Código de Protección contra Rayos) pero te recomiendo que uses la versión de la NFPA, la razón es que la norma venezolana esta actualmente en revisión.

Adicional te sugiero que elabores una muy buena clasificación de areas por los elementos combustibles involucrados en las pinturas. La clasificación debe prestar especial atención al grupo. Para apreciar las características puedes apoyarte en NFPA-70 (NEC) y más específicamente en la NFPA-30.

Hay un componente del SPR al cual debes atender con mucha precisión, porque generalmente es el olvidamos y finalmente es el que determina la efectividad o no de la protección. Me refiero al sistema de conexión a tierra.

De: Soiram Silva
Enviado el: Lunes, 16 de Junio, 2003 20:04:56

Amigo Santos creo que una buena estrategia a seguir en tu caso, es colocar el SPR de tal forma que la descarga atmosférica no sea captada directamente sobre la estructura que deseas proteger. Para ello sugiero que ubiques tanto los terminales aéreos como el bajante en el entorno de la estructura y no sobre esta cumpliendo por supuesto con los requerimientos de zona de protección indicado en las normas de acuerdo al nivel de protección que requiera la estructura. Te recomiendo consultes la norma IEC 61024 más que
la NFPA 780, ya que esta última esta hecha para un comportamiento estadístico de descargas atmosféricas especifico de los EEUU, mientras que la IEC contempla procedimientos para el cálculo de requerimientos de diseño que es más general.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 17 de Junio, 2003 23:31:35

Soiram, Santos: Hay un punto que no debemos perder de vista. Al amigo santos le interesa proteger una instalación donde existen y se manejan atmósferas explosivas.

La IEC 61024 no incluye protección de estructuras ni áreas que manejen atmósferas peligrosas y esa es la razón por la cual le recomendé el uso de la NFPA-780. El tipo de producto manejado en el área a proteger influye en el cálculo del índice de riesgo de la instalación y en consecuencia del grado de protección a definir. Esto último es la razón por la cual informé sobre la necesidad de determinar la clasificación de áreas, es un área de pintura y es casi seguro que hay vapores de éter y elementos de naturaleza parecida los cuales son muy volátiles.

De: Diego R. Minutta
Enviado el: Martes, 17 de Junio, 2003 15:14:46

Estimado Santos, es un placer poder aportar algunos datos útiles para tu proyecto.

Agradezco la mención de Alejandro Higareda.

Respecto de la protección para la planta de pintura, te recomiendo trabajar con las normas internacionales IEC 1024 e IEC 1312 (en Argentina IRAM 2184-1/1-1 e IRAM 2427), que podemos decir que son las de mayor aceptación internacional debido a la gran cantidad de países que conforman su comité. Me tomo el atrevimiento de sugerirte algunos detalles de importancia:

La mayoría de las plantas de pintura están clasificadas (internamente) como áreas con riesgo de incendio y explosión, esto es debido a la concentración de vapores de solventes y resinas que forman parte de la materia prima de las pinturas.

Es importante conocer las características constructivas del edificio, ya que ello aportará mucho en el sistema de protección contra rayos (en adelante SPCR). Por ejemplo:

Edificios de más de 100m² con armadura y cubiertas metálicas. Esta construcción es de por sí un captor (pararrayos), bajada y dispersor natural (puesta a tierra o toma de tierra). Las normas descritas permiten su utilización perfectamente siempre y cuando se realicen una serie de mediciones de continuidad eléctrica entre partes metálicas y se verifique el valor de la resistencia de dispersión a tierra. Los valores medidos deben estar adecuados a las normas (depende de varios factores).

El único detalle a tener en cuenta es que sobre la cubierta (techo) deben sobreelevarse captores tipo punta franklin, tipo hilo de guardia (captor de Melsens) o pararrayos activos debido a que el impacto del rayo si bien no causaría daños estructurales mayores puede producir un punto caliente que genere ignición de gases en el interior del edificio, por lo tanto debemos alejar el punto de encuentro del rayo. No es necesario utilizar bajadas artificiales (cables, aisladores, etc.) debido a que la impedancia de la estructura metálica es extremadamente baja comparada con la de cualquier conductor que querramos anexar (esta situación acompaña al cómputo económico por el ahorro en cables). Algunos pueden opinar que pueden generarse tensiones de contacto peligrosas por la circulación de la corriente del rayo, pero si tomamos en cuenta el área metálica que dispone la corriente para circular, la densidad de corriente i/s (Amperios/metros²) será extremadamente baja como para generar tensiones de contacto peligrosas (siempre y cuando se cumplan los requisitos de equipotencialidad eléctrica y baja resistencia de dispersión a tierra < 3 Ohms). En el caso en que el edificio disponga de doble

techo, la última cubierta actuaría como captor (no se toma en cuenta la pintura de la chapa metálica, ya que no es un aislador para el rayo), por lo tanto se puede economizar en pararrayos (pueden colocarse menos trabajando con un nivel de protección menor).

En edificios con estructura de mampostería (ladrillos o similares) y armaduras de hormigón armado (vigas, columnas sismoresistentes), deben colocarse captores en sus cubiertas equipotencializados eléctricamente con los hierros de las columnas del hormigón armado. En edificios industriales (superficies cubiertas mayores a 100m² y 6mts de altura aproximadamente) las columnas vigas y fundaciones estructurales tienen en su interior sendos hierros los cuales conforman una red de conductores de bajada aptos para la corriente del rayo, siempre y cuando al igual que en estructuras enteramente metálicas se verifique su continuidad eléctrica y resistencia de dispersión a tierra. En nuestro país se han realizado exhaustivas investigaciones (CIRSOC-INTI y Universidad Nacional de Córdoba) de las cuales participé, respecto de la utilización de los hierros estructurales como captores, bajadas y dispersores naturales para los rayos (como sistema único o combinado); resumiendo sobre este tema debo decir que en la práctica obtuvimos excelentes resultados sin ningún tipo de daño en las estructuras protegidas con este sistema en más de doscientas instalaciones en diez años de trabajo (y algunos centenares de rayos dispersados). Dispongo de un escrito técnico sobre este tema para quién lo solicite.

En la tercera opción hablamos de la protección contra rayos (SPCR) de estructuras metálicas y de estructuras de mampostería con armaduras metálicas, nos quedaba como tercera descripción la protección en edificios sin armaduras metálicas, tales como construcciones antiguas, de materiales prefabricados, etc.

En estos casos deben calcularse los pararrayos según el tipo que se quiera utilizar y se instalarán en estos casos bajadas que pueden ser de metales tales como el cobre, bronce, aluminio, acero galvanizado o acero inoxidable. La sección de las bajadas estará determinada por la clasificación del sistema (clase I, II, III o IV). Debe tenerse en cuenta que según el metal que se utilice será conveniente estudiar su compatibilidad galvánica con los soportes o grampas que soporten los conductores, por ejemplo el cobre no debe estar en contacto directo con soportes de hierro porque en presencia de humedad el par galvánico generado deteriora con el tiempo al hierro, para estos casos se utilizan unos aisladores de porcelana. En mi experiencia, obtuvimos excelentes resultados con las planchuelas de acero inoxidable AISI 304 de 30 x 3 mm las cuales están a un costo económico bastante accesible (alrededor de 2 U$S el metro) y se pueden soldar perfectamente con una soldadora por arco, y lo más importante es que el acero inoxidable es bastante resistente a la corrosión y pares galvánicos.

Generalmente se utilizan dos bajadas separadas opuestamente por pararrayos, esto es para dividir las corrientes y disminuir los gradientes y campos próximos. Es absolutamente necesario que no existan ventanas, puertas o tránsito de personas a menos de dos metros de las bajadas, debido a que en el momento de la circulación de la corriente de un rayo las tensiones de paso y de contacto que se generan son mortales en la mayoría de los casos.

Los dispersores para las bajadas deben ser de baja impedancia (recomiendo lo más cercano a 1 Ohm) y estar equipotencializados eléctricamente entre sí y también con estructuras metálicas cercanas (a menos de veinte metros) tales como columnas metálicas de alumbrado, portones, carteles, etc. Utilizamos en muchos casos Jabalinas Electroquímicas con las cuales se obtiene una respuesta dinámica de muy bajo valor a las corrientes impulsivas.

Hasta ahora hablamos de los pararrayos, pero un sistema integral de protección contra rayos se compone de:
1. Susbsistema Primario: Captores, bajadas y dispersores.
2. Subsistema Secundario: Protecciones internas (descargadores de sobretensión), equipotencialidad entre las distintas tomas de tierra, protección de las personas.
3. Subsistema Perimetral: Cercos perimetrales, portones de acceso, estructuras metálicas que puedan generar tensiones de paso peligrosas en el exterior del edificio.

Creo que ya tenemos bastantes datos para el Subsistema Primario, pasando al Subsistema Secundario debe estudiarse la aplicación de barreras protectoras contra sobretensiones transitorias en todos los conductores que ingresen y egresen al edificio, esto es debido a que cuando se produce la descarga eléctrica atmosférica (rayo), la corriente circulante por las bajadas genera un campo electromagnético muy grande y que se induce en cables, estructuras y equipos produciendo sobretensiones transitorias que pueden tener varios kilovoltios de potencial, más que destructivo para muchos equipos.

Las protecciones deben calcularse según el área de clasificación y el equipo a proteger, pero en la protección incluimos a las líneas de alimentación, cables telefónicos, cables de control, redes de cómputos, tendidos internos de puesta a tierra, etc.

Otro punto en el subsistema secundario es respecto de la equipotencialidad eléctrica entre las distintas tomas de tierra, esto es debido a que la dichosa corriente del rayo cuando se dispersa en la tierra, genera líneas de campo que pueden ser interceptadas por cualquier elemento metálico o semiconductor que esté en el suelo, tal como cañerías, cables y puestas a tierra "separadas". Es fundamental tomar conciencia (y no porque yo lo diga, lo dicen las normas y los tratados de investigación) que no podemos "aislarnos" del rayo, debemos ser como los pajaritos que posan tranquilamente en los cables de alta tensión sin sufrir ningún daño debido a que el cuerpo del pajarito está a un solo potencial, pues bien, debemos nosotros seguir a la sabia naturaleza y hacer lo mismo: Ponernos al mismo potencial que el rayo. A esta altura van a pensar que ya estoy loco, pero no, la equipotencialización es la que nos va a salvar las instalaciones y la vida de las personas de las diferencias de potencial ocasionadas por la corriente del rayo y las diferencias Óhmicas.

Como último, en el Subsistema Perimetral incluimos todas las estructuras metálicas exteriores tales como cercos, portones, columnas, carteles, caños, etc. que puedan cortar líneas del campo electromagnético del rayo y generar sobretensiones peligrosas para las personas, por ejemplo siempre destaco el caso de las personas apostadas de guardia en los accesos a plantas fabriles, estas personas en muchos casos abren y cierran manualmente el portón de acceso, que está vinculado al cerco metálico perimetral, en nuestro país, en una oportunidad cayó un rayo en un cerco perimetral aproximadamente a 50 metros de una casilla de guardia y en ese instante el guardia estaba abriendo el portón, con tan mala suerte que con una mano tomaba el portón y con la otro el parante que vinculaba al cerco, entonces una parte de la corriente del rayo recorrió este tramo hasta el portón, cerrando el circuito a través del cuerpo de la persona matándola instantáneamente.

Se hubiese salvado si el cerco perimetral hubiese estado correctamente conectado a tierra y el portón de acceso cortocircuitado con un simple conductor enterrado.

Queridos amigos, es un placer escribir estas líneas y seguiría con mucho más, pero el trabajo apremia y debo seguir con otras obligaciones. Como siempre está a vuestra disposición gran cantidad de temas y estudios para enviar por e-mail a quien lo solicite.

Un cordial abrazo a todos y espero (fundamentalmente) Santos haberte sido de utilidad.

Diego R. Minutta
Gerente Técnico
LANDTEC S.R.L.

16. Metodología para el cálculo y evaluación de una red de tierras para protección atmosférica en un sistema industrial

Comentarios

De: Juvencio Molina
Enviado el: Viernes, 29 de Agosto de 2003 07:06 p.m.

Amigos ante varias preguntas sobre como analizar un SPT trabajando en sociedad con un rayo les anexo un ejemplo efectuado reciente (archivo pdf) de metodología de evaluación y diseño de mejoras de una red de tierra asociada a un sistema de protección contra rayos en un planta Industrial en Venezuela.

La principal diferencia en relación a una red de tierra asociada a un sistema de potencia es el hecho de que los voltajes de toque y de paso que desarrolla la red ante el surge de la descarga está determinado principalmente por el tiempo del frente de onda y los parámetros radio efectivo, coeficiente de impulso e impedancia de impulso. Es decir por la forma horizontal de la red más que por electrodos verticales

La determinación del valor de impedancia de impulso no es trivial y la mejor fuente de consulta se encuentra en los papers elaborados por autores como el doctor B.R Gupta y el doctor Dawalibi los cuales sus versiones a partir del año 1988 pueden ser descargados, por aquellos afortunados que están asociados, desde IEEE Transactions Industrial Aplications

La metodología de análisis de la red está definida por IEC-61024 e IEC-61312 y sus guías asociadas. Esta metodología de análisis no es tratada por las normas de los EEUU tales como la NFPA-780 y esto ha conllevado a que muchos de nosotros efectuemos diseños de redes de tierra asociados a SPR basados en los lineamientos que define IEEE-80.

Enfocar el diseño de una red de tierra dispersora asociado a sistemas de protección contra rayos y la evaluación de los voltajes de toque y de paso bajo la exclusiva metodología de diseño de IEEE-80 es un error. De hecho el mismo documento declara que esta fuera de su alcance las aplicaciones de redes de tierra asociados a rayos.

Existe la relación Zi= A* R donde

Zi: Impedancia de Impulso
A: Coeficiente de impulso
R: Resistencia de la red de tierra

Obtener el coeficiente de impulso es el aspecto crítico de la evaluación.

Espero que esta introducción genere un hilo de discusión que nos permita enriquecer conocimientos y conceptos de un tema el cual a pesar de su importancia por la seguridad de las personas y equipos aun es tratado en muchos casos de manera inadecuada.

De: Marcos Agustín Virreira
Enviado el: Martes, 02 de Septiembre de 2003 10:41 a.m.

Estimado Juvencio:
Muy interesante el tema que has planteado, ya he impreso el artículo y voy a leerlo bien pueda. Me gustaría saber quién es el autor del artículo, cómo lo conseguiste y si tenés más información sobre el tema.

Muchas gracias por compartirlo.

Marcos Virreira
Córdoba, Argentina

De: Juvencio Molina
Enviado el: Martes, 02 de Septiembre de 2003 03:50 p.m.

Hola Marcos.

En realidad aún no es un artículo como tal, el artículo está en preparación para una presentación en unas jornadas técnicas por ahí. Espero que me lo acepten.

Lo que les he entregado a uds. parcialmente son los resultados de una solución profesional aplicada para una empresa en Venezuela.

El estudio y el desarrollo del tema de la evaluación del sistema de tierra es de mi autoría, la aplicación es mucho mas amplia y forma parte de un trabajo de protección integral contra rayos el cual fue ejecutado en conjunto con otro colega. Cuando indico protección integral me refiero a la definición de los sistemas de protección contra rayos de manera integral (Análisis de riesgo, determinación del nivel de protección y eficiencia requerida por la instalación, Sistema de Captación, bajantes, redes de tierra y sistema de protección interno).

No hay una bibliografía específica para el artículo. Es una aplicación directa de la norma IEC-61024, en conjunto con conceptos de sistemas de puesta a tierra sometidos a la presencia de surges. El original fue desarrollado en Mathcad y como base para llegar a esta aplicación hay por lo menos 5 años de consulta, interpretación, aplicación de distintas lecturas y discusiones profesionales.

Quise traer el tema a este foro porque siento que es un área de la ingeniería eléctrica en la cual aun muchos de nosotros tenemos algo así como una nube en los ojos y lo peor es que algunos también creemos que los rayos y sus efectos tienen algo de mágico y misterioso y como tal es poco el elemento analítico sobre el cual apoyamos nuestras soluciones en este campo.
Me consta que si hay esfuerzos de investigación muy serios tanto en el fenómeno del rayo en sí como también en los análisis del comportamiento de los sistemas de tierra ante surges.

En Venezuela por ejm está el laboratorio de alta tensión de la Universidad Simón Bolivar de Caracas en el cual existe un grupo de investigación que ha manejado el tema por lo menos en los últimos cinco años con excelentes resultados. Estableciendo contacto con ellos se puede profundizar un poco en el tema.

Adicionalmente también se pueden establecer correspondencias con los doctores B R. Gupta, Dawalibi y Moussa quienes son unas autoridades mundiales en el tema de rayos y redes de tierra y son unos personajes quienes, aunque parezca increíble para nosotros, son muy gentiles en responder a nuestras inquietudes y preguntas. Incluso el doctor Moussa es unos de los Chair de un grupo similar a elistas el cual esta en yahoo groups denominado Ligthning.

Asi mismo en Colombia existe un grupo liderizado por el doctor Horacio Torres quienes también han rodado mucho sobre el tema y disponen de muy buena información. Creo que de contactos en Colombia podría ayudarnos el amigo Jair Aguado - Quien en los últimos meses hemos apreciado con poca actividad en la lista - pero quien estoy seguro nos puede ayudar a establecer buenos contactos con los grupos de investigación de Colombia.

En Brazil también hay grupos de investigación que han hacho varias publicaciones... Eso si cuando busquen en portuñol algo sobre rayos...escribem tronada en vez de rayo…

Así que resumiendo Marcos, sobre este tema hay investigación pero no creo que consigas un libro de texto o algo similar que te lleve de la mano.

Tenemos que armarnos de paciencia, discutir bastante con nuestros colegas, perseguir datos y atreverse a usar en forma muy concienzuda documentos tales como el IEC-61024 y sus guías. Este documento está reconocido a nivel mundial como el que condensa el mayor consenso de los conceptos de protección contra rayos.

Agradezco tu interés y espero que podamos compartir estas y otras experiencias sobre el tema ya que es una de las maneras de crecer en este mundo de la protección contra rayos.

17. Metodología para el cálculo de tensiones de paso y de contacto en subestaciones ante condiciones de descarga atmosférica

Pregunta

De: Andrés Felipe Jaramillo Salazar
Enviado el: 18 de Septiembre, 2007

Desconozco la metodología para calcular tensiones de paso y contacto bajo condiciones de descarga atmosférica. Conozco la IEEE 80 para fallas a 60 Hz y otras normas de apantallamiento (NFPA780, IEC), pero no conozco la metodología indicada.

Por favor, si existe dicha metodología, me gustaría conocer la referencia, yo la busco.

Mil gracias

Respuestas

De: Salvador Martínez
Enviado el: 18 de Septiembre, 2007

Hola Andrés, tampoco conozco esa metodología pero entendí en un curso de p.a.t. que una malla de una subestación diseñada según la norma IEEE 80 (que contempla el cálculo de tensiones de paso y contacto a 60 Hz) generalmente arroja tensiones de paso y contacto tolerables ante circulación de descargas atmosféricas por la malla, es decir, el sistema de tierra quedará "sobrao" (como decimos en Venezuela) ante circulación de corrientes por impactos de rayos en la subestación.

Si estoy equivocado por favor que algún compañero me corrija o exprese su opinión al respecto, así todos aprendemos y aclaramos dudas. El tema es muy interesante.

Salvador Martínez
Ingeniero de Proyectos
Instituto de Energía - Universidad Simón Bolívar
Caracas - Venezuela

De: Juvencio Molina
Enviado el: 18 de Septiembre, 2007 15:32

Hola Salvador, es correcta tu apreciación.

La razón de esto es que ante fenómenos de impulso el modelo de la red de tierra cambia porque toman mucho peso los componentes inductivos y capacitivos, por lo cual en el caso de SE(s) normalmente tenemos cobre de sobra, ya que el resultado del modelo dinámico impuesto por el frente de onda es que solo una fracción de la red de tierra actuará como interfase.

La impedancia de la red ante ondas de impulso se denomina impedancia de impulso
Z: AxR
Donde
Z: Impedancia de Impulso
A: Coeficiente de impulso
R: Resistencia de red de tierra a 60 Hz.

El coeficiente de impulso no es trivial de calcular y para ello la mejor bibliografía existente son los trabajos de reconocidos autores de talla mundial como los Drs. Gupta, Dawalibi, Moussa, entre otros. En Venezuela el grupo de alta tensión de la USB tiene bastante que decir al respecto porque profesores como el Dr. Miguel Martínez Lozano han trabajado el tema.

Quien esté interesado debe ubicar los papers de autores como los mencionados arriba, porque es la única fuente bibliográfica que hasta donde se, existe. Este e un tema aun en desarrollo y ello se refleja en normas como la IEC.

Esta norma en su documento 61024 establecía los requisitos de voltajes de paso y de toque ante fenómenos de impulso y lo basaba en la impedancia de impulso.

Lamentablemente, no indicaba como obtener la expresión de la impedancia. La nueva versión 62305 revisa el tema y lo suscribe a un término más pragmático de una distancia de electrodo.

Sin embargo, el tema sigue su desarrollo porque es claro que en SE(s) no se tienen mayores problemas porque ya existe la red de tierra, pero en edificios y en otras instalaciones como torres de comunicaciones el asunto es distinto y es necesario revisar un poco la literatura y hacer algunos cálculos.

Existen modelos de electrodos los cuales en forma empírica se ha comprobado su efectividad ante la presencia de ondas de impulso. Algunos arreglos se consiguen por allí en papers y otras publicaciones y entre otros se tienen los llamados arreglos de "pata de gallo", etc.

18. Protección contra descargas atmosféricas de una planta industrial y una antena de telecomunicaciones

Pregunta

De: Michel Sandoval
Enviado el: Domingo, 04 de Abril de 2004

Estimados amigos de la lista.

Estamos evaluando una planta industrial, en la cual nos encontramos con un dilema:

1) Se tiene que colocar PARARRAYOS, para proteger toda la edificación. Hemos elegido los del tipo ACTIVO, por el mayor radio de acción. Hasta aquí todo bien.

2) Aparece una antena de radio de 20 Mts de altura aprox. (es para comunicarse con su otra planta) la cual escapa del alcance del pararrayos, pues se tendría que colocar una torre mas alta que la antena de aprox. 25Mts y esto seria muy costoso.

Espero que alguien sepa de algún sistema que permita proteger esta antena de comunicación o si solamente se usan pararrayos.

Asimismo tengo conocimiento de que MERLIN GERIN tiene ELEMENTOS que protegen a equipos telefónicos, pero no se si se adapten a antenas de comunicación pues la frecuencia de ambas podría quizás influir.

Espero me apoyen con sus comentarios.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 04 de Abril de 2004 01:57 p.m.

Amigo Michel... Tengo algunas curiosidades con tu requerimiento.

1.- Como determinas que los pararrayos "Activos" tienen mayor radio de acción...?? Quien te certificó eso...??.
Comento que hasta el presente son muy contadas las normativas que aceptan como válidas las nuevas tecnologías de protección contra rayos. Por ejm. normativas muy respetadas a nivel mundial tales como NFPA-780 e IEC-61024 no los respaldan. Si te decidieras por un pararrayos convencional tipo punta Franklin la IEC-61024 te da los detalles completos de

como efectuar el análisis de riesgos, seleccionar e implantar la protección para estructuras hasta 60 m de altura.

2.- ¿Cual es el problema de instalar un pararrayos en el tope de tu antena? Es casi seguro que las antenas de comunicación están instaladas por debajo del tope de la estructura…

Particularmente veo con mucho cuidado el uso de esquemas de protección los cuales se nos han presentado como la panacea y al final resultan mas de lo mismo... cuando no en un fracaso...con un elemento...Todas esas soluciones no son baratas y quien asumió el riesgo del fracaso fue mi bolsillo no el del vendedor…

Particularmente estoy convencido de que los rayos se "bajan" con cualquier cosa y de lo que debo cuidarme es de sus efectos en tierra y eso se logra prestándole la atención debida a los SPT. por ejm. Diseñarlos considerando los aspectos dinámicos que el rayo le impone a la red de tierra, asegurar la equipotencialidad de la red y proteger adecuadamente mediante Surge Protective Devices y cableados adecuados los sistemas sensibles como PLCs, sistemas de comunicaciones, y otros.

Estoy seguro que eso es lo mas efectivo y barato que existe hasta el presente.

Sería interesante que nos comunicaras tus experiencias y razones analíticas de selección de los sistemas activos que mencionas.

Comentario

De: Yvan Hernández
Enviado el: Monday, July 18, 2005 8:00

Juvencio, estoy en pregrado realizando mi trabajo de grado (Ing. Eléctrica), la verdad ningún profesor en ninguna materia ha tomado en cuenta el tema de puesta a tierra y menos de protección contra descargas atmosféricas. La planta efectivamente es la QE-2, los errores de diseño son muchos tanto es así que no encontré en ningún sitio documentación sobre el SPT, lo único son los planos y no estaban completos.

He leído muchísimo pero mientras mas leo mas dudas tengo. En lo que pueda envío una copia del mi anteproyecto y hacemos una discusión del mismo si los integrante de mundoelectrico están de acuerdo.

También estoy tomando en cuenta el sistema de protección contra descargas atmosféricas basándome en la NFPA-780 y creo que es algo complejo para una persona que no ha tenido ningún tipo de experiencia como yo.

Saludos, y gracias por su colaboración

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Monday, July 18, 2005 5:49 PM

Hola Yvan. Esperamos tu propuesta de trabajo. Cuenta conmigo para hincarle el diente. Probablemente algunos colegas del grupo se animan a darte una mano.

De lo necesario para trabajar el tema te digo que tarde por lo menos 5 años para 1/2 entender algo y en este momento solo se que no se nada.

En los sistemas de protección contra rayos NFPA-780 va muy bien para la parte de captación y bajantes, pero tiene una gran debilidad…No dice nada en relación al sistema de puesta a tierra…este es un tema espinoso el cual es manejado un poco por la norma IEC-61024 y sus guías conexas. El detalle es que la IEC te dice que debes cumplir con determinados valores de voltajes de toque y de paso calculados en función de la impedancia de impulso... pero no te dice como calcular la impedancia de impulso...Debes seguir buscando y para ahorrarte trabajo te digo que es un tema aun en desarrollo en donde existen trabajos publicados en papers por Drs. como Dawalibi, Gupta entre otros los cuales establecen metodologías de cálculo de la fulana impedancia y solo bajo arreglos cuadrados o rectangulares. El programa del Dr. Dawalibi (CDEGS) analiza estos casos… pero su licencia vale alrededor de 60 MUS$ y eso saca de paso cualquier posibilidad nuestra.

De manera que te falta leer un poco más y en verdad creo que conjugar ambos temas en tu tesis es muy ambicioso. Te sugiero que acotes el tema y mi recomendación sería que te concentrarás en SPT a 60 Hz. Ya dices que la planta adolece de información del sistema de SPT...Ahí tienes parte de la justificación para concentrarte en 60 Hz. Estoy seguro que al entender un poco mejor lo relativo a 60 Hz tendrás herramientas conceptuales para avanzar hacia los fenómenos de impulso

El tema de impulsos requiere mucha lectura y decantación. Es un tema que no es para principiantes, porque la información se encuentra principalmente en papers.

19. Uso de la “Bobina de Choque” para interconectar la tierra de pararrayos con el sistema de P.A.T de potencia y equipos electrónicos

Pregunta

De: Juan Manuel Mendoza
Enviado el: Miércoles, 08 de Octubre de 2003 01:32 p.m.

Aquí (en Colombia), en las torres de telecomunicaciones, interconectamos todas las tierras (la del pararrayos de distribución que protege al transformador, la del pararrayos atmosférico que esta en la punta de la torre y la de los equipos), por medio de una bobina de choque, consistente en envolver 25 vueltas de cable desnudo cobre 2/0 en un tubo pvc de 6 pulgadas. ¿Alguien sabría mas detalles sobre esto?

Respuestas

De: Rolando Manero
Enviado el: Miércoles, 08 de Octubre de 2003

Saludos listeros:
Me parece interesante la solución que plantea Juan Manuel, utilizando una bobina improvisada (si le podemos llamar de esa manera a ese artefacto hecho con un tubo de PVC y 25 vueltas de

alambre 2/0 AWG). Ese no es más que el principio de un reactor conectado en serie en una línea, para limitar corriente. Recordemos que un reactor en paralelo con la línea, conectado a tierra, regula potencia capacitiva generada hacia la línea. La resistencia activa de ese conductor 2/0 es despreciable en una red de tierra que generalmente se ejecuta con cable de cobre de 50 mm2 (1/0 AWG). Pero lo importante ahí es la reactancia al paso de la corriente.

Buena esa idea. Aquí en Cuba también tenemos como norma la interconexión de las tierras. Ello conlleva incluso a la disminución de la resistencia de impulso total del sistema. Pero nadie ha dicho nunca cómo debe hacerse. Tampoco tengo conocimiento de que se hayan producido problemas por esa causa.

Interesante preguntarle al amigo Juan Manuel ¿han tenido problemas alguna vez por asunto de tierras interconectadas, allí en Colombia?

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 09 de Octubre de 2003 10:54 a.m.

Amigos, nunca he visto un documento normativo que recomiende lo de la bobina de choque. En mi opinión una bobina de choque como interconexión puede tener sentido a frecuencia industrial, pero para el caso relatado interconectando un SPR con las redes de tierra de la instalación puede ser contraproducente. La razón:
El frente de onda de un rayo es un impulso y recordemos: V= L di/dt.
La bobina puede generar sobretensiones las cuales si no se han estudiado detalladamente puede generar problemas. Opino que usar esa bobina es casi como si usara el bajante del pararrayos atravesando un conduit de Hierro galvanizado.

Sería interesante conocer el fundamento conceptual que utilizó el diseñador del sistema usando esa bobina. Yo lo veo con mucho cuidado y no lo usaría con los ojos cerrados.

En relación a la impedancia de impulso. Es un tema que se plantea en las normas IEC. En esos documentos se plantea el diseño de las redes de tierra asociadas a pararrayos considerando el concepto de impedancia de impulso. Hace algunos días atrás coloque en el foro un ejm de cálculo de redes de tierra para pararrayos. He recibido comentarios de un solo colega.

En mi opinión tenemos que tener cuidado con las soluciones artesanales. Existen los documentos normativos que establecen el como hacer las cosas y esos son documentos que están mas que comprobados, ejm para el caos que discutimos el IEEE-1100. Creo que debemos esforzarnos en localizarlos, leerlos y entenderlos.
Voy a hacer una autocrítica:

He apreciado, incluso a mi me pasa, que uno de nuestros problemas es que queremos conseguir todo ya listo y que alguien me entregue la solución dibujada. Así la aplico sin preguntar y hasta cobro por ello. Luego cuando tengo un problema que no encaja con la "chuleta" que tengo salgo corriendo a ver quien me resuelve el problema.
Vamos a leer un poco y veremos que en los temas de tierras que acá estamos hablando no son tan difíciles de tratar, siempre y cuando tengamos los conceptos claros. Una de las mejores formas de mejorar los conceptos es apoyándose en buena bibliografía.

De otra manera casi siempre los conceptos de tierra serán brujería.

20. ¿Se debe interconectar la puesta a tierra de pararrayos a la puesta a tierra del sitio a proteger? ¿Se debe usar para ello una “bobina de choque”?

Pregunta

De: Karina Ordoñez
Enviado el: Lunes, 22 de Noviembre de 2004 10:42 a.m.

Estimados amigos solicito información respecto de si debo o no interconectar la puesta a tierra de un pararrayos a la puesta a tierra del sitio a proteger. Debo proteger dos edificios y me han proporcionado dos pararrayos tipo franklin.

Por su valiosa ayuda gracias.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 25 de Noviembre de 2004 08:31 a.m.

Hola Karina, complemento mi respuesta...

Los pararrayos son sistemas integrales de protección que constan de un sistema externo y en caso de definirse la necesidad de protección de equipos y sistemas sensibles debe especificarse un sistema de protección de tipo interno. Es decir puede constituirse por dos subsistemas (externo e interno).

El sistema externo es conformado por los elementos de Captación, Bajantes y SPT (sistema de puesta a tierra). Existen varias tecnologías para los sistemas de captación, sin embargo este un tema polémico y hasta el momento la más usada y aceptada por normas y documentos técnicos normativos son las puntas Franklin.

El sistema interno consta de equipos tipo supresores de picos y otros accesorios los cuales tiene como objetivo desviar a tierra los surges de corriente y las ondas de sobretensión inducidas por la descarga atmosférica.

La interconexión de las redes de tierra no debe limitarse exclusivamente a los sistemas de electrodos, deben instalarse apropiadamente los cableados de de tierra las llamadas tierras electrónicas y de carcaza de los sistemas y equipos con el objeto de asegurarse estén conectados a tierra en un único punto (Método de estrella) o también puede ser multipunto equipotencial.

El diseño de un sistema integral de protección contra rayos obedece a un análisis particular de cada instalación en el cual se tome en cuenta los niveles ceraúnicos de la zona, la importancia de la instalación, los riesgos que representan las sustancias que pueden manejarse allí, la vida de las personas, etc. De manera que la decisión del tipo de configuración del sistema depende de un análisis de riesgos y es a partir de allí que se "levanta" la protección.

Para que profundices mas sobre el tema te remito a que ubiques las normas NFPA - 780, IEC-61024 y la IEEE-1100. Particularmente trabajo de manera especial con las dos últimas y en varias aplicaciones realizadas hemos obtenido resultados altamente satisfactorios. La IEC toma en cuenta los efectos dinámicos que las ondas de alta frecuencia introducen en el sistema de puesta a tierra y su impacto en la determinación de la eficiencia operativa de la red y los voltajes de toque y de paso que se producen.

La NFPA tiene un capítulo especial que trata la protección contra rayos en instalaciones que manipulan sustancias inflamables, tales como patios de tanques de hidrocarburos, etc.

Pregunta

De: Pablo Arias
Enviado el: Jueves, 25 de Noviembre de 2004 01:45 p.m.

Estimados compañeros y compañeras...me encuentro en el mismo dilema que Karina....tengo la malla principal y otra para el pararrayos....mi intención era conectarlas a través de una resistencia de choque la cual ante una descarga atmosférica evita que esta afecte a los equipos electrónicos conectados a la malla principal...
Lamentablemente no existe en el mercado la famosa bobina de choque...si alguien la tiene por favor que me la venda....
Así que decidí no conectar el pararrayos a la malla principal...

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 26 de Noviembre de 2004 09:42 a.m.

Amigo Pablo.

En sistemas de protección contra rayos no valen las improvisaciones y no hay mucho espacio para el ensayo y error. El ensayo y error debemos dejárselo a los científicos atmosféricos y nosotros que somos ingenieros de aplicación debemos caminar por lo seguro..

Te sugiero que conectas las mallas así sea sin la "famosa" bobina. Por favor lee con detenimiento mi nota anterior y algunas mas de otros compañeros y también mías que están disponibles en el foro. Y te sugiero que vayas más allá... Profundiza en los conceptos a través de documentos tales como IEEE-1100, IEC-61024 y otros muy buenos que existen por ahí.

Te puedo decir que en ninguna de mis aplicaciones he usado bobina de choque y hemos resuelto problemas serios en situaciones difíciles, tales como plantas de manejo de hidrocarburos ubicadas en zonas de suelos altamente resistivos y con promedios de descargas atmosféricas altas, como el caso del Suroeste del estado Monagas en Venezuela..Hemos aplicado de manera concienzuda los conceptos previstos en las normas y documentos, "sin inventar la rueda" y en una sola planta por ejm. resolvimos una situación que en un solo año produjo pérdidas en el orden de los 400Mus$.

Soy un convencido de que las propuestas técnicas actuales avaladas por las normas IEC y NFPA funcionan porque las hemos implementado más de una vez... También he descubierto que cuando fallan en la generalidad de los casos es por causas nuestras… tal como errores de implantación, deficiencia de materiales y/o la implantación de variantes --tipo "invento de rueda" que a la final "matan" lo que pudo ser una buena solución técnica.

Lo lamentable es que en casi todas las fallas somos incapaces de autoanalizarnos para aprender del error..y tratamos, en muchos casos, solo de ocultar nuestra falla y ahí es cuando comenzamos a inventar y a poner "remiendos" y generalmente nos ponemos en manos de vendedores con "voz de oro" quienes nos ofrecen y venden productos de las cien mil maravillas y al final no pasa de ser solo otro montón de plata botada.

Comentarios

De: Carlos Cárdenas
Enviado el: Martes, 2 de Mayo, 2006 09:31

Cordial saludo:

La expresión del correo que me enviaron "para algunos hablar de tierras es como hablar de politica, no se ponen de acuerdo y terminan a gritos", es una muestra del desconocimiento de la normatividad, en este punto ya no puede haber discusión, tada vez que la normatividad internacional (la serie de la IEC62305, la serie de la IEC61024, NFPA780, UL96A, IEEE80, IEEE1100, IEEE142, entre muchas otras) y en Colombia (RETIE, NTC2050, NTC4552, entre otras) está con el principio de la equipotencialización y **bajo ninguna circunstancia se debe utilizar la bobina de choque, el motivo es que va en contra vía de la filosofía de la equipotencialización, debido a que en alta frecuencia se comporta como un circuito abierto.**

Es muy importante saber a quién se contrata para realizar trabajos sobre sistemas de puesta a tierra y de protección contra rayos; debido al desconociento tan grande que existe en el medio, se debe verificar la trayectoria de la persona o entidad a contratar.

Participo de la discusión debido a que me siento en la obligación moral de aclarar conceptos errados, toda vez que trabajo en ese campo, soy docente y vicepresidente del comite de tierras del ICONTEC.

Atentamente,

Carlos A. Cárdenas A.
Ingeniero Electricista
Grupo Inv. Manejo Eficiente Energía Eléctrica
GIMEL - Universidad de Antioquia

De: Juvencio Molina
Enviado el: Viernes, 5 de Mayo, 2006 00:33

Ing. Cárdenas, estoy totalmente de acuerdo con su planteamiento. Debemos aumentar los esfuerzos en la difusión de los conceptos sobre redes de tierra y las interconexiones de los subsistemas.

Es increible seguir viendo como el contenido de los documentos normativos sobre sistemas de tierra no es conocido entre muchos de los ingenieros electricistas y adicionalmente, como existen los mercenarios salidos de debajo de cualquier piedra que van por allí publicitando sus "conocimientos", cuando en realidad lo que van es montando trampas mortales.

Lo invito a leer, mediante el buscador de elistas, la gran cantidad de notas y líneas de discusión que sobre el tema de puestas a tierra y sistemas de protección contra rayos hemos tratado en la lista de intercambio. El grueso de las opiniones de los colegas listeros coinciden en la necesidad normativa y hasta de sentido común de efectuar la interconexión... Sin embargo, así como cada día aumenta la opinión favorable de la interconexión en la lista...En la calle, apreciamos que el concepto de tierras separadas, absurdamente se mantiene arraigado...Muchos técnicos que hace algunos lustros asistieron a un salón de clases y no han vuelto por allí, se aferran a lo de tierras islas…

Recientemente, estuvimos tratando el tema de las famosas bobinas de choque Colombianas y muchos de nosotros concluimos en que ese artilugio produce desacoples entre los subsistemas de tierra para altas frecuencias…

Finalmente, no me contentaría con decir... Hay que ver a quien se contrata...Creo que debemos dar un paso mas allá y exigir una certificación, una aprobación por parte de un ente evaluador de las capacidades y méritos técnicos del diseñador y del instalador de sistemas de puesta a tierra y de sistemas de protección contra rayos..La razón.. Son sistemas básicamente de seguridad... y cuando se trata de vidas y protección de bienes, hay aseguradoras de por medio y aspectos éticos en mi opoinión de cumplimiento obligatorio..En consecuencia se tienen caminos para trabajar en la implantación de la exigencia de calificación certificada..

Actualmente formo parte del subcomite 07 de CODELECTRA, en Venezuela, en el cual estamos abocados a la revisión de la norma venezolana COVENIN 599 "Código de Protección contra Rayos"... Allí efectué el planteamiento de la certificación y hasta la fecha el mismo no ha obtenido mucho respaldo por distintas razones, las cuales podría informarles mas adelante. Sin embargo, el planteamiento está hecho y el analisis específico de este tema está pendiente, pero existe cierta disposición para abordarlo...

Pregunto..¿Se ha hecho algo similar a lo de la certificación en Colombia?..o en algún otro pais para los amigos de la lista..??

Saludos,
J.Molina

21. Comentarios acerca de los pararrayos radiactivos

Pregunta

De: Michel Sandoval
Enviado el: Martes, 13 de Enero de 2004 12:11 p.m.

Estimados listeros.

Escribo porque tengo dos consultas. Espero que me puedan ayudar en esto:

1) Encontrando información sobre pararrayos encuentro que existen los del tipo RADIACTIVO y los NO RADIACTIVOS. Cual es la diferencia fundamental en estos equipos? Es debido a que tengo que colocar en una planta un PARARRAYOS y no se por cual de los dos escoger o mejor dicho cual de los dos me ofrece mas ventajas. Buscando información encontré que los NO RADIACTIVOS tienen un dispositivo de cebado que ayuda a que el rayo se descargue por este elemento. Así mismo los fabricantes de sales electrolíticas

no colocan el espiral de cobre (al rededor de la varilla) en el pozo a tierra, entiendo que esto con la finalidad de ayudar a que se pueda "expandir" rápidamente las ondas que se producen. Espero que este en lo correcto. Espero algún comentario al respecto.

Respuestas

De: Jorge Farfán
Enviado el: Martes, 13 de Enero de 2004 01:21 p.m.

Michel:
1) La Diferencia fundamental esta en su nombre precisamente, el radioactivo emite electrones como para "atraer el rayo" y el otro obviamente no, ahora esa atracción lo hace más eficiente?, es decir realmente atrae el rayo?, la experiencia de muchos ingenieros en la materia es que no, es decir en cuanto al funcionamiento del pararrayos o mejor dicho ATRAPARRAYOS, es la misma sea radioactivo o no.

Respecto de la utilización del espiral al rededor de la varilla de descarga, pues te diré que no es conveniente porque recuerda que esta espiral se comporta como un reactor (solenoide) y la función del reactor es limitar la corriente, por lo tanto con la espiral lejos de mejorar la eficiencia de la puesta a tierra, lo que haces es aumentar la resistencia a la disipación de la corriente, que es finalmente le objetivo de la PT, por lo tanto no es recomendable utilizar la espiral al rededor de la varilla en la PT.

De: Juvencio Molina
Enviado el: Miércoles, 14 de Enero de 2004 06:47 p.m.

Hola Michel: Estoy de acuerdo con Jorge en relación al uso de los llamados pararrayos radioactivos. Hay que tener precauciones.

Debes estar atento al uso de esa tecnología la cual ha sido rechazada por la NFPA por haberse demostrado mediante pruebas y ensayos realizados de manera independiente que la tecnología de los llamados pararrayos reactivos no es superior a la tecnología tradicional de puntas Franklin.

Existen normativas en países como Brasil en la cual la tecnología está prohibida.
No informas en tu nota cual fue el mecanismo mediante el cual llegastes a aplicar la tecnología y seria interesante.

Te recomiendo que acceses la página web de NFPA y encontraras reportes técnicos y las conclusiones que llevaron a esa organización a excluir la tecnología de pararrayos radioactivos de la norma NFPA-780, año 2000.

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jueves, 15 de Enero de 2004 10:08 p.m.

Estimados, recibí en mi correo una nota de un amigo quien indica que en España están prohibidos los llamados pararrayos radioactivos, los mismos fueron retirados y se llamó una empresa especializada para manipularlos.
Lamentablemente borre por error de mi correo la nota y así al colega español que nos escriba directamente al foro para conocer mayores detalles al respecto.

En el caso de Venezuela hace algún tiempo atrás un amigo que trabaja en una empresa especialista en sistemas de protección contra rayos estaba consultando sobre que normativas, experiencias o casos parecidos se tenían en relación a la manipulación de esos artefactos y se encontró que en Venezuela y en muchos países hay equipos radiactivos instalados y no existe ninguna normativa o practica recomendada para su manipulación.

En los EEUU han ocurrido conflictos incluso ante tribunales por casos relacionados con los pararrayos radiactivos.

Particularmente a mi no me convence el uso de ninguna tecnología emergente en pararrayos debido a que cuando estas han sido sometidas a pruebas llevadas a cabo por laboratorios e instituciones especializadas y de carácter independiente ninguna de las tecnologías que han venido promocionando como lo "último bajo el sol" ha demostrado ser superior a los sistemas tradicionales con puntas Franklin.

Los vendedores de las nuevas tecnologías tienen prácticas de mercadeo muy agresivas llegando en algunos casos a ser hasta intimidantes, de esa manera, y aprovechando el desconocimiento conceptual craso que existe entre los usuarios de sistemas de protección contra rayos e incluso entre nosotros los que nos movemos en el campo de la ing. eléctrica esa es la manera con la cual han logrado captar una tajada de mercado..Un aspecto en el cual los usuarios tenemos "desconocimiento galopante" y cometemos errores unos arriba de otros es en el tema de las puestas a tierra y esa es una ventana por lo cual los vendedores de los nuevos sistemas de pararrayos se cuelan y no los vemos.

Lo de las tierras es algo muy extendido y aquí en este foro hemos escrito bastante sobre redes de tierra y sin embargo es poco lo que estoy seguro hemos hecho en relación a romper el velo y quitar telarañas al respecto.

Generalmente ocurre que en las presentaciones de los vendedores de las tecnologías de pararrayos estos impresionan al auditorio con el terminal de captación, el rayo bajando y nosotros incautamente vemos hacia el cielo... Pero si volteamos y vemos hacia abajo veremos a los promotores de la nueva tecnología excavando y adecuando las redes de tierra…

Es decir la verdad es que el rayo viene del cielo pero su control está en tierra... Como debe ser...Solo que nos cuesta entenderlo y terminamos pagando un montón de dinero por "espejitos" y "cuentas de vidrio"...y esto último lo saben y explotan a l perfección quienes promocionan estos artilugios..

22. Borrador de Norma NFPA 781, referente a pararrayos “activos” - Otras normativas y pruebas de laboratorio a esos sistemas

Pregunta

De: Testarmata, Jorge
Enviado el: Lunes, 09 de Febrero de 2004 08:20 a.m.

Yo tengo la NFPA 781 (ojo que se refiere a los pararrayos del tipo radioactivo) no a los ionocaptor (pasivo con iotización por metales electropositivos como el oro, plata, etc.)

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 09 de Febrero de 2004 06:38 p.m.

Amigo Jorge, tengo algunas observaciones en relación a tu ofrecimiento normativo.

No conozco la existencia de una norma NFPA-781 y estoy casi seguro de que no existe con rango de norma.

Estoy casi seguro que ese documento, en caso de existir, es una propuesta de norma que no ha llegado ninguna parte y mucho menos a ser documento oficial de NFPA.

Lo digo porque NFPA ha tenido incluso juicios y aspectos legales con los fabricantes de los pararrayos radioactivos debido a que estos elementos junto con los llamados de emisión temprana nunca han podido demostrar mayor eficiencia que las puntas Franklin tradicionales.

Revisa en la página web de NFPA y podrás comprobar que no existe el mencionado documento NFPA-781. Debemos tener cuidado con los documentos e información que tenemos.

En una oportunidad un proveedor me hizo llegar la "norma" NFPA-780A relativa a los sistemas CTS y al indagar pude comprobar que solo fue el borrador de una futura propuesta de norma la cual nunca fue aceptada por NFPA. Si le hubiese creído el cuento seguro me habría puesto a promocionar algo que era el puro y simple interés del proveedor.

Es posible que a ti te esté pasando algo similar.

De: Testarmata, Jorge
Enviado el: 10/02/2004 11:05:13

Sí es cierto, no la pude encontrar en el sitio. Esta versión la baje de la red hace casi 2 años.

Te agradezco el consejo, no sabia que podían existir esos borradores con carátula de NFPA. En el tema de los ionocaptores pasivos, no encuentro alguna norma que avale su radio de acción.

En Argentina se realizo en un laboratorio nacional pruebas y los resultados para esas condiciones fueron muy ventajosas con respecto a los Franklin.

Según los modelos matemáticos sobre ionización de átomos y moléculas del aire + la "lluvia" de electrones de 1.2 nA / m2 en condiciones normales, resulta convincente la atracción que ejercen los metales electropositivos como el oro, sobre los electrones "libres" que vienen saltando de un átomo/molécula a otro en su viaje hacia la tierra, el oro los atrae y los conecta con un camino fácil a tierra por lo que comienza el efecto corona o embudo, lógicamente todo dependerá de la intensidad de campo, hasta ahí no hay dudas de como interactúan los elementos, pero falta saber cual es la proyección de ese embudo para definir a ciencia cierta los radios de protección. Por favor si conseguís algo te lo agradezco.

Saludos y Muchas Gracias.

Jorge
Bahia Blanca - Argentina

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 10 de Febrero de 2004 12:22 p.m.

Jorge, hay que ser cuidadoso con los documentos con "cara" de norma que recibimos.

En relación al tema de las nuevas tecnologías de pararrayos hasta el presente no hay ninguna que realmente logre demostrar que mejora la condición de captación de la punta Franklin.

Hay un aspecto que indicas en tu nota el cual no se puede dejar pasar por alto y es el hecho de que las pruebas y los resultados que mencionas son de laboratorio. Es casi seguro que las condiciones reales sobre el terreno no son reproducibles en laboratorio, sobre todo porque es casi aleatorio el comportamiento de viento, humedad, temperatura y en consecuencia el comportamiento de la nube de tormenta.

Adicionalmente existen registros fotográficos tomados por la NASA en los cuales se aprecian longitudes de streamer de hasta 90 kms, siendo muy normal una longitud de 20 - 40 kms, lo cual convierte un punto de impacto creado por un pararrayo en un kino de lotería. Hay que jugar con las probabilidades de impacto.

Esto porque suponiendo que tengamos la punta Franklin o el pararrayo ion-activo que mencionas instalado a 60 ó 100 metros de altura... Y se presenta un rayo de 20 -30 kms de longitud sometido en ese tramo a los caprichos de la naturaleza del viento, los cambios de densidad del aire producto de los gradientes de temperatura que atraviesa, etc cuantas posibilidades de atraerlo hacia el punto de impacto de nuestro interés
existen??

Será posible creer que 50 ó 100 m y un artificio en su punta le "tuercen" el rumbo a la descarga..?? Las pruebas de campo desarrolladas en distintas partes del mundo indican que esto no es así.

Tengo un tiempo trabajando con la norma IEC-61024 y sus guías asociadas aplicando puntas Franklin y de acuerdo a lo que he comparado entre ella y otros documentos tal como NFPA-780, 2000 el documento IEC es superior.

La razón es que se usa una metodología analítica para determinar el nivel de riesgo de impacto a la instalación, el nivel de protección requerido, las definiciones del esquema de protección y sobre todo las mejoras a los sistemas de puesta a tierra.

IEC define la importancia del control de voltajes de toque y de paso en función de la impedancia de impulso, es decir los aspectos dinámicos que impone una descarga eléctrica en un sistema de puesta a tierra.. Ese tratamiento no existe en NFPA y algunos electricistas usan la IEEE-80 para definir e implantar sistemas de puesta a tierra que sirven sistemas de pararrayos..Esa es una aplicación incorrecta…

El mismo documento IEEE-80 lo declara en su alcance ..NO aplica para sistemas de pararrayos. La razón…los cálculos que maneja son para corrientes de frecuencias industrial...y una descarga atmosférica es un frente de onda tipo surge con tiempos muy cortos en el orden

de los microsegundos y en consecuencia frecuencias muy elevadas que imponen severos acoplamientos magnéticos y capacitivos que no existen a frecuencias industriales.

Hemos aplicado "al pie de la letra" IEC en mejoras en de SPR en plantas de petróleo y gas instaladas en suelos con resistividades de hasta 8000 ohm-m y densidad de descargas atmosféricas de 5,32 descargas*km2/año y se han obtenido excelentes resultados.

Las descargas han seguido cayendo pero sus efectos se han mantenido controlados en los últimos dos años.

Las mejoras han sido integrales y el aspecto fundamental que al mejorarse prácticamente cambió el panorama fueron las mejoras a los sistemas de puesta a tierra, tanto de seguridad como los dedicados a sistemas sensibles.

En resumen, basado en esta y otras experiencias...El rayo se va a presentar atraído por cualquier cosa que este ubicado sobre la superficie y si no existe un buen sistema de drenaje a tierra sus efectos los vamos a padecer..De manera que aunque los rayos vienen del cielo.. Su control está en tierra

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 10 de Febrero de 2004 01:37 p.m.

Juvencio cordial saludo, aunque se esta volviendo repetitivo que en ciertos periodos volvamos a temas ya tratados quiero opinar sobre el tema.

Estoy de acuerdo contigo en lo referente que hasta el momento no se ha demostrado la efectividad de los sistemas "activos" respecto a las puntas Franklin la otra vez, le pedí al Dr. Horacio Torres de la universidad Nacional de Colombia experto en el tema de los Rayos su opinión y el en pocas palabras concluye lo mismo que tu.

Ahora desde mi óptica una norma no legaliza una metodología. En un futuro cercano podría desarrollarse sistemas que puedan "parar un rayo", al normalizarse no implica nada solamente que para poder cumplir lo de "parar un rayo" se DEBE cumplir ciertos requisitos y eso es lo que se normaliza.

23. Tips para diseño de protección atmosférica en instalaciones con equipos electrónicos sensibles

Pregunta

De: Reynier García
Enviado el: Lunes, 10 de Mayo de 2004

En estos momentos estoy preparando mi tesis para graduarme como ingeniero electricista .La misma abarca temas referentes a: Descargas atmosféricas, transitorios de sobrevoltajes que estas ocasionan, protecciones contra las mismas. En especial busco información de protección contra descargas atmosféricas en sistemas de telefonía. Estas protecciones basadas en la implementación de descargadores gaseosos, varistores, termistores.

Cualquier información que posean sobre estos temas, por favor enviármelo a mi dirección de correo. Les estaré eternamente agradecido.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 10 de Mayo de 2004 04:21 p.m.

Amigo, debido a que buscas conceptos te sugiero que revises normativas existentes sobre el tema.
En general debes considerar un sistema de protección de tipo integral. Captación, bajantes, sistema de puesta a tierra y protección de los equipos sensibles. En general las normas están considerando en la actualidad la necesidad de protección contra efectos directos e indirectos del rayo.

Efectos directos: Normas de los EEUU: NFPA 780. Europeas: IEC-61024
Efectos indirectos: Protección de equipos sensibles puedes ubicar el documento IEEE-1100 de los EEUU y el IEC-61213.

En esta búsqueda debes leer bastante porque hay mucha polémica entre los vendedores de distintas tecnologías de protección especialmente en lo referente a los sistemas de protección externa. Cada uno descalifica al otro y le grita al mundo que lo suyo es mejor..A la hora de la verdad..lo único demostrado fehacientemente hasta la fecha es que todos se comportan como puntas Franklin con mayor o menor apellido..

Algo es seguro..Los rayos se producen y vienen del cielo..pero su control se realiza desde tierra..Te sugiero que prestes bastante atención a algunos aspectos como son:
.- Análisis de riesgo de impacto en la zona.
.- Determinación de niveles de protección
.- Comportamientos dinámicos de las redes de tierra sometidas a impulso
.- Diversificación de la corriente del rayo (Uso de bajantes múltiples)
.- Si usas dispositivos tipo supresores de picos como protección de equipos sensibles, su instalación debe ser calculada de manera específica en lo relativo a la energía a la que estarán sometidos durante el surge del rayo..
.- Los cableados, loops y otras cosas parecidas deben tener mucha atención en el caso de equipos sensibles porque de no estar bien instalados tiras a la basura el trabajo de diseño del sistema en lo relativo a protección de equipos sensibles..

Creo que estos tips pueden servirte de algo…

24. Conductores bajantes para puesta a tierra de torre de telecomunicaciones

Pregunta

De: Antonio Alvarenga
Enviado el: Miércoles, 01 de Septiembre de 2004 12:19 p.m.

Les agradecería cualquier apoyo que pudiesen darme con lo siguiente:

En una torre de telecomunicaciones cada cierto número de metros (30m aprox.) se coloca un ground kit (puesta a tierra) en los bajantes de guía de onda. Estos ground kit se llevan a una barra colectora de cobre cercana a ellos. De esta barra sale un conductor que se lleva hasta la base de la torre donde se interconecta con el anillo de tierra de ésta. En caso de torre de 60m de altura tendría una barra colectora de cobre "master"
en la cúspide, otra a media altura y por último una en la base. De cada barra sale un conductor que va directamente a la base de al torre donde se conecta con el anillo de tierra de la torre.
Ahora bien, me están exigiendo interconectar todas las barras colectoras y llevar un solo conductor hasta el anillo de tierra.
Existirá alguna norma internacional que rija el número de conductores a colocar para la puesta a tierra de guías de onda en torres de telecomunicaciones.

Respuestas

De: Néstor Escala
Enviado el: Miércoles, 01 de Septiembre de 2004 03:24 p.m.

Antonio:

Normalmente estoy proyectando y construyendo sistemas de telecomunicaciones. Efectivamente para guías de onda o cables coaxiales cada 30 m (a veces cada 20 m) es recomendable instalar un grounding kit. Estos se aterran en una placa de cobre y todas estas placas de cobre se unen entre si con un conductor de cobre de 50 mm2 de sección.

Esta sección es adecuada en la mayoría de los casos y si se realiza la verificación de inductancia (inductancias en paralelo del cable colector, del conductor exterior del coaxial o guía de onda y el mástil) los valores calculados son adecuados.

El cable de cobre se conecta en la base del mástil al anillo de jabalinas y este anillo de jabalinas se conecta radialmente con jabalinas enterradas al lado de los anclajes de arriostramiento y las mismas riendas se aterran a esas jabalinas. También es importante aterrar las guías de onda a la entrada del shelter o caseta de equipos y que el anillo de tierra de este shelter este equipotencializado con el anillo de tierra del mástil. Con el conjunto de jabalinas normalmente se obtiene una resistencia de tierra de un ohm (en terrenos pedregosos, como sabrás es mas difícil obtener este valor, pero hay que aumentar las jabalinas y tratar el terreno) Todas las conexiones entre cables yo las prefiero con soldaduras exotérmicas.

El conductor de tierra del pararrayos también se aterra al mismo anillo.

No tengo aquí la bibliografía, pero no recuerdo ninguna norma que obligue este método de aterrar guías de onda o coaxiales en particular. Pero es la practica normal en las telcos, incluso en la que yo trabajo. Además con cálculos de inductancia de conductores y mástiles y la diferencia de potencial que aparece ante la caída de un rayo se demuestra que este método es el mas adecuado, siendo además buena la ecuación costo-beneficio.

Información acerca de sistemas de grounding para telecomunicaciones podes ver en www.polyphaser.com y en http://gpr-expert.com/index.htm.

La norma ANSI/EIA/TIA - 607 especifica puestas a tierra para edificios de telecomunicaciones.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 15 de Septiembre de 2004 12:18 p.m.

Amigos, Aunque voy un poco tarde voy a opinar.

Este tema de los bajantes a tierra en instalaciones elevadas (ejm la torre de comunicaciones por uds tratada) es interesante porque en realidad el concepto detrás de todos los requerimientos de interconexión de los llamados Kits de tierra en la torre es la necesidad de formar múltiples bajantes los cuales ante la presencia de un surge de corriente producto por ejm. de una descarga atmosférica tenga un efecto divisor de la corriente de impulso y en consecuencia la famosa relación V: L di/dt sea menos dañina debido a que si bien la inductancia del cable esta presente amplificada por la altura (mayor longitud del cable), al existir un número mayor de bajantes el efecto di/dt es menor y la diferencia de potencial entre el punto de impacto del rayo y la base de la torre es menor.

Obviamente debemos asegurar la equipotencialidad de toda la red de bajantes y los sistemas de puesta a tierra, así como los cerramientos de equipos. Adicional a lo uds. indicado les remito a ubicar la norma IEC-61024 la cual trata la protección contra rayos en estructuras de hasta 60 metros de altura.

25. Experiencias en uso de guayas de acero para sistemas de puesta a tierra y bajantes de pararrayos

Comentarios

De: Miguel Martínez Lozano
Enviado el: Jueves, 3 de Mayo, 2007 08:59

Apreciados Amigos:

En Venezuela es bastante común el uso de las guayas de acero galvanizado como sistema de puesta a tierra e incluso en algunos casos como bajante de pararrayos. En particular, Electricidad de Caracas, EDELCA y CADAFE, utilizan este material para la PAT de la mayoría de sus torres de transmisión.

Igualmente se han hecho algunos proyectos con las petroleras, empleando también el acero como sistema de puesta a tierra.

Otra alternativa que se ha trabajado con varios estudios técnico económicos, es el empleo de conductores trenzados tipo copperweld (del mismo material que las barras copperweld – acero con un micraje de cobre) que no es mas que una variante del uso del acero y algunas ventajas frente a corrosión y a resistencia superficial. Este ultimo punto se esta usando incluso para la sustitución de los conductores de neutro en transformadores de distribución en la Electricidad de Caracas.

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc., Dr.
Universidad Simón Bolívar - Departamento de Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión
Caracas – Venezuela

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Thursday, May 03, 2007 10:11 AM

Hola Miguel.

Tendrás algunas experiencias postmorten del comportamiento de las guayas de acero en los casos en que se ha usado como electrodo de puesta a tierra??

Te comento que para el caso específico de las petroleras, la experiencia real no ha sido muy buena en varios casos. No tengo idea de cual ha sido la situación con CADAFE y la EdC y sería interesante disponer de los detalles de evaluaciones que hallan sido efectuadas luego de años de servicio del acero.

Para el caso de las petroquímicas el asunto es un tanto complejo porque el acero cuando se usa, su condición operativa depende de la eficiencia de la protección catódica que debe instalarse ya que el cobre en este caso particular es afectado severamente por vapores y gases de amoníaco.. Esto genera consideraciones muy especiales para definir el material del electrodo de tierra.

Normalmente el sistema de electrodos de tierra de las petroquímicas se instalan en zonas marinas, en donde el suelo contiene alta concentración de cloruros y resistividades normalmente bajas. Esto atenta contra el acero... pero si se usa cobre… en caso de existir amoníaco...también va directo a la fosa..Ahora, el problema adicional es que cuando se instala electrodo de acero y al no existir una cultura de evaluación, inspección y mantenimiento apropiado suceden casos como el que mencioné de Supermetanol de Oriente y también ocurrió algo, un poco más leve, pero importante en la planta de Fertinitro.

De: Miguel Martínez Lozano
Enviado el: Jueves, 3 de Mayo, 2007 13:33

Juvencio:

Nuestra experiencia al respecto ha sido diversa.

En general, la solución de guaya ha sido satisfactoria, pero claro, depende mucho de las características del suelo y del entorno para concluir fehacientemente.

De PDVSA tengo experiencia en Lagunillas, donde el uso del cobre es imposible dadas las características de corrosión y de robo y como te comente antes, la Electricidad de Caracas, ha usado desde hace más de 20 años la guaya de acero galvanizado, con buenos resultados, incluyendo las líneas que salen de Tacoa en pleno litoral.

En suelos agresivos, la experiencia positiva ha sido como comente antes la utilización de conductor trenzado tipo copperweld y los resultados después de 6 - 7 años de instalados, ha sido satisfactoria, ya que se han encontrado en buenas condiciones tras la realización de inspecciones visuales.

Saludos,
Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc., Dr.

Capítulo 11
Puesta a Tierra

1. Valores aceptables de resistencia a tierra de un sistema 295
2. Valores aceptables de resistencia a tierra para diseño y operación de una planta industrial 301
3. Puesta a tierra de tanques de aceite 303
4. Puesta a tierra de tanques de combustibles 304
5. Puesta a tierra de un tanque de gas propano instalado dentro de un edificio 312
6. Interacción entre la puesta a tierra y la protección catódica de tanques metálicos 312
7. Programas para cálculo de sistemas de PAT 313
8. Evaluación de causas de fallas en equipos electrónicos en planta de proceso producto de impactos de rayos y déficit del SPAT 314
9. Modificación de malla de puesta a tierra durante ampliación de una subestación 315
10. Funcionamiento de pinza para medición de resistencia del s.p.a.t. 317
11. Diseño y auditoría de sistemas de p.a.t. 318
12. Tierra del sistema y tierra de seguridad ¿juntas o separadas? 320
13. Las tierras en instalaciones de edificios ¿deben estar aisladas o interconectadas? 322
14. Desventajas del uso de acero de refuerzo de estructuras como sistema de puesta a tierra 324
15. Necesidad de malla de tierra en plataformas marinas 325
16. Puesta a tierra de aeronaves 327
17. Fallas a tierra en sistemas en delta 328
18. Comentarios sobre los “transformadores” zig-zag 332
19. Voltaje máximo entre neutro y tierra a la salida de un UPS para no tener problemas con los equipos electrónicos 333
20. Criterios de puesta a tierra de pantallas de cables de media y alto voltaje 335
21. Precauciones para puesta a tierra de equipos médicos 336
22. Medición de tensiones de paso y de contacto en una subestación 338
23. ¿Se puede medir tensiones de paso y de contacto en una subestación energizada? 339
24. ¿Cómo medir la resistencia de una red de tierra estando la misma energizada? 341
25. Métodos de medición de resistencia de puesta a tierra de instalaciones 342
26. Problemas en la medición de resistividad de suelos 342
27. Mejoramiento de la resistividad de terrenos por medio de tratamiento químico 345

28. Comparación entre compuestos artificiales comúnmente utilizados para mejorar la resistencia a tierra (sales, cementos conductivos, etc.) 356
29. Ventajas y desventajas de sistemas en delta (con neutro aislado) – uso de "transformadores" zig-zag 358
30. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de puestas a tierra del neutro (alta resistencia, baja resistencia, sólido a tierra)..... 360
31. Implicaciones de cambio de un sistema con neutro aislado a neutro puesto a tierra – Aspectos a tomar en cuenta para la evaluación y caracterización de sistemas de puesta a tierra existentes 361
32. Materiales alternos al cobre para evitar hurtos de conductores del sistema de p.a.t. 364
33. Daños en tarjetas de central telefónica motivado a fallas a tierra en el lado del suministro eléctrico..... 366
34. Computadores dañados debido al uso de tierras "aisladas"..... 367
35. Equipos electrónicos dañados por deficiencias en el sistema de puesta a tierra y diferencia entre tierras "aisladas" y "separadas" 369
36. Otro caso de problemas con puesta a tierra de equipos electrónicos (PLC) y uso de tierras "aisladas"..... 370
37. Metodología para el cálculo y evaluación de una red de tierras para protección atmosférica en un sistema industrial 372
38. Metodología para el cálculo y evaluación de una red de tierras para protección atmosférica en un sistema industrial 373
39. Uso de "Bobina de choque" para interconectar la tierra de pararrayos con el sistema de p.a.t. de potencia y de equipos electrónicos 374
40. Más sobre las "Bobinas de choque" 375
41. Corrientazos desde partes metálicas de una casa: causas y posibles soluciones 377
42. Puesta a tierra de carcaza de un transformador: ¿a cual tierra conectarla, del lado de baja o alto voltaje?..... 378
43. ¿A qué profundidad debe ir enterrada la malla de tierra de una subestación?..... 379
44. Distribución de corrientes de falla a tierra en una subestación..... 380
45. Cálculo de factor de distribución de corriente de falla a tierra "Sf" según IEEE 80 – Diseño de mallas de tierra con configuraciones irregulares 383
46. Puesta a tierra de torre de telecomunicaciones..... 385
47. Consideraciones para el diseño de una malla de tierra de un variador de velocidad 387
48. Implicaciones de una falla a tierra en el lado de alto voltaje de un transformador. 388
49. Utilización de normativas para protección contra descargas atmosféricas – Soluciones para el mejoramiento de sistemas de puesta a tierra 389
50. Consideraciones para el diseño de mallas de tierra en suelos rocosos 390
51. ¿Cómo caracterizar el suelo en dos estratos, utilizando el método de medición de resistividad de Wenner?..... 392

52. ¿El Ground Potencial Rise (GPR) puede alcanzar un valor superior al voltaje de línea del sistema? 393

1. Valores aceptables de resistencia a tierra de un sistema

Pregunta

De: Eduardo Canqui Valdez
Enviado el: Miércoles, 26 de Mayo de 2004 08:37 p.m.

Estimados Amigos listeros

Bastante he leído en este foro acerca de los pozos a tierra, cuyos comentarios me han servido de mucho, mi duda es la siguiente, ¿al realizar una medida y obtener un valor XX, como se si el valor encontrado es aceptable? en el caso de que el pozo a tierra este destinado a un tablero de control, o esté destinado a telecomunicaciones, informática o simplemente fuerza. ¿Existe alguna norma que indique los valores limites que debe tener mi pozo a tierra considerando las diferentes aplicaciones?

Entiendo que unos de los valores que debo tener en cuenta son las tensiones de contacto y de paso, ¿Qué tan importantes es saber estos datos en pozos a tierra dedicados al área industrial? He consultado el código nacional de electricidad de mi país (PERU) y en el no he encontrado algo específico al respecto.

Sin otro particular

Eduardo Canqui Valdez
B. Ing Eléctrica - Arequipa - Perú
Espero contar con su respuesta para poder incrementar mis conocimientos en Electricidad

Respuesta

De: Alejandro Higareda R
Enviado el: Jueves, 27 de Mayo de 2004 10:27 p.m.

Este es un fragmento de la NOM-001-SEDE-1999 Norma Mexicana sobre las instalaciones eléctricas en México.

Les sugiero que busquen los mismos artículos en el NEC, es muy probable que encuentren lo mismo.

921-18. Resistencia a tierra de electrodos. Disposiciones generales. El sistema de tierras debe consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener una resistencia a tierra suficientemente baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y de contacto (se considera aceptable un valor de 10 ohm; en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25 ohm. Si la resistividad es mayor a 3000 ohm/m se permiten 50 ohm) para permitir la operación de los dispositivos de protección.

a) Plantas generadoras y subestaciones. Cuando estén involucradas tensiones y corrientes eléctricas muy altas, se requiere de un sistema enmallado de tierra con múltiples electrodos y conductores enterrados y otros medios de protección.

b) Sistemas de un solo electrodo. Los sistemas con un solo electrodo deben utilizarse cuando el valor de la resistencia a tierra no exceda de 25 ohm en las condiciones más críticas. Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es 5 ohm.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 31 de Mayo de 2004 05:28 p.m.

Amigos, este tema es interesante y la pregunta del amigo peruano permite que quizás ampliemos una discusión sobre criterios de impedancia de puesta a tierra.

Observen algo. El NEC (norma NFPA-70) no define pozo de tierra. Se refiere a electrodo artificial y el valor máximo es de 25 ohms.

Algunas normas y empresas, tales como las normas de la empresa petrolera de Venezuela definen valores de 15 ohms para sistemas generales y 5 ohms para sistemas dedicados a pararrayos.

El documento IEEE-1100 (Aplicado para puesta a tierra de equipos sensibles, telecomunicaciones y otros) no define valor de impedancia de puesta a tierra. Indica que sea tan baja como posible sea lograrla..y refiere al NEC.. no se "mata" por indicar un número..y eso si por depender del # fuera debería "pararnos" los pelos..
En mis aplicaciones de sistemas de puesta a tierra no hago punto de honor el valor de impedancia. Trato en la medida de lo posible de obtener el valor mas bajo pero eso no es lo mas importante..
La razón: Se puede tener un sistema de 5 ohmios y ser inseguro y de paso no efectivo para controlar tensiones transferidas.

Amigos…pregúntenle a algún fabricante de equipos que les explique porque tiene que ser un ohmio y no 5..?? La respuesta: Se refugian en que esas son sus normas y no pueden cambiarlas..

Amigos, lo mas importante es efectuar interconexiones, cableados y cosas parecidas de manera apropiada orientadas a obtener sistemas verdaderamente equipotenciales..

El numero de impedancia puede ser 1,5 ò 10 ohmios y no hay mayores complicaciones..No olvidemos que el valor de impedancia de puesta a tierra no es único en el año. Cambia según las características de temperatura, humedad del suelo, etc.

En realidad lo de 1 ohmio en equipos sensibles tiene que ver mas con una "truculencia" comercial para evitar aplicación de garantías cuando ocurre alguna situación anormal en los equipos que cualquier otra cosa y también para que algunas empresas hagan negocios vendiendo "sustancias y arreglos casi mágicas" que disminuyen el valor de puesta a tierra a valores, según ellos hasta de menos de 1 ohm.

No olvidemos que los SPT generalmente los diseña, instala, inspecciona y mantiene el dueño de la instalación..y lograr un ohmio es prácticamente imposible..

Ahí esta el truco..."El equipo debe estar conectado a un SPT de 1 ohm" de lo contrario no aplica la garantía... el sistema tiene uno ó tres ohmios pero esta mal interconectado al equipo...el equipo falla u opera inadecuadamente... midieron y había tres ohmios..No aplica garantía…Se salvó el fabricante...Compras otra tarjeta, etc...y se hace un circulo porque tienes uno o tres ohmios.. pero el problema son los lazos de tierra y las distintas referencias de tierra que causan los errores de funcionamiento y fallas de los equipos ante principalmente surges..

Total...debemos atender más las apropiadas interconexiones y el ser "escrupuloso" en el respeto a los cableados de tierra de los equipos sensibles que al valor de impedancia de puesta a tierra...

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Miércoles, 02 de Junio de 2004 03:27 a.m.

Estimado colega Juvencio:

Estoy de acuerdo contigo, sin embargo y hasta donde tengo entendido el bajo valor en ohms en los SPT son para obtener una camino de muy baja impedancia para drenar y descargar las corrientes parásitas o dañinas a tierra.

También creo lo que comentas sobre los equipos y soluciones milagrosas.

Un dato que no deberíamos pasar por alto es realizar mediciones específicas sobre corrientes parásitas en nuestros SPT, ya que es un hecho que estas pueden influir en los equipos electrónicos sensibles conectados a tierra. Y aunque la normatividad es muy clara al definir que todos los sistemas de puesta a tierra deben estar unidos es muy recomendable realizar mediciones de calidad de energía.

Recomiendo visitar estos sitios para que puedan bajar estos archivos .pdf que hablan sobre los SPT de acuerdo con la Normatividad Mexicana.

http://cyamsa.com.mx/examentierras.htm este es un pequeño examen sobre PAT

http://cyamsa.com.mx/archivoarticulos.htm estos son artículos interesantes en .pdf

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 02 de Junio de 2004 04:34 p.m.

Amigo Alejandro, tu comentario es válido sin embargo más que medir la presencia de armónicos justamente el punto que requiere adecuado manejo es la calidad de la interconexión de las redes de puesta a tierra. Puedo hacer muchos esfuerzos en mejorar la calidad de la energía de mi planta, usando filtros y otros peroles parecidos sin embargo..Si fallo en la interconexión apropiada, mediante cables aislados, platinas o mallas referenciales y evitando los lazos de tierra.. si fallo en eso..Es casi seguro de que hice una masacre..en mi bolsillo..

No debemos olvidar que la tendencia actual es usar cargas no lineales las cuales generan armónicos. Es importante no perder de vista lo siguiente: El documento IEEE-519 define el punto de acoplamiento común entre la compañía de suministro eléctrico y la planta propiedad

del usuario en función del THD, pero no reglamenta el THI porque esa distorsión la genera la carga.. o sea..Es mi problema y debo resolverlo... Cada equipo, carga no lineal, puede estar cumpliendo en forma individual con los valores de THD y THI pero casi nunca se cumple cuando se tienen múltiples cargas conectadas a las barras de los CCM´s que conforman los distintos centros de carga de la planta... Es decir tengo problemas internos en la planta y muchos de ellos son armónicos de orden 3 los cuales circulan por tierra..Es decir ..Es casi seguro que aunque haga esfuerzos mis tierras de potencia siempre serán "sucias"...Y entonces..???..

Como mantengo "la pureza" de mis redes de tierra de referencia electrónica y como conecto las redes de los vecinos indeseables llamados pararrayos..???

Bueno ahí prevalece el tener los conceptos claros...aún con esta situación podemos interconectar las redes, usando sistemas en estrella o multipunto, por ejm. tal como lo define IEEE-1100.

Esos arreglos funcionan en cualquier caso, lo que tenemos que hacer es conocerlos y aplicarlos en forma correcta y para eso mis estimados colegas...existe el IEEE-1100 como una tremenda guía de uso industrial..Recomiendo que bebamos en la fuente...

Podemos hacer los ensayos y pruebas que mis deseos estimen...sin embargo si de verdad queremos apuntar los tiros hacia donde está la solución…apelemos a revisar con detalle el documento indicado..No lo vamos a lamentar…

Pregunta

De: Yalile Parra
Enviado el: Martes, 26 de Octubre de 2004 12:58 p.m.

….Juvencio, la opción que me das sobre especificar los VSP que aseguren un THD y un THI menor del 5% es muy buena, ya que estaba diseñando de acuerdo a la IEEE 1100 y el área de la malla debería ser demasiado grande para cumplir con una resistencia menor de 0.5 ohm.

Muchas gracias por tu gran aporte.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 27 de Octubre de 2004 05:10 p.m.

Yalile, veo varias cosas que creo importante que tomes en cuenta.

En alguna de tus notas leí que ya dispones de la red de tierra.

No te "des mala vida" por eso de que tienen que ser 0.5, 1, 2 ó 5 ohmios. Recuerda que la impedancia de tierra varía a lo largo del año y mas importante que el bajo valor de impedancia es la condición de interconexión equipotencial que debe cumplir la red de tierra con todos… lee bien... con todos los subsistemas de tierra que existan en la planta... sistemas sensibles, pararrayos y tierra de seguridad.. No vale eso de las tierras isla…

Cómo hacer las interconexiones efectivas lo dice IEEE-1100 para sistemas sensibles... y observa algo..IEEE-1100 en ninguna parte dice que la impedancia de tierra tiene que ser de 1, 2 o 5 ohms. Es mas la IEEE-142 tampoco lo dice...

Entonces de donde sale ese cuento de que tiene que ser 1,2,0.8, 5 o no se cuantos mas ohmios..?? Mi estimada, generalmente sale de las condiciones contractuales de los fabricantes quienes te ponen como condición un valor de impedancia tan bajo que es casi imposible de cumplir.. y luego cuando el equipo por X o Y razón se "lanza el tiro".. Los técnicos del fabricante vienen... miden y ..Ajá...nos agarran...el SPT tiene 10 ohms...y no aplica la garantía..Que bueno verdad...¡¡¡¡

Es mas se demuestra muy fácilmente que si tienes dos sistemas de tierra no interconectados el primero con por ejm. 0,5 ohms y el segundo...el de la planta con 5 ohms...y cae un rayo...vamos rápido a comprar tarjetas y otras cosas porque los equipos electrónicos la pasaron muy mal... y ojo...ambos sistemas estaban en los valores "de norma"…

Obviamente un valor bajo de tierra es recomendable pero no es lo mas importante.

Te cito un ejm. que he vivido recientemente.. El año pasado participe en la adecuación de sistemas de pararrayos en plantas de manejo de petróleo en el Oriente de Venezuela en una zona donde la resistividad promedio del suelo es de 3500 ohms-m, y donde la densidad de descargas a tierra por km2/año es de 5,31.
En una sola planta en dos meses se produjeron pérdidas mayores a 400 MUS$ y esa fue la razón principal de iniciar nuestro trabajo.

Hicimos los cálculos, recálculos y todo lo relativo a los SPT y los mejores valores obtenidos fue de 10 - 12 ohms en una malla convencional. No usamos electrodos químicos porque sus costos iniciales y de mtto en el ciclo de vida de la instalación eran muy superiores a los sistemas convencionales.

Hoy puedo decir que la adecuación realizada en los SPR de las instalaciones han recibido por lo menos 25 impactos directos solo en lo que va de temporada de invierno de este año 2004 y no ha ocurrido ni un solo paro por fallas de equipos o afectaciones a sistemas. La adecuación se hizo con estricto apego a lo indicado por IEC-61074 para el dimensionamiento de los sistemas de captación de rayos (Puntas Franklin), las redes de tierra se diseñaron considerando los efectos dinámicos del rayo, donde fue requerido se usaron equipos supresores de picos y la interconexión de los sistemas de tierra sensibles se hizo tal como lo establece IEEE-1100..
y ojo..se tiene una red de tierra de 10-12 ohmios..

Pregunta

De: Héctor
Enviado el: Martes, 14 de Diciembre de 2004 07:59 p.m.

Se me ha presentado una duda sobre las resistencias máximas que deben tener los pozos a tierra y si los pozos a tierra para sistemas de cómputo, comunicaciones e infraestructura tienen que ser diferentes, o puede ser un mismo pozo para los tres siempre y cuando se logre un valor de ohmiaje bajo. De acuerdo al código nacional de electricidad de mi país me indica un ohmiaje de 5 ohmios para zona urbana y 10 ohmios para zona rural. Tengo entendido que diferentes empresas trabajan como máximo con 3 ohmios para proteger sus costosos dispositivos electrónicos.

De antemano les agradezco su ayuda para poder aclarar esta interrogante.

De: Miguel Martínez
Enviado el: Miércoles, 15 de Diciembre de 2004 10:49 a.m.

Hola Héctor:

En general, en una edificación industrial o comercial, común, debes tener tres sistemas de puesta a tierra: el de protección contra rayos, el de electricidad y el de equipos sensibles. Los tres pueden ser arreglos electródicos distintos, pero deben estar unidos en un punto, para garantizar la equipotencialidad. Lo importante es que el conductor principal de tierra que subes desde el arreglo hasta el destinatario (sistema de computadores, puntas Franklin o neutro de transformadores o tableros), sea independiente para evitar corrientes circulatorias que pudieran en el peor de los casos dañarte los equipos más sensibles o por el otro, causarte interferencias y por ende mal funcionamiento.

Si tu instalación de puesta a tierra comprende una gran malla que abarca todo el perímetro del edificio, pues el sistema de puesta a tierra, en cuanto al arreglo electródico, puede ser único para los tres usos.

En cuanto al valor de la resistencia de puesta a tierra objetivo para cada uno de los usos previstos, es distinto: por ejemplo para electricidad, pues entre 10 y 20 Ohmios, suele estar bien (hay normativas como Venezolana: 20 Ohm, Española: 37 Ohm, etc.); para protección contra rayos, suele exigirse resistencias inferiores a 15 Ohm y en cuanto a instalaciones de computo o telecomunicaciones, con 5 Ohm, seria suficiente. Sin embargo, cada país, compañía o persona puede fijar valores objetivo en función de prácticas habituales o en función de minimizar el riesgo de daño o mal funcionamiento.

Si los tres sistemas son independientes y se unen, pues el efecto será casi el paralelo de los tres, si son un solo sistema, pues deberá seleccionarse el menor de todos.

El valor de la resistencia depende de dos parámetros importantes: la resistividad del suelo y el arreglo electródico. En suelos de resistividad media (>300 Ohm-m), lograr valores por debajo de 3 Ohm, es muy costoso y a veces en función de las limitaciones de espacio para construirlo, imposible. Por ello, establecer a priori un valor de resistencia objetivo, debe ser un compromiso entre lo realmente necesario y el limite de costo para dicha infraestructura en particular.

Por ello, suele estar en desuso, establecer en normativas internacionales un valor bajo de puesta a tierra como exigido y se suele ser mas conservador, con valores como los que te indique antes.

Por último, a veces mas importante que el valor final de la resistencia, es por un lado el comportamiento dinámico del arreglo electródico, especialmente en lo que corresponde a corrientes de alta frecuencia (esto depende de su topología o esquema) y de como subas los conductores de tierra, hagas la equipotencialidad, escojas rutas para evitar inducciones y que no crees lazos, etc. Esta comprobado que mas del 70% de los problemas de puesta a tierra, no tienen que ver con su valor de resistencia de drenaje, sino con la estructura y conexiones en equipos, tableros, etc.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simón Bolívar - High Voltage Research Group
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

2. Valores aceptables de resistencia a tierra para diseño y operación de una planta industrial

Pregunta

De: Simón R.
Enviado el: 12 de Diciembre, 2005 15:17

Estimados Listeros,

Actualmente se desean realizar mediciones en el mallado de puesta a tierra en una planta industrial, dentro de los parámetros a medir se encuentran resistividad y resistencia. Quisiera saber que información tienen acerca de los valores óptimos para un mallado de puesta a tierra de una planta manufacturera. Adicionalmente, me gustaría saber más acerca de los métodos existentes en el mercado para mejorar y adecuar un mallado de puesta a tierra existente. Actualmente tengo entendido que se está utilizando el cemento conductivo, adición de sales, bentonita, jabalinas y barras adicionales entre otros métodos, agradeciéndole por la información que me puedan suministrar al respecto.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 12 de Diciembre, 2005 21:01

Hola Simón.

Te invito a que uses el motor de búsqueda de la lista, ingreses "puesta a tierra" y encontrarás mucha información sobre el tema.

En relación a mediciones no existen lo que llamas valores óptimos. En general para una planta industrial valores entre 5-10 ohms son aceptables. Sin embargo, por experiencia te puedo indicar que obtener un valor bajo de resistencia de puesta a tierra por si solo no asegura nada...la razón lo mas importante es mantener interconexiones realmente efectivas que aseguren el funcionamiento equipotencial del sistemas de puesta a tierra.

En esta interconexión deben incluirse las famosas tierras "aisladas" que normalmente existen en las plantas dedicados a sistemas de instrumentación y equipos sensibles...

Es muy típico recibir requerimientos sobre "Que hacer para adecuar el terreno porque necesito 1 ohm"...

Sobre esto se ha escrito bastante en esta lista...y la conclusión es que aunque es deseable disponer de un valor óhmico bajo en realidad ninguna norma reconocida establece que se debe

tener 1, 5 o 10 ohmios para que el sistema de tierra cumpla su tarea en forma segura y eficiente.

En realidad en plantas industriales debido a las múltiples interconexiones existentes, intencionales o no, entre los subsistemas de tierra casi siempre es posible disponer de una red de tierra de gran tamaño, estas interconexiones definen caminos divisores de corriente, sin embargo siempre existirán zonas críticas en relación a voltajes de toque y de paso por fallas a tierra.

Acá es en donde el asunto tiende a complicarse debido a que la geometría de estas mallas no son las tradicionales cuadradas o rectangulares y la metodología definida por el IEEE-80 no es apropiada. Es necesario efectuar análisis basado en la teoría de imágenes de Maxwell y la forma de hacerlo es usando un programa que maneje esta técnica.

Muchos programas comerciales, tal como el ETAP, permite hacer este análisis. La limitante con el uso de estos programas es que el usuario previamente necesita definir el factor divisor de corrientes y en las plantas este cálculo no es tan simple por la gran cantidad de elementos metálicos enterrados e interconectados de los cuales muchas veces no disponemos información.

Hace algún tiempo efectúe un trabajo en una planta en la cual + ó - seguimos la siguiente pauta:

1.- Evaluamos la red de tierra de la planta: Encontramos varias redes, incluyendo pararrayos y sistemas sensibles, las cuales no estaban interconectadas entre si, ni con el sistema de tierra dedicado a 60 Hz.

2.- Calculamos el valor máximo de falla a tierra que será inyectado al sistema de electrodos de la planta.

3.- Elaboramos un modelo para estimar y determinar los valores de factores divisores de corriente de la red de tierra de la planta al efectuar interconexiones entre los subsistemas de tierra presentes. Para esto nos basamos en un paper publicado hace algunos años por Thapar y otros el cual establece un modelo de circuito en escalera y su solución se plantea a través de la teoría de líneas de transmisión.

4.- Conocidos las fracciones de corriente que circularían por cada subsistema modelamos cada subsistema en el módulo de tierra del ETAP y evaluamos su comportamiento ante voltajes de toque y de paso.

Se logró resolver el asunto de fallas de equipos y sistemas, se determinó la necesidad de mejoras a la red de tierra en algunos sitios para el control de voltajes de toque y de paso y el valor de puesta a tierra de la red Integral resultó en 15 ohmios...Obviamente uno de los puntos de más atención fue lo relativo a la calidad de las interconexiones entre los subsistemas y las mejoras a las disposiciones de cableado a tierra de los sistemas y equipos de la planta.

Demás está decir que el suelo de la planta tiene valores de resistividad muy altos...Modelado biestratificado la capa superior rondaba los 550 Ohms-m y la inferior 4500 Ohms-m con un espesor de capa superficial de 3,5m.

3. Puesta a tierra de tanques de aceite

Pregunta

De: Raúl Cacchione
Enviado el: Tuesday, June 14, 2005 2:08 PM

Debo diseñar la puesta a tierra de unos tanques de aceite y por ello necesito alguna información adicional, más allá del propio cálculo en si. Les agradecería a quienes me puedan citar alguna referencia, página web, etc. de este asunto.

Respuestas

De: Santos Carvajal
Enviado el: Tuesday, June 14, 2005 3:53 PM

Raúl,

La respuesta a tus preguntas las encuentras básicamente en tres publicaciones que son:

1.- N.E.C. EN ART. 250 en la parte de "PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS", "PUENTES DE UNION EN LUGARES PELIGROSOS (CLASIFICADOS)"

2.- IEEE-142 GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS EN INDICE VER "TANKS".

3.- API-540 Ver la parte 5.5.3 y 5.5.4.1

La decisión de la puesta a tierra es para dos parámetros: las cargas estáticas y las descargas atmosféricas.

En API-540 dice que las estructuras se deben conectar a tierra al menos en dos puntos opuestos, dependiendo del tamaño del tanque se instalan mas de 2, 4, 6.

El puente de unión será del mismo calibre del conductor de la red o malla, o menor.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Wednesday, June 15, 2005 12:01 AM

Hola Raúl.

Ya algunos colegas te han orientado con la bibliografía.. Mi curiosidad tiene que ver es ..Que tipo de aceite contienen los tanques..?? Realmente se generan atmósferas explosivas o algo parecido con "aceite"..??..Son metálicos los tanques..??

El hecho de ser tanque no necesariamente conduce a que debamos instalarle una conexión externa de tierra... no olvidemos que muchos tanques tiene condición de autoprotección y son una gran masa metálica interconectada con tuberías.. es decir muchas veces se comportan como un electrodo de tierra.

Otro gallo canta si existe protección catódica para el tanque..

Pd: Definiciones sobre condición de autoprotección las encontramos en API-2003 y en NFPA-780.

4. Puesta a tierra de tanques de combustibles

Pregunta

De: Washington Reyes
Enviado el: Viernes, 07 de Septiembre de 2001 20:28

Hola,
¿Alguno de Uds. tiene información sobre puestas a tierra para tanque de combustibles como diesel y bunker, diseño e implementación?
Gracias de antemano.

Respuestas

De: Carlos Wong
Enviado el: Lunes, 18 de Marzo, 2002 21:53

Estimados amigos:

Intento aportar en el esclarecimiento en el rumbo de diseño de la puesta a tierra, como parte de una instalación eléctrica en o alrededor de los tanques de Diesel y/o bunker:

- Efectivamente el articulo 250 del NEC cubre "grounding" en general.

- Si un ingeniero electricista se guía mediante el NEC (NFPA 70) va a lograr cumplir una s condiciones mínimas de seguridad a fin de proteger a las personas (de accidentes por contacto) y a las instalaciones por incendios o explosiones, pero recordando que el NEC no es un manual de diseño y que su seguimiento dará un mínimo de protección.

- El NEC no considera todas las variedades de productos combustibles o inflamables que pueden existir como posibilidad de instalación, ni considera todas las circunstancias alrededor de tal o cual producto.

- El NEC legisla varias condiciones específicas, desde los artículos 510 en adelante, como por ejemplo el 515 dedicado a "BULK STORAGE PLANTS", pero aplicable solo a "flammable liquids" no a "combustible liquids"

-Un ingeniero electricista interpretaría que un tanque de Diesel podría estar dentro de esta clasificación del artículo 515.

-Pero el Diesel es un "combustible liquid - class III B" por tener un " flash point" en o sobre 93 °C y no esta amparado en el NEC 515 y tampoco esta en el NEC explicado, las diferencias de "flammable" y "combustible" .

-Entonces resulta que hay que mirar en el listado de "codes" del NFPA y usar en este caso el NFPA - 30 "Flammable and Combustible Liquids Code" que cubre la aplicación de un tanque de Diesel bajo diferentes circunstancias de instalación y operación como es el punto de vista de Juvencio.

-Si en este tanque hay que prever protección contra descargas atmosféricas, entonces en el listado de "codes" de la NFPA encontramos el NFPA - 780 titulado "Lightning Protection Code", que seria el código a seguir para esta materia.

Resumiendo para un tanque de Diesel o bunker: nos guiamos como mínimo por el NFPA-30, continuando con el NEC (NFPA-70) y usamos el NFPA-780 si debemos proveer protección contra descargas atmosféricas, como guía de efectuar una instalación eléctrica en o alrededor de un tanque de Diesel o bunker (no solo puesta a tierra).

El uso de las regulaciones "API" en mi modo de ver depende del cliente si lo pide o del ingeniero que quiera cumplir con todos los "codes" existentes lo cual es imposible.

Si no se tiene el rumbo claro, se entrampan en los "codes".

De: Juvencio Molina
Enviado el: Martes, 19 de Marzo, 2002 10:27

Amigos Carlos y Washington:

En general la protección de los tanques que manejan hidrocarburos deben cumplir con artículo 250 de la NFPA-70 (NEC) sin embargo el como llegar a cumplir ese requerimiento es otra historia. Aquí entran en juego una serie de factores técnico-operacionales y de fabricación que están definidos en los documentos API-2003 y la NFPA-780.

Hacia abajo les voy a explicar porque le hice varias preguntas al amigo Washington, las cuales realmente son importantes de tener bien definidas…
de lo contrario es muy probable que instalemos una excelente conexión a tierra en el tanque y de repente ..Pumm se nos voló ¿Qué pasó?..Aquí les va algo.

En general los sistemas de almacenamiento y manejo de hidrocarburos, construidos con elementos metálicos soldados, instalados sobre tierra cumplen de manera inherente los valores requeridos de puesta a tierra indicados por el CEN. Las razones sus grandes masas metálicas en contacto directo con el suelo y la unión, en la generalidad de los casos a sistemas de tuberías. Las tuberías ayudan menos si existen sistemas de protección catódica instalados en el tanque, debido a la presencia de empacaduras aislantes en las bocas del tanque y las bridas de las tuberías.

En general, solo por curiosidad, desconecten la puesta a tierra y midan el valor de puesta a tierra de sólo el tanque metálico instalado sobre el suelo directamente y podrán verificar lo que les escribo. Por regla general se usa colocar sistemas de puesta a tierra, pero en la mayoría de los casos no se requiere.

Para tanques metálicos subterráneos creo que es obvio el esquema de autoprotección.

La norma NFPA-780 y API- 2003 establecen como mejor protección en tanques el respeto a las condiciones operacionales (no crear atmósferas explosivas dentro del tanque- Como se logra esto??.- Operando el tanque de manera que la tasa de llenado y vaciado permita mantener una atmósfera saturada en el interior y no se alcance el límite de inflamabilidad), el control de la electricidad estática (evitando puntas afiladas las cuales eleven gradientes de potencial en el

interior del tanque) esto es porque los líquidos de hidrocarburos tienden a ser malos conductores eléctricos y retienen carga eléctrica en las labores de llenado y vaciado del tanque.

Mantener todas las tapas de aforo y de inspección cerradas. El uso de paredes metálicas gruesas (mayor de 1/3 de pulgada) permite soportar el impacto de un rayo, el cual usará como bajante las paredes del tanque y se drenará la corriente hacia tierra…

El uso de tanques soldados evita las fugas que son típicas en los tanques metálicos apernados. Al existir fugas se van a crear atmósferas explosivas en el interior del tanque.

Adicionalmente, es típico que los venteos de los tanques estén dotados con sistemas denominados "arrestallamas" los cuales impiden la penetración del fuego hacia el interior de los tanques. Es decir se incendia el venteo y el sistema contra incendio lo apaga...Esto ocurre y les puedo asegurar que seguirá ocurriendo.

Créanme, puedo tener conectado a tierra el tanque y cumplir con valores de puesta a tierra tan bajos como queramos y si no son respetadas las condiciones operacionales este sistema será vulnerable ante rayos. Si la construcción es inadecuada (puntas afiladas por ahí) es vulnerable a la electricidad estática...

Es decir en cualquier momento de tormenta o de labores operativas... Es posible que pongamos el tanque en órbita... Y eso no es juego.

En casos especiales, se calcula un índice denominado de riesgo, el cual es definido por la norma NFPA-780 para definir la necesidad de protecciones adicionales contra rayos las cuales, cuando son requeridas, consisten en mástiles con cables de guarda o en su defecto simples puntas Franklin instaladas en los mástiles.
El índice de riesgo se puede calcular para cualquier tipo de instalación y para los efectos prácticos prefiero los lineamientos que establece la IEC-61024. La considero superior en la definición de la metodología de cálculo (del índice) que la NFPA-780.

Les informo que por ahí existen "vendedores" de tecnología de protección de tanques - Sistemas de Arreglo de Disipación (DAS) - los cuales son promocionados como elementos que "eliminan" el rayo. Esta aseveración de venta ha sido demostrado que es falsa ya que existen pruebas documentadas de que los rayos continúan cayendo donde y como les da la gana.. Incluyendo la estructura de los mismos sistemas DAS.

Los vendedores de estos sistemas han iniciado acciones legales contra NFPA porque esta organización nunca ha aceptado la tecnología. La norma API.2003 en su apéndice C la menciona solo como referencia.

Les digo esto para si existe alguien en el foro interesado en profundizar un poco en el tema con gusto me ofrezco a acompañarlo…

De: Pedro Eterovic
Enviado el: Martes, 19 de Marzo, 2002 13:01

Estimados amigos:

Interesante el tema de la puesta a tierra de tanques, lo mejor es aplicar las normas con prudencia y sentido común. Sólo quiero tocar un temita....."el agujero de faraday".

Cuando el tanque puesto a tierra, por efecto de una descarga de rayo levanta potencial, todo el , metálico, queda equipotencial, sin embargo... Si el cableado de la medición de niveles introduce el potencial cero lejano hasta el instrumento de medición, en este se puede producir una chispa y gran explosión (ya sucedió varias veces) esto porque se perforo la jaula de faraday con el cableado que no disponía de transductor de aislación que evita el transporte del cero lejano.

Por lo demás, un tanque de mas de 4 mm de espesor no necesita pararrayos, ni puntas disipadoras, solo una puesta a tierra eficiente, y ni eso si el tanque esta en buen contacto con el terreno. El tema se complica cuando entra en juego la protección catódica, donde tierras en cobre son de evitar y mejor usar cinta de zinc, etc., etc.

De: Juvencio Molina
Enviado el: 19 de Marzo, 2002 20:52

Amigo Pedro, estoy totalmente de acuerdo contigo. El sistema de puesta a tierra de la planta debe ser de tipo equipotencial y obviamente esto debe incluir los equipos de almacenamiento, procesos, etc.

En lo que mencionas hay un factor que en mi opinión debes revisar. El hecho de que no se cumpla la equipotencialidad del sistema de tierra no necesariamente causó que el tanque explotara. La razón de la explosión debe apuntarse hacia la existencia de atmósferas en el interior del tanque con valores de concentración de mezcla oxígeno+combustible dentro de los límites de inflamabilidad. En ese caso solo hacía falta la chispa…Y esta apareció...

La razón por la cual es sumamente importante evitar la creación de atmósferas explosivas en el interior del tanque es porque en terminologías de incendios existe un triángulo llamado de fuego: Oxígeno + Combustible + Chispa = Fuego

El combustible lo tiene el tanque en su interior, el oxígeno está afuera y es posible controlar su ingreso al tanque. Sobre la chispa no puedo hacer prácticamente casi nada.. Es seguro que va a aparecer por cualquier vía.

Está demostrado por largos años de experiencia en la industria petrolera que no es posible aplicar el concepto de jaula de Faraday en los sistemas de tanques, pero si es posible operar con atmósferas saturadas en su interior de manera que la mezcla de vapores se mantenga pobre en oxígeno y no alcance la concentración para ignición. También puede ocurrir que la mezcla sea extremadamente rica en oxígeno y muy pobre en combustible (estaríamos en el límite superior de inflamabilidad)

Es decir, puede caer un rayo sobre el tanque y este no explotará, a lo sumo se va a incendiar el extremo del tubo de venteo, si el tanque es de tipo atmosférico, si es de tipo presurizado no es preocupante el caso en lo absoluto.

La idea es disponer de una tierra adecuada de manera que las corrientes del rayo se drenen a tierra de la manera más eficiente posible.

Algunas formas de explicar que no es posible el concepto de jaula de Faraday en tanques atmosféricos es el hecho de que existen tanques con techos flotantes. Explico: El techo se desplaza junto con el nivel del líquido y evita la creación de atmósferas explosivas entre el nivel superior del líquido y el techo. Este es un eficiente método de controlar la generación de vapores, en consecuencia disminuye las pérdidas de hidrocarburos por mermas y se controla la formación de atmósferas explosivas. Pero igualmente destruye el concepto de jaula de Faraday.

Otra razón es que todo tanque de tipo atmosférico dispone de venteos y tapas para aforo e inspección. Esto también "mata" el concepto de jaula de Faraday.

Por otro lado está el control de la electricidad estática. Esta se genera al realizar operaciones de drenado y llenado del tanque y por eso es que es imprescindible un adecuado control de las velocidades, evitar las turbulencias en el fluido, entre otras cosas.

En relación a la opinión del sr. Carlos Wong, difiero cuando afirma que "El uso de las regulaciones "API" en mi modo de ver depende del cliente si lo pide o del ingeniero que quiera cumplir con todos los "codes" existentes lo cual es imposible.".

El criterio normativo, en su aplicación debe orientarse a la necesidad establecida por el proceso.

Lo mínimo indispensable que debe realizarse en el caso que discutimos es cubrir los aspectos de seguridad a las personas y a las instalaciones. Todo lo demás que se agregue por requerimientos del cliente está bien. Pero mi responsabilidad como diseñador es asegurarme un planteamiento técnico correcto y seguro. Para ello, debo entender el proceso operacional en el cual está participando con un aporte de elementos tecnológicos. Esto último es caso base para proteger tanques.

En el caso de tanques no es satisfactorio conformarse con instalar un electrodo en el tanque y medir 25 o menos ohmios. La aplicación normativa no puede ser vista como un cumple y ya.. Si el cliente lo pide o nó. Hacerlo así no asegura protección..

Para tanques que manejan líquidos de hidrocarburos, se puede tener la orientación de la clase de líquidos, etc. Según NFPA-30, estoy de acuerdo, pero es ley cumplir con lo establecido en el NEC, sección 250 y para lograrlo es altamente recomendable aplicar API-2003 (alguien puede aplicar una recomendación distinta, pero las practicas de las empresas petroleras coinciden en general con API - Pueden consultarse los documentos y manuales de diseño denominados Prácticas Básicas de EXXON, SHELL, MOBIL, BP, PDVSA. Verdaderamente no sabría decir si existen prácticas distintas, pero lo mencionado les puedo indicar que es bastante). En caso de existir necesidad de protección adicional contra rayos se debe aplicar NFPA-780. Más o menos ese es el orden para aplicar "protecciones" a tanques.

En tanques.. En muchos casos la puesta a tierra con electrodos externos no se justifica. Solo para protección contra rayos es que en realidad se instalan electrodos, para disminuir la resistencia de puesta a tierra a valores tan bajos como 5 ohmios. Si cumplir con el NEC fuera el requerimiento mínimo, entonces bastaría con disponer de 25 ohmios para cualquier circunstancia...

Creo que acá todos sabemos para que sirve un valor de 25 ohmios en un sistema de puesta a tierra.

Para quienes tengan interés en el tema y no dispongan de acceso a la norma me voy a permitir incorporar parte de lo que expresa la API-2003 en su última versión (1998) sobre puesta a tierra de tanques.

El API 2003, en su versión del año 1998 establece en su alcance (traducción libre): Esta práctica recomendada presenta el estado actual del conocimiento y la tecnología, en el campo de la electricidad estática, rayos y corrientes "vagabundas", aplicable a la prevención de la ignición de hidrocarburos en la industria petrolera basados en investigaciones científicas y experiencia práctica. La sección 4.5.3 (Grounding), pags 16 y 17 del mismo documento, indica (traducción libre): Tanques de almacenamiento al nivel del suelo son considerados inherentemente conectados a tierra para disipación de cargas electrostáticas independientemente del tipo de fundación (concreto, arena, asfalto). Para tanques elevados (sobre el suelo), la resistencia a tierra puede ser tan alta como 1 megohm (1 millón de ohmios) y el tanque podría considerarse adecuadamente conectado a tierra para disipación de cargas electrostáticas.

La adición de varillas de conexión a tierra y sistemas de puesta a tierra similar no reducirá el riesgo asociado con cargas electrostáticas en el fluido.

Sin embargo, conexión a tierra adicional puede requerirse para seguridad electrical (ver NFPA 70) o protección contra rayos (Ver sección 5).

La sección 5 del documento establece como principio de protección la autoprotección basada en condiciones operacionales apropiadas, láminas gruesas, evitar atmósferas explosivas dentro del tanque, etc., que explique en nota anterior y en caso de requerirse protecciones adicionales, según el índice de riesgos calculado para la instalación, entonces se efectuará según NFPA-780.

De: Carlos Wong
Enviado el: Miércoles, 20 de Marzo, 2002 18:14

Estimado Juvencio,

Lamento que el párrafo relativo a las normas API lo haya incomodado, posiblemente por una mal interpretación al mismo. Los ingenieros electricistas en general suelen estar ligados a un sector de la industria, por ejemplo petrolero, militar, manufacturero, etc. La formación básica de los ingenieros incluye el conocimiento del NEC o su versión equivalente de cada país. En algunos casos, se amplia este conocimiento a las normas NFPA en general. Aquellos ingenieros que laboran con el sector petrolero por implícita situación se familiarizan con las normas "API". Otros lo hacen con las normas "MIL" y así sucesivamente. Cuando a un ingeniero (no del sector petrolero) se topa con un tanque de combustible de su fábrica o estación de gasolina, su obligación es usar NFPA 30 y el NEC o NFPA 70, o el NFPA que corresponde a estaciones de servicio.

La posibilidad de usar API no es tan fácil, ni es una obligación buscarla esa u otras normas de otros países aunque sean muy seguras o más seguras que las del NFPA.

Las normas a aplicar a tal o cual proyecto principalmente están relacionadas a los requerimientos del país o de las instituciones gubernamentales, del sector o institución dueña

del proyecto y no es libertad del ingeniero el escoger que normas va a cumplir .S i piden API, en dicho caso el ingeniero se ve en la obligación de familiarizarse a dichas normas.

El criterio mío es que: sentido común mas NFPA son suficientes para que un ingeniero enfrente o acometa la tarea de la puesta a tierra de dicho tanque de diesel, si no esta obligado por ubicación de país u otra razón a tal o cual norma. Si es un requerimiento del dueño del tanque que la instalación siga API también, bienvenida la solicitud. Y si desea MIL también o cualesquiera otra norma que pida cumplir. Ese grado mínimo o razonable lo da el ingeniero como principio sin que nadie se lo pida.

Pero si el ingeniero esta familiarizado con el sector petrolero, entonces el por experiencia va a usar API por naturales razones, además del NEC que es su obligación, siempre que este en un país de América

No debemos olvidarnos que las normas API son aplicables al sector petrolero y un tanque de diesel no significa que corresponde a dicho sector.

Entonces amigo Juvencio la aplicación de API al tanque de diesel depende desde el punto de vista que lo desee mirar.

De: Juvencio Molina
Enviado el: Miércoles, 20 de Marzo, 2002 12:31

Carlos, en lo absoluto me molestó. Solo aclaré que difería de tu enfoque y explique mis razones.
Quise aclarar con detalle cual debería ser el tratamiento para que un electricista oriente su trabajo cuando se trata de líquidos de hidrocarburos. Esa es la palabra clave..Hidrocarburos.. El diesel es un producto de petróleo y por lo tanto sus consideraciones son las que planteo. En el tratamiento a la manera de conciliar la electricidad con las atmósferas explosivas originadas por hidrocarburos no hay mucho espacio para enfoques y criterios particulares..Se debe ser cauteloso.

Pienso que Orientar es uno de los objetivos de esta lista. Quienes mostramos nuestras experiencias lo hacemos de la mejor manera posible y que cada quien saque sus conclusiones... Adicionalmente también nos enriquecemos porque oímos críticas. No se trata de anclarse a posiciones.

Quizás la orientación dada contribuya a que quien hizo el requerimiento sienta la necesidad de fortalecer su pericia en un área determinada…

Modestamente, me sentiría contento si algo de lo que he escrito puede contribuir en esa dirección…

De: Jair Aguado
Enviado el: Miércoles, 20 de Marzo, 2002 09:33

Estimado Carlos,

Estoy de acuerdo con el planteamiento que tú presentas respecto a que las normas dependen del sector donde se trabaje pero creo que es bueno aclarar algo importante:

Las normas API (estas son de una asociación no se si es cerrada o abierta), NEMA (son National) y NFPA (son National), cuando utilizo el termino "National" estoy significando que son normas americanas que nuestros países hay veces asimilan completamente pero todas estas buscan un fin común "SEGURIDAD INDUSTRIAL", las API buscan que si vuela un tanque el menor numero de personas estén expuestas a un peligro potencial en pocas palabras evitan que uno se mate.

Ahora que es lo que realmente se busca entre un tanque de cualquier combustible u otro líquido y un sistema eléctrico lo que se busca es que haya "COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNETICA" que significa esto que no exista ninguna interferencia entre el tanque y los equipos eléctricos y/o electrónicos y también lo contrario entre equipos y el tanque. Por lo tanto hay que armonizar las normas.

Las únicas normas que nos ayudan al segundo planteamiento son las IEC y este es un verdadero instituto normalizador a nivel Internacional que cubre todos los campos del saber eléctrico, es que es muy sencillo las normas NFPA o las API y en parte las NEMA no caracterizan completamente los sistemas de puesta a tierra ni definen el comportamiento eléctrico de los sistemas.

Un ejemplo claro los tubos de los oleoductos son en muchos casos enterrados bajo las normas API y NFPA pero olvidan algo: que pasa si por encima pasa una línea de alta tensión, la respuesta es sencilla el sistema se va haber afectado en su funcionamiento y aumentaran el tiempo de indisponiblidad de la red debido a que esa tubería se comporta como un capacitancia variable y entonces aquí entra el termino ARMONIZAR las normas para que estos dos sistemas puedan compartir el mismo espacio.

En pocas palabras ARMONIA y aunque suene romántico es lo que busca las normas, por lo tanto se deben aplicar las normas necesarias para que un sistema funcione adecuadamente.

Y otra cosa no hay normas mejores que otras, solo hay aplicaciones donde se adecuan mejor una norma que otra y en este punto es que uno como Ingeniero se gana bien su sueldo y hace valer el titulo.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 20 de Marzo, 2002 18:55

Amigos, para aclaratoria en términos generales API son las siglas de American Petroleum Institute y es una reconocida institución de carácter privado la cual se encarga de emitir guías y practicas recomendadas en la industria petrolera de los EEUU y las cuales son referencia mundial. Es algo así como el IEEE de los EEUU, en la jerga eléctrica.

Grandes empresas petroleras del mundo realizan sus actividades basadas en guías emitidas por API y muchas otras las usan como referencia para adecuar sus "Basic Practices".

Es importante aclarar que en ningún momento las guías y recomendaciones emitidas por este instituto contradicen o disminuyen normativas que puedan estar relacionadas tales como NFPA o ANSI. Algunas guías y documentos de API han sido adoptadas como norma por ANSI

(American National Standard Institute) quien es el órgano oficial de normalización de los EEUU.

Ejm. de lo que digo: MPMS 8.3-95 "Manual of Petroleum Measurement Standars", Ejm. de documentos API relacionados con electricidad los cuales son aprobados por ANSI: API RP-500 "Recommended Practice for Clasification of locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities", API std 541 "Form-Wound Squirrel cage Induction Motors - 250 Horsepower and Larger", API std 546-90 "Form-Wound Brushless Synchronous Motors 500 Horsepower and Larger", etc.

5. Puesta a tierra de un tanque de gas propano instalado dentro de un edificio

Pregunta

De: Garcia Alburqueque Henry
Enviado el: Martes, 09 de Diciembre de 2003 06:21 p.m.

Saludos amigos:

Les agradezco de antemano si alguien me puede ayudar con las normativas de puesta a tierra para un tanque de Gas propano, instalado en un edificio a una altura de 25 metros.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 09 de Diciembre de 2003 07:43 p.m.

Amigo Henry. Cumple lo indicado en el artículo 250 del NEC y asegúrate de que exista tierra de tipo equipotencial entre el tanque y la tierra del edificio. Valores por debajo de 25 Ohms son suficientes.

No debes preocuparte mucho por rayos o estática, porque un tanque de propano es un recipiente presurizado de manera que la creación de atmósfera explosiva en su interior no va a ocurrir y adicionalmente las paredes generalmente son de espesor superior a los 4,5 mm. Esa condición operativa restringe o elimina el riesgo de explosión por corrientes circulantes en las paredes del tanque.

En una nota de un colega observo una serie de recomendaciones, calibres de conductor y valor de puesta a tierra lo cual es válido para tanques de tipo atmosférico, es decir tanques con venteos atmosféricos y bocas de aforo e inspección de tipo atmosférico... Eso no aplica para tanques de propano por ser recipientes cerrados y operados bajo presión….

6. Interacción entre la puesta a tierra y la protección catódica de tanques metálicos

Pregunta

De: Carlos Mateu
Enviado el: Wednesday, June 15, 2005 5:05 PM

Saludos cordiales amigos listeros y en especial a Ud. amigo Juvencio:
Me llama la atención que en la respuesta que Ud. le da al amigo Raúl le dice que si el tanque tuviera protección catódica entonces la puesta a tierra sería diferente. ¿No es así?. Tengo esta situación en un tanque de combustible y no se como realizar el aterramiento. Le ruego si Ud. Tiene alguna información o experiencia al respecto me la comunique.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Saturday, June 18, 2005 12:45 PM

Hola Carlos:
No se trata de que la puesta a tierra sea diferente si el tanque lo requiere.
Lo que se trata es de eliminar las interferencias entre los sistemas de protección catódica y el sistema de puesta a tierra.

La protección catódica de un tanque metálico normalmente se hace aplicando ánodos de sacrificio bajo el suelo y llevando un cable desde el ánodo hasta una caja de medición de potenciales, en la cual existe una interconexión con la estructura metálica del tanque. Va a circula una corriente por el suelo normalmente desde el fondo del tanque hasta el ánodo con retorno a través de las interconexiones de cables ya indicadas.

Al instalarse un sistema de conexión a tierra cerramos caminos adicionales de retorno de la corriente catódica, lo cual en muchos casos afecta la condición de protección y esto es lo que se denomina interferencia.

Que hacer..??

Se ha comprobado que en la mayoría de las aplicaciones una separación mayor de 31 cms (aprox 12") entre el anillo de tierra ó sistema de puesta a tierra del tanque y los ánodos de sacrificio es suficiente. Adicionalmente se debe usar cable aislado para interconectar la estructura metálica del tanque y el sistema de conexión a tierra.

La idea es limitar al máximo los caminos divisores de la corriente catódica, porque de los contrario es muy probable que en la creencia de que "protegemos" al tanque o su contenido contra estática, rayos o que se yo... en la realidad lo condenamos a muerte y lo ejecutamos cuando modificamos en forma inadvertida sus valores de corriente catódica de protección.

7. Programas para cálculo de sistemas de PAT

Solicitud

De: Yvan Hernández
Enviado el: Sunday, July 17, 2005 9:00

Buenos días amigos.
Estoy en estos momentos buscando un programa para el cálculo de los parámetros de un sistema de puesta a tierra. La idea es que el programa se pueda dibujar el SPAT como se quiera y ubicar las picas o jabalinas de forma aleatoria y pueda calcular tensiones de paso y contacto, resistencia, resistividad entre otros.

Si conocen alguna pagina donde lo pueda conseguir les agradecería mucho.

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Sunday, July 17, 2005 9:18 PM

Yvan, lo que buscas se puede encontrar por fracciones.

Por ejm el módulo de puesta a tierra del ETAP te calcula los voltajes de toque y de paso pero debes ingresarle la geometría de la red y la corriente de falla.

Existen hojas de cálculo basadas en IEEE-80 las cuales en función de una determinada topología de la red te calculan los parámetros básicos de resistencia y voltajes de toque y de paso. Hay algunas circulando por ahí. Tengo una hoja basada en IEEE-80, año 1986 pero ya es obsoleta porque la nueva versión del IEEE-80, 2000 analiza con mas detalle algunos parámetros. El Prof. Miguel Martínez hace algún tiempo mencionó que iba a colgarla en su web.

La modelación del suelo tiene algunas variantes. He visto algunos programas por ahí pero al efectuar comparaciones con otros resultan en variaciones importantes de resultados. Todo tiene que ver con el modelo matemático que usan. En este momento no dispongo de un programa que efectúe la modelación.

En fin, para resumir te puedo decir que para comenzar a trabajar si no tienes nada a mano. Usa la IEEE-80 año 2000. Ahí tienes un método gráfico el cual puedes usar. La red de tierra, si es sencilla la puedes dimensionar usando la secuencia que se indica en el documento.

Previo a los cálculos deberías determinar la fracción de corriente de falla que efectivamente será inyectada a la red de tierra. Esto se determina calculando el efecto de los divisores de corriente conectados a la red, tal como los cables de guarda de líneas a aéreas, la pantalla de cables, etc. Determinar este valor de fracción te ayuda a no sobredimensionar el sistema calculado.

8. Evaluación de causas de fallas en equipos electrónicos en planta de proceso producto de impactos de rayos y déficit del SPAT

Pregunta

De: Yvan Hernández
Enviado el: Sunday, July 17, 2005 9:00

Saludos amigos de e-grupos. Tengo una pequeña consulta.

Estoy realizando mi trabajo de grado en una planta de compresión de gas, la empresa me planteo el siguiente problema: Algunas veces cuando caen descargas atmosféricas (Impactos directos e indirectos) en la planta o los alrededores se han quemado equipos de instrumentación y telecomunicaciones en varias oportunidades.

¿Qué orientación le podría dar a mi trabajo de grado o como podría atacar el problema?

Ellos presumen que es el sistema de puesta a tierra ya que ha sufrido modificaciones por el vandalismo.

Que recomendaciones me pueden dar. Algunos documentos que pueda consultar. Algún programa especializado que pueda utilizar o algo.

Espero que me ayuden, saludos.

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Sunday, July 17, 2005 9:24 PM

Yvan, normalmente lo del vandalismo es posible en plantas desatendidas.
No creo mucho en el vandalismo dentro de plantas asistidas por operadores. Apunta los tiros a evaluar las condiciones reales de interconexión entre los distintos sistemas de tierra que de seguro existen en la planta. Por experiencia en la zona del oriente del país son múltiples los errores de diseño, construcción, de inspección y mantenimiento que se encuentran en este tipo de instalaciones. Ejemplo de esto fue en las plantas de la empresa Petrobrás en el campo Oritupano en el Sur de Monagas. Allí participé junto a un colega en la resolución de problemas exactamente como los que planteas.

Usamos IEEE-1100 para los sistemas sensibles.

9. Modificación de malla de puesta a tierra durante ampliación de una subestación

Pregunta

De: Pavel Rodríguez
Enviado el: Tuesday, June 21, 2005 12:45 PM

Saludos amigos. Estoy realizando trabajos de ampliación de capacidad en una subestación en el cual consiste en instalar un nuevo transformador con todos sus equipos asociados, pero durante la realización de las obras civiles en la excavación nos topamos con un conductor de la malla de puesta a tierra, este caso lo tenemos en tres excavaciones para las bases de los mismos. El conductor nos impide encofrar para el vaciado de concreto, por lo que decidimos cortar el conductor de puesta a tierra y luego realizar un empalme para realizar un especie de arco que rodee las bases y continuar con el vaciado. La pregunta es: En que perjudica esta operación en cuanto al diseño, cálculos, confiabilidad de la malla de puesta a tierra en la subestación? Muchísimas gracias de antemano.

Respuestas

De: Leonardo Utrera
Enviado el: Wednesday, June 22, 2005 8:12 AM

Amigo, la decisión que tomaron es la correcta. Es de resaltar que esto debió ser previsto por quienes te hicieron el diseño y de una vez hacer los cálculos que respaldaran la decisión. Básicamente, la razón de ser de la malla es:

1.- Garantizar las tensiones de paso y de toque (eso involucra otros factores como la equipotencialidad de todos los equipos y estructuras dentro de la S/E), en este caso la decisión tomada no afecta este punto.
2.- Proveer un camino adecuado a la corriente de falla a tierra (esto esta relacionado al punto anterior).
3.- Garantizar una conexión de baja impedancia a tierra (también esta relacionado, de alguna forma, a los dos puntos anteriores).
Si el área afectada es mucho menor al área total de la subestación te aseguro que no existe afectación alguna a la calidad del sistema de puesta a tierra. En caso contrario, se deben hacer unos nuevos cálculos para garantizar el adecuado funcionamiento en lo que respecta a los puntos 2 y 3. Saludos.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 24 de Junio, 2005 03:15

Amigo Pavel ya varios colegas te han adelantado sugerencias que apuntan en forma adecuada lo que debes hacer.

Voy a efectuar varios comentarios adicionales:

Como no tenemos mayores datos del trabajo que adelantas, no podemos saber que trivial o que tan importante es la actividad que adelantas en relación a las modificaciones del sistema de tierra... Sin embargo, siempre es conveniente detenerse a revisar un poco el panorama…

Si el transformador de reemplazo tiene las mismas características que el equipo anterior, partiendo del supuesto que la malla de tierra estaba adecuadamente diseñada simplemente debes asegurar mantener la longitud de conductor de tierra y se respetarán las condiciones del diseño original.

Sin embargo, si el transformador es de una potencia superior, tiene características de conexión distintas o se altera el método de conexión del neutro a tierra es prudente hacer una revisión del diseño de la malla de tierra. La razón un aumento de la potencia del transformador, trae consigo un aumento de la potencia de cortocircuito. Esto lo podemos apreciar rápidamente si usamos el concepto de fuente infinita de cc, donde MVAcc = MVAbase / Zcc

Donde:
MVAcc: Potencia de cortocircuito disponible en lado secundario del transformador
MVA: Capacidad Nominal del transformador
Zcc: Impedancia de cortocircuito del equipo

Por otro lado si se cambia el método de conexión del neutro a tierra, obviamente estamos modificando el valor de las corrientes de secuencia cero y estas son el parámetro base para la corriente de falla en el diseño del SPAT (Ig)

Ig: Sf x (3Io) según IEEE-80

Donde
Ig: Corriente de falla efectivamente inyectada al suelo
Sf: Facto de diversidad de la corriente…

Esto tiene que ver con los caminos de retorno de la corriente de falla, tal como pantallas de cables, conduits metálicos, cables de guarda de líneas aéreas entre otras cosas.

Cuando modificamos una subestación, muchas veces agregamos mayor número de cables apantallados, conduits metálicos y hasta nuevos cables de guarda, los cuales en muchos casos actúan como divisores de la corriente de falla y es muy probable que la corriente efectiva que es inyectada al suelo a través de del SPAT muchas veces hasta disminuya.

Si se reemplazo un transformador con un equipo de mayor potencia y luego de analizar el caso se concluye que no hay necesidad de modificar la red de tierra es evidente:
1.- El diseño original contempló ampliaciones
2.- El sistema de tierra está sobrediseñado, lo cual en muchos casos origina botar plata de manera inadvertida.

En la generalidad de los casos el punto 2 es casi la regla principalmente en instalaciones de tipo industrial... diseñamos para "full" corriente de falla sin apreciar el efecto divisor que existe en cualquier instalación y el cual es abordado en forma metódica por documentos como IEEE-80 e IEEE-665 "Guide for Generating Station Grounding"…

Creo que con estos aspectos en mente puedes abordar con mejor precisión tu trabajo particular…

10. Funcionamiento de pinza para medición de resistencia del s.p.a.t.

Pregunta

De: Carlos L. Aguiar B.
Enviado el: Viernes, 07 de Septiembre de 2001 20:28

Estimados Amigos...

Recientemente vi una publicación acerca de una pinza para medir los sistemas de puesta a tierra, específicamente la 3710 de la AEMC, con la cual | median el valor de la puesta a tierra en el conductor, tal cual se mide con una pinza amperimétrica.

Es mi intención, solicitarles información acerca de este equipo, como por ejemplo el método de medición que utiliza, sus aplicaciones, sus ventajas y desventajas contra el tradicional método de los tres electrodos (picas), y por supuesto sus experiencias...
Consulté las páginas de AEMC y no me fue de gran ayuda, solo las características técnicas del equipo...

De antemano gracias por lo que me puedan (o nos puedan) enviar....

Respuesta

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Sábado, 08 de Septiembre de 2001 08:12 p.m.

Carlos: hace un tiempo tuve oportunidad de manejar una de estas pinzas de medición de puestas a tierra. No tengo a mano sus características, pero hasta tanto alguien aporte datos más

exactos, te cuento de lo que me acuerdo: sobre una parte del núcleo (partido) de la pinza hay montada una bobina recorrida por una corriente de AF (no recuerdo qué frecuencia, pero varios kHz). Esa corriente, cuando la pinza abraza la jabalina o cable a medir, genera un campo magnético, el que a su vez engendra una corriente de esa frecuencia en la jabalina. Esa corriente, al circular por el cable, toma una intensidad que depende de su impedancia. Para que comprendas cómo circula esa corriente, te cuento una limitación de esta pinza: es apta para medir puesta a tierra en donde haya al menos dos jabalinas formando un lazo cerrado a través de tierra. Entonces la corriente sale de la jabalina donde está la pinza, pasa por el cable que vincula ambas jabalinas y retorna a la primera a través de tierra. La intensidad, dependiente de la tierra, la mide otra bobina dispuesta al lado de la primera, actuando ahora como pinza amperimétrica común. Te pido que tomes esto como orientación, ya que puede haber algún detalle algo incompleto. Pero esa es la idea. O sea que no sirve para una jabalina única, ya que no hay lazo a través de tierra para que circule la corriente inyectada.

Las mediciones que alcancé a hacer me dejaron algo inseguro, porque al comparar las mediciones con el método tradicional de los tres electrodos, encontraba, muy pocas veces, valores aproximados. Pero pienso que se le debe dar algún crédito al sistema, ya que está desarrollado por una firma muy seria en el tema. Habrá que experimentar algo más, cosa que no tuve tiempo de hacer.

Otro problema que tuve en alguna oportunidad, y espero que alguien ya lo haya resuelto, es el siguiente: medir la puesta a tierra de cada uno de las columnas de una línea de alta tensión. Parece fácil emplear el sistema de los tres electrodos o el de esta pinza que acabo de describir. En ambos casos, una dificultad estriba en que hay que desconectar una por una las puestas a tierra de cada poste, ya que de otra forma, sin desconectarlas, las puestas a tierra de los postes adyacentes entran en paralelo con la primera, falseando la medición. Y cualquiera sabe que las tuercas de los bloqueaos de las tierras en esas líneas no siempre son fáciles de desenroscar, ya que suelen estar bastante oxidados. Y además, está el riesgo de una descarga en el momento de su desconexión. Para ello, la ex firma Brown Boveri diseñó un telurímetro igual al tradicional de tres electrodos, pero en este caso la corriente inyectada al sistema para medir era del orden de los 18 a 20 kHz. De esa forma no hacía falta independizar la bajada de cada columna respecto a la jabalina, porque a esa frecuencia, la impedancia del hilo de guarda por donde se formaría el paralelo indeseable, es tan alta que no hay derivación de corriente inyectada por las puestas a tierra adyacentes. El problema era que las dos jabalinas del aparato había que hincarlas en tierra a 30 m y 60 m respectivamente, alineadas entre sí y en sentido perpendicular a la línea. Y como las líneas de AT normalmente atraviesan campos alambrados, o arbolados, o simplemente llenos de malezas, era un trabajo titánico ir de poste en poste desenrollando y enrollando los cables. ¿Se usa actualmente algún método alternativo a éste, para medir sin desconectar una por una las jabalinas? Porque aún con la pinza manejada correctamente, rara vez la bajada a la jabalina desde el bloqueto está tan suelta como para abrazarla con las mandíbulas, bastante grandes, de la pinza. Y si se pudiera abrir cada bajada, se rompe el lazo y el sistema no sirve. Hasta lo que yo sé, el sistema más usado es no medir esas tierras...

11. Diseño y auditoría de sistemas de p.a.t.

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 22 de Octubre de 2001 04:51 p.m.

Los sistemas de puesta a tierra son sistemas orientados a la seguridad de las personas y las instalaciones. Deficiencias de diseño son muy graves y las consecuencias legales pueden estar a la vuelta de la esquina.

El amigo Villacis te da algunas ideas, pero me preocupa el hecho de que el cliente te está solicitando valores de puesta a tierra del orden de los 5 ohmios. En términos exactos ese no es un sistema de puesta a tierra ordinario. Su diseño te aseguro requiere mucho mas que simplemente instalar varillas de 2,4 metros.

Mi experiencia de 10 años diseñando SPT me indica que usando solo varillas es más fácil ganarse un KINO o el gordo de la lotería que alcanzar ese número.

Las instalaciones típicas donde se solicitan esos valores son aquellos sitios donde existen equipos sensibles (computadoras, PLC's, etc.) o existen sistemas de protección contra rayos.

En ese caso toma mucha fuerza el control de los voltajes de toque, de paso y el control de ruido.

Existen normas de diseño de sistemas de puesta a tierra. La IEEE-80 indica criterios de diseño para S/E(s) los cuales pueden ser extrapoladas hacia otras áreas. Para sistemas extremadamente sencillos existen una serie de formulas en la norma IEEE-142 que pueden usarse (Ahí está la formula de la varilla de 2,4 metros).
Para el control de ruido se puede usar la norma IEEE-1100.

¿Por qué control de ruido? La razón es que debe existir un único sistema de puesta tierra. A el debe interconectarse de manera apropiada la puesta a tierra del sistema eléctrico de potencia, el sistema de tierras llamadas "tierras electrónicas" y el sistema de protección contra rayos. Tierras separadas significa voltajes transferidos en caso de fallas a tierra severas, tales como rayos y en consecuencia riesgo a las personas y daños de equipos con bajos niveles de aislamiento (tarjetas de computadoras y similares)

La norma IEC-61024 y sus anexos establece criterios para sistemas de protección contra rayos y establece los requerimientos del sistema de puesta a tierra

Para mediciones de resistividad del terreno y del valor de puesta a tierra puedes orientarte a través de la norma IEEE-81.

En sistemas pequeños la medición de resistividad del terreno se puede realizar por varios métodos. El mas popular por su facilidad de implantación y buenos resultados es el de Wenner o de 4 electrodos. El valor de puesta a tierra del sistema diseñado se puede verificar usando el método denominado caída de potencial.

DEBES TENER PRESENTE UNA REGLA DE DISEÑO: Un valor bajo de puesta a tierra no significa que el sistema sea seguro. La seguridad se relaciona con los gradientes eléctricos que se generan en el suelo al momento de circular la corriente de falla y son los que definen los voltajes de toque y de paso.

Una varilla o un grupo de varillas, en determinados casos puede alcanzar el valor óhmico requerido pero ser inseguro por voltajes de toque y de paso. Por eso el sr. Villacis en su nota te indica que debes separar las barras por lo menos 3 metros.

En realidad no se debería usar únicamente barras. Ninguna barra controla voltajes de toque y de paso. Debe combinarse barras y mallas de tierra. Las retículas de la malla son las que determinan el control de los voltajes de toque y de paso.

El diseño del sistema de tierra para valores bajos (menores de 5 ohmios) requiere usar software de modelación de resistividades del terreno biestratificado o multiestratificado. Estos software modelan el suelo (distintas capas con distintos valores de resistividad, te dan de manera estimada el espesor de cada capa) y orientan al diseñador en la configuración del sistema (usar o no barras de 2,4 metros, usar contrapesos, usar hincamientos profundos, etc.)

Instalar una barra de 2,4 metros (en mi país decimos "a pepa de ojo") sin un estudio detallado es un espejismo. Podemos llegar a creer que tenemos un buen SPT cuando la realidad no es así.

Este tema es amplio.

Le escribo lo de arriba no con ánimo de alarmarlo. Simplemente mi disposición e intención es alertarlo sobre detalles implícitos en el diseño de un SPT los cuales bajo ninguna circunstancia pueden ser tratados de manera superficial.

La filosofía básica por la cual se instalan SPT es proteger a las personas y eso !!! Es muy serio y delicado ¡¡¡¡

12. Tierra del sistema y tierra de seguridad ¿juntas o separadas?

Pregunta

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Wed, 19 Jun 2002 22:28

Amigos Listeros:
Quisiera su opinión, info e inquietudes acerca de lo que es el neutro aterrado de las instalaciones y la toma de tierra de seguridad (para carcazas y partes metálicas).

Hemos estado hablando de temas afines a esto con Jair Aguado y me interesa discutir con todos Uds. por ejemplo si el neutro de la instalación se debe aterrar junto a la toma de tierra de seguridad, o no.

Se que hay quienes plantean la necesidad de que ambos se aterren en el mismo punto; y otros que sostienen que se debe aterrar cada uno de manera independiente. Es decir una toma de tierra para el neutro y otra independiente para las partes metálicas, etc. del sistema. Me gustaría que en la discusión se mencione normas. Es un tema -me parece- muy interesante para discutir y lo necesito para un trabajo de investigación que estoy emprendiendo.

De antemano mil gracias.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Jueves, 20 de Junio de 2002 11:27 a.m.

Amigo Gustavo cordial saludo, aunque el tema de las tierras es y fue el causante de muchas de las canas que tengo hoy día, cuando en tiempo atrás trabaje con ups y reguladores de voltaje respecto al tema que planteas hay dos aclaraciones por hacer:

1.0 Tierra de protección, que es el sistema que se hace para proteger un sistema contra perturbaciones conducidas y es el camino mas rápido por donde pueden descargarse estas perturbaciones.

2.0 Tierra lógica, ese nombre se usa mas generalizado para la conexión de equipos sensibles como los computadores etc., en muchos casos esta tierra ayuda a las equipos a tener un verdadero cero lógico para su funcionamiento, cuando los equipos son muy grandes se utilizan unos engendros llamados tierras de alta frecuencia para atenuar los ruidos que se presentan en las comunicaciones de los equipos de alta gama.

Debido a lo anterior la construcción de cada sistema de puesta a tierra difiere de su aplicación y no se puede generalizar si es conveniente la interconexión o el aislamiento, la tierra es una receta personal para cada caso, en los últimos simposios que he asistidos la mayoría de los expositores plantean la necesidad de una malla genérica y a partir de ahí separar cada tierra por un conductor para cada aplicación el Dr. Silverio Visacro autoridad Brasilera en el tema lo plantea, también habla de ello el Dr. Marek Loboda de la universidad de Warsaw de Polonia, el ingeniero Favio Casas un viejo zorro del trabajo práctico de las tierras también plantea lo mismo.

Adjunto al presente unos artículos donde estos estudiosos del tema plantean sus opiniones, lo repito las tierras son como la religión todos tienen una opinión diferente

De: Juvencio Molina
Enviado el: Jueves, 20 de Junio de 2002 11:27 p.m.

Gustavo, en complemento a lo que indica el colega J. Aguado en su nota te puedo indicar que la tendencia mundial en expositores, articulistas, normas y publicaciones técnicas es la de disponer tierras de tipo equipotencial en la instalación. De manera básica la NFPA 70- 2002 y versiones anteriores ya consideran el punto de tierra común. Explicaciones claras y sencillas de como lograr lo establecido en el NEC puedes ubicarlas en el Handbook que publica la organización NFPA, el cual está disponible para adquisición vía Internet desde su página WEB

En el caso de existir equipos sensibles tales como sistemas de computación, plc's y sistemas parecidos deben acometerse acciones específicas para realizar las interconexiones entre un sistema "ruidoso" como es la tierra dedicada para un sistema de potencia y la tierra de equalización o de referencia que requieren los sistemas sensibles y lograr satisfacer la necesidad de tierra equipotencial.

Definitivamente es un concepto superado el pensar en el uso de sistemas de tierra aisladas. Lo que se debe hacer es efectuar apropiadas interconexiones y en el caso de tierras asociadas a sistemas de protección contra rayos, aparte de una correcta interconexión se debe disponer de protecciones contra el impulso electromagnético producto de la presencia del rayo en los equipos sensibles de bajo nivel de BIL.

Para el caso de los sistemas sensibles las conexiones a tierra, aparte de evitar la creación de diferencias de potencial entre carcaza y elementos aislados, es fundamental que se evite la

creación de lazos conductivos entre las carcazas de los distintos equipos los cuales serían el camino para corrientes parásitas, de armónicos, etc., las cuales inducirán falsos valores y muy posiblemente van a alterar las normales señales operativas de bajo nivel.

A atención a tu solicitud de referencias te indico algunas: Para el caso de una planta industrial, puedes revisar:
- IEEE 141- 1993 (Red Book) "Electric Power Distribution for Industrial Plants" en su capítulo 7 es un buen abreboca.
- IEEE 142 - 1991 (Green Book) "Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems"
- Para los sistemas sensibles revisa el IEEE-1100, (Emerald Book), año 1992 "Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment"

También existen referencias excelentes en las normas IEC.

13. Las tierras en instalaciones de edificios ¿deben estar aisladas o interconectadas?

Pregunta

De: Guillermo Murillo
Enviado el: Jueves, 05 de Diciembre de 2002 08:43 p.m.

AMIGOS:

Cuando se trabaja en el área de baja tensión. se construyen edificios con cálculos acordes a las necesidades de los mismos pero hace un tiempo leí unas especificaciones técnicas que hablan sobre la estructura de los tableros o paneles de potencia donde mencionan la construcción de 2 redes de tierra una para la subestación eléctrica y otra para los circuitos especiales (computo, telefonía, equipos de salas de operaciones, equipos de resonancia magnética etc. en fin una gran variedad de aparatos sumamente delicados que para su protección ameritan una puesta a tierra especial.....

Hace unos días en el Internet encontré un documento emitido por el MASTER EN INGENIERÍA ENERGÉTICA Jorge de los Reyes, en el menciona sobre la justificación de las puestas a tierra, en especial menciona que es un error gravísimo tener en un sistema redes de tierra aisladas.

Eso me dejo un poco inquieto pues siempre hemos quitado el "Main Bonding Jumper" (el puente entre barra de neutro y barra de tierra) colocado una barra de polarización al la barra de neutro y una malla de tierra para la red de tierra. El menciona sobre la Tierra de computadoras, limpia, aislada y exclusiva, se ampara en la norma NEC sección 250-71. Repite nuevamente que es un error aislar la red de tierra del Neutro del sistema.

Por favor solicito a ustedes su opinión al respecto.

Respuestas

De: Alejandro Maldonado Londoño
Enviado el: Viernes, 06 de Diciembre de 2002 11:18 a.m.

Guillermo, se debe respetar el principio de equipotencialidad en la instalación de tierras cercanas.

El sistema de puesta a tierra para equipos sensibles se debe conectar al sistema de puesta a tierra general a través de una impedancia para altas frecuencias (bobina de choque).

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sábado, 07 de Diciembre de 2002 01:19 p.m.

Amigos Guillermo y alejando, es correcto que se debe mantener la equipotencialidad de las redes pero también deben cuidarse los efectos de la circulación de ruidos que afectan los equipos sensibles y el impacto del impulso electromagnético cuando existen descargas atmosféricas.

Así para equipos sensibles existen metodologías de interconexión de las redes de tierra, las cuales por ejm. la norma NPFA-70 (NEC) de los EEUU define que debe hacerse. El como debe hacerse pueden buscarlo en IEEE-1100 y en IEC-61024 y sus referencias.

Es concluyente las redes deben estar interconectadas y esta interconexión debe hacerse de manera apropiada para evitar perturbaciones en la operación de los equipos sensibles.
Una bobina de choque no necesariamente es el mejor método de interconexión

De: Alejandro Maldonado Londoño
Enviado el: Sábado, 07 de diciembre de 2002 16:39

Guillermo. Ayer me equivoqué diciéndote que los sistemas de puesta a tierra para equipos sensibles se debían conectar a través de una bobina de choque al sistema de tierras general; no es así.

La que se debe conectar a través de una bobina de choque, al sistema general de puesta a tierra, es la puesta a tierra de pararrayos. El sistema de puesta a tierra para equipos sensibles se debe conectar al sistema general de puesta a tierra en un solo punto en la subestación de la edificación.

Las bobinas de choque son impedancias utilizadas para no dejar pasar las componentes de alta frecuencia de las descargas eléctricas atmosféricas.

De: Jorge Sánchez Losada
Enviado el: Martes, 17 de Diciembre de 2002 06:40 p.m.

Alejandro,

Diría que conectar una bobina al sistema de puesta a tierra del pararrayos no es muy adecuado. Como muy bien dices las descargas electrostáticas tienen componentes de alta frecuencia y si uno pone una bobina de choque en el spt representaría una elevada impedancia para estas descargas, pero esto no provocaría que estas descargas no pasarán, sino que dificultarían el paso normal de la descarga desde el pararrayos al sistema de puesta a tierra y esto podría

provocar que se cebase una descarga por un punto no deseado junto a las consecuencias que esto comporta.

En resumen, un sistema de puesta a tierra para pararrayos debería cumplir dos condiciones indispensables:
- Baja impedancia: para facilitar la circulación de la Intensidad de descarga desde el pararrayos a tierra y evitar que se produzcan sobretensiones en zonas no deseadas.
- Buena equipotencialidad con el entorno: es importante conseguir que las diferencias de tensión con los aparatos, y/o personas, que puedan encontrarse cerca de la zona por donde se drene la descarga sean de valor bajo, es decir que no conlleven peligro.

Espero que estas aclaraciones te parezcan de interés.

14. Desventajas del uso de acero de refuerzo de estructuras como sistema de puesta a tierra

Comentarios

De: Miguel Martínez
Enviado el: Miércoles, 24 de Mayo, 2006 11:40

La conexión o uso exclusivo del acero de refuerzo como sistema de puesta a tierra tiene varias consecuencias que pueden ser graves según la situación. Esto es especialmente cierto si no existe una correcta conexión eléctrica sucesiva entre todas las varillas de acero (algo típico en construcción es que se unan por medio de alambres enrollados, lo que si bien da continuidad eléctrica, arrojando un valor en general muy bajo de resistencia de puesta a tierra, no es seguro ante corrientes significativas). Hay varios estudios técnicos que indican dos condiciones de riesgo para la estructura en caso de no garantizarse una unión soldada entre las varillas del acero de refuerzo y la peor es que ante la presencia de humedad, se produciría un shock térmico que haría estallar el concreto y dañar la estructura, esto a su vez en un riesgo para la seguridad de las personas.

Por ello y aunque de mayor costo, siempre se debe estudiar una alternativa que sea segura para la edificación, para los equipos y para las personas y esa recomendación pasa por la conexión directa entre el arreglo electródico y la infraestructura que lo requiere, a través de uno o varios conductores confiables.

Si el proyecto se inicia con las obras civiles de la edificación y se garantiza la conexión soldada y por tanto un camino continuo desde el equipamiento hasta la propia puesta a tierra (fundaciones de la edificación), entonces esta alternativa es viable y seguramente la más segura y económica (si se tienen en cuenta los problemas de corrosión por corrientes parasitas).

Sin embargo, si el proyecto garantiza que no hay involucrado un sistema de protección contra rayos que utilice ese camino de tierra como preferente y que en general las corrientes de falla que pudieran circular son bajas, entonces no solo es viable el uso de esa alternativa (conexión directa al acero estructural), sino que además será la mas económica y de menor impacto desde el punto de vista de obras. Es importante tomar en cuenta el comentario de Mirko, en cuanto a la unión por medio de bimetálicos para evitar la corrosión entre el cobre de los conductores de tierra y el acero de la varilla.

Saludos,

Prof. Miguel Martinez Lozano, MSc
Universidad Simon Bolivar
Dpto. Conversion y Transporte de Energía - Grupo de Investigacion en Alta Tension - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 29 de Mayo, 2006 13:13

Apreciados Amigos:

Abarco dos temas con un par de comentarios breves, pero espero que comprensibles:

- De las conexiones al acero estructural, difiero de mi buen amigo Juvencio, ya que si bien puedes tener n mil derivaciones a tierra para la corriente del rayo, existe el problema fundamental que es que en estructuras (acero de refuerzo) no diseñadas para este fin, no existe continuidad eléctrica confiable para garantizar ese drenaje. Y ojo (lo pongo en mayúsculas con conocimiento de causa) SE PONE EN GRAVE RIESGO LA SEGURIDAD DE LA ESTRUCTURA Y DE LAS PERSONAS QUE SE ENCUENTREN EN EL ENTORNO. La explosión ocasionada por un problema de discontinuidad en un camino utilizando acero de refuerzo como bajante embebido en concreto (húmedo), es equivalente a una explosión de dinamita y los fragmentos de la estructura pueden (para corrientes de rayo bajas - 1 a 5 kA) salir disparadas a mas de 30 m de distancia. Si se va a utilizar un acero de refuerzo como bajante de pararrayos, debe estar diseñado adecuadamente para este fin y se debe garantizar una continuidad adecuada a lo largo de todo el camino y además garantizar que en ninguna parte del recorrido se superen los 200 grados centígrados que causarían la explosión por el efecto de evaporación del agua contenida en tan solo unos pocos nanosegundos. Estamos claros que si se garantizan estas condiciones posiblemente se tenga un extraordinario sistema de protección contra rayos y además de protección contra efectos secundarios (por el apantallamiento adicional que podría tener la estructura).

Saludos,

Prof. Miguel Martinez Lozano, MSc

15. Necesidad de malla de tierra en plataformas marinas

Pregunta

De: MARCO BAUTISTA
Enviado el: Mon, 24 Jun 2002 08:13

Un saludo a todos los compañeros de la lista, ahora estoy desde este correo porque en el que tenia anteriormente no puedo llegan los correos de la lista.

Pero el motivo por el cual envío este mensaje es para preguntar a los compañeros que se dedican a los proyectos de plataformas petroleras marinas (de perforación, habitacionales, etc.) en otros países que no sean México, si en sus países existe alguna norma que les exija el diseño de una red de tierras (malla), si es así y saben el motivo por el cual este requisito, por favor explíquenlo.

Yo sinceramente soy nuevo en esta área (plataformas marinas) y no se la razón de este sistema en una plataforma, mi teoría por la cual no entiendo la exigencia de la malla en una plataforma es la siguiente: siendo la plataforma una estructura completamente metálica y estar hincada en el lecho marino la misma se comporta como un electrodo el cual tiene muy baja resistividad, entonces es suficiente que todos los equipos sean conectados a tierra mediante un cable del calibre adecuando a la plataforma misma sin tener que tender una red de tierras como lo indica el API-RP-14F.

En la medida de sus experiencias y conocimientos agradeceré cualquier opinión o comentario al respecto, por supuesto si tienen algún material de apoyo se los agradeceré mucho.

Un saludo para todos.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Lunes, 24 de Junio de 2002 12:06 p.m.

Amigo Marco Bautista, cordial saludo usted tiene toda la razón respecto a que las plataformas marinas pueden comportarse como un electrodo casi perfecto pero eso no es el problemita por el cual se recomiendan por la normas las mallas a tierra.

Cuando uno bien juicioso comienza desde diferentes puntos a sacar tierra y estas se elevan por decirlo poéticamente al cielo lo que se esta generando es una especie de antena donde todas las ondas de radiofrecuencia y perturbaciones irradiadas por otros equipos se conducen por estos cablecitos y esto afecta de forma grave los equipos electrónicos generando con esto problemas de ruido electromagnético, esta mallas que a la larga están conectadas a la estructura lo que sirven es de plano equipotencial para evitar que circulen por los lazos de las tierras internas de los equipos.

Este problemita se presenta muy frecuente en los edificios altos que aunque tengan sendas mallas a tierras en sus confines pero suben las tierras por donde van los ascensores, si no se hacen estas mallas usted en su computador puede saber cada vez que algún fulano utilizó el ascensor y puede jugar a descifrar en que piso para.

En pocas palabras las mallas sirven para generar superficies equipotenciales donde se pueda asegurar niveles de tensión cero y evitar los fenómenos de ruido electromagnético irradiado que después se convierte en conducido.

Y otra cosa necesariamente el lecho marino no en todos los casos se puede considerar tierra y la plataforma se comporta como una gran masa que se puede considerar por su volumen como una tierra (el efecto que se da en los aviones) y en este caso las mallas también vuelven a comportarse como superficies equipotenciales (aunque es un termino trillado y mal usado es la esencia de todo sistema de tierras que uno quiera realizar).

Espero que esto te sirva en algo

De: Juvencio Molina
Enviado el: Lunes, 08 de Julio de 2002 11:53 a.m.

Marco, en complemente a la nota del colega Jair puedo agregarte que no basta simplemente con disponer de un electrodo de tierra. Se requiere la equipotencialidad por el ruido presente en los sistemas de potencia, mas aun cando existen cargas no lineales y también las conexiones apropiadas para evitar que ese ruido aun siendo una superficie equipotencial pueda obtener caminos circulantes.

Es decir en las plataformas marinas ocurren los mismos problemas de interferencia electromagnética, por rayos o por ruidos del sistema eléctrico de potencia que afectan los equipos electrónicos.

En ese sentido una buena guía de referencia para evitar la interferencia es la IEEE-1100 y la IEC-61312

16. Puesta a tierra de aeronaves

Pregunta

De: Edwin Sánchez
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 01:21 p.m.

Alguien tiene información de como se aterra un avión cuando se estaciona en un terminal aeropuerto, es decir mientras está en tierra, recarga combustible, equipaje, alimentos, embarca, lo mismo, en ese lapso que sucede con el avión? cómo se mantiene la parte eléctrica, alguien sabe algo del sistema de 400hz, que utilizan estas aeronaves.

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 10 de Julio de 2002 05:08 p.m.

Edwin, cordial saludo antes que todo debes tener en el departamento de mantenimiento eléctrico no se si del aeropuerto o si estas en un aerolínea particular los manuales de funcionamiento de los sistemas de carga de los aviones eso es parte de las normas tanto de seguridad como de funcionamiento del terminal.

Bueno después de eso recuerda una cosa la idea central en la construcción de un aeropuerto es que en la zona donde se construye debe ser la de menos descargas eléctricas presentes en el año o en un histórico que abarque mas de 10 años para evitar cualquier fenómeno estacional. Esto por que no es necesario aterrizar el avión por el efecto de descargas eléctricas ahora si existiera la posibilidad de eso (ah jodido el problema se utilizarían cables de guarda de forma que formaran un campo bastante retirado de las pistas de aterrizaje).

Lo otro los aviones cuando lo aterrizan lo hacen por medio de llantas y estas a sus veces son de caucho formando un aislamiento casi perfecto entre la nave y el suelo.

Que nos queda que el dicho bicho por el fenómeno de la fricción entre el y el aire se carga de estática (los aparatos que mas sufren de esto son los Helicópteros por eso no se deben tocar

hasta que ellos toquen tierra por medio de los patines y la tierra se descargan), no en todo los climas se presenta este fenómeno es mas que todo en lugares que exceden los 1800 metros sobre el nivel del mar y sitios donde hayan estaciones. Con una cuerda hecha en malla de cobre que toque el suelo se puede lograr esas descargas.

En los carrotanques que se utilizan se puede hacer lo mismo, es muy típico ver que en la parte de atrás de muchos carros haya un pedazo de caucho metalizado que durante el camino toque el suelo esto cumple lo mismo evitar que los carros se carguen de estática.

Ahora los sistemas eléctricos de un avión NO SE DEBEN TOCAR POR NADIE QUE NO SEA UN TECNICO CALIFICADO Y CUALIFICADO POR EL FABRICANTE DEL AVION, cada avión es un mundo diferente la única cosa que los hace iguales son la figura de las alas y la trompa de resto no se parecen en nada entonces referenciar aquí la electrónica y los sistemas eléctricos de estas bellezas es un absurdo muy peligroso.

Respecto a la alimentación de 400 Hz, la mayoría de aviones tienen alimentación tanto dc como ac para diversos equipos a partir de unas ups que son masivamente paralelas entregan unas ondas seno a 400 Hz la ventaja de esto es que los equipos ha esta frecuencia son mas pequeños, si se presentase armónicos serian a unas frecuencias altas por lo tanto se evitan muchos problemas de resonancia etc. (cuando trabaje con ups repare de estas y me toco tomar un curso de 6 meses para certificarme en reparación de estos bichos), es de anotar que los conceptos de las ups modulares que crecen en potencia solo conectando módulos y que se pueden intercambiar módulos sin necesidad de apagar la ups proviene de estos sistemas de ups de avión, otra cosa con el advenimiento de los problemas de armónicos se intento trabajar y por ahí hay desarrollos donde se pretende implementar la frecuencia a 400 hz para sistemas de transmisión.

Edwin esto es una información muy general, exageradamente, te recomiendo consultar con personas mas especializadas en el tema

17. Fallas a tierra en sistemas en delta

Pregunta

De: Abel Lucero
Enviado el: Lunes, 29 de Julio de 2002 11:20 p.m.

Hola amigos de la lista, tengo una duda, cuando en un sistema eléctrico se presentan fallas del tipo línea a tierra, es necesario que para que esta exista esta misma, el punto donde se presenta la falla debe de estar aterrizado a tierra, voy bien?, ahora, si dicho lugar donde se presenta dicha falla, no estuviese aterrizado a tierra, a donde fluiría esta?, me imagino yo, que debe fluir por el neutro, y dispersarse por toda la red, he estado realizando unas corridas, con un software, y cuando en dicho sistema, en aquellas partes donde no hay puestas a tierra(es decir existe configuraciones delta) la corriente de falla marca como cero el simulador, entonces que quiere decir esto?, que la corriente de falla se dispersa por la red? Esto es así?, me gustaría que alguien pudiese aclararme esta duda....

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 30 de Julio de 2002 12:19 p.m.

Abel, las corrientes de falla a tierra se denominan de secuencia cero en el análisis de sobrecorrientes por fallas en sistemas de potencia.

En ese análisis la configuración de la conexión de los equipos determina o no la existencia de camino conductivo de la corriente a tierra... (Hay que dibujar los diagramas de secuencia (positiva, negativa y cero), interconectarlos según la naturaleza de la falla y determinar el camino... En sistemas aislados de tierra solo circulan corrientes de falla de secuencia positiva y negativa).

Ahora bien en el caso de sistemas no conectados a tierra, por ejm. un sistema en Delta una falla a tierra causa desbalances severos en los voltajes de las fallas sanas motivado a que si la falla es de tipo franca (sin alta impedancia) , puede considerarse que el voltaje de la fase en falla es prácticamente cero y al analizar el triángulo de voltajes se podrá apreciar que entre las fase sanas y la fallada existirá la tensión de línea .. (Ocurre desplazamiento del neutro hacia uno de los extermos del triángulo)...Es decir la lectura de voltajes de fase está afectado por un factor de 1,73x Vlinea (voltaje de línea) lo cual representa efectivamente una sobretensión en las fases sanas...

¿Como se "dispersa" la corriente de falla?
Circula corrientes de secuencia positiva y negativa en el sistema. Las corrientes de secuencia cero circulan a través de las capacitancias parásitas a tierra del aislamiento del sistema...(Esto también sucede cuando existen cargas monofásicas conectadas en un sistema aislado de tierra.) pero su valor es extremadamente pequeño al compararlo con la magnitudes de las de secuencia + y - y por lo tanto no influyen en los cálculos de protecciones contra sobrecorrientes...

Su efecto es que debido al desbalance de voltajes se producen altos esfuerzos dieléctricos en el aislamiento con el agravante de que si existe una falla monofásica a tierra las protecciones de sobrecorriente no actuaran y la falla permanecerá en estado latente hasta que algún aislamiento se perfore y se forme una falla, por ejm. bifásica a tierra.. A partir de ese momento actuaran las protecciones por sobrecorriente... pero la falla estuvo presente en el sistema por cierto tiempo…

Eso tiene ventajas y desventajas... La principal ventaja es la continuidad del servicio eléctrico la desventaja... El sistema es altamente inseguro a las personas si no está adecuadamente diseñado con protecciones diferentes a las de sobrecorriente o con arreglos especiales que permitan detectar fallas a tierra

¿Como detectar fallas a tierra?... Hay varias formas. Un método muy usado es aplicar transformadores llamados "Grounding Transformer" los cuales tiene sus variantes y pueden usarse transformadores de tipo zig-zag o delta-estrella.

Te recomiendo que ubiques información en cualquier libro de sistemas potencia que presente los estudios de fallas a través de componentes simétricas.. Por ejm. el libro de Stevenson "Análisis de sistemas de potencia".
La IEEE tiene el documento 399 en el cual se analizan fallas en un sistema de potencia e igualmente lo complementa con los documentos IEEE-142 e IEEE-30

De: Juan José Porta
Enviado el: Viernes, 02 de Agosto de 2002 09:33 a.m.

Estimado Abel:

Adicionalmente a lo indicado por el amigo Norman Toledo, le puedo recomendar el repaso de algunos libros clásicos que existen sobre el tema, lo cual le va a ayudar a utilizar e interpretar el software que usted menciona. Antes de correr el programa, es bueno hacer lo que llamamos "una corrida en frío" o "cálculo a mano", de algún ejemplo sencillo, para así calentar motores y compararlo con la corrida del software. Entre los textos me refiero a:
- Electric Energy Systems Theory; Olie I. Elgerd - McGraw-Hill
- Analysis of Faulted Power Systems; Paul M. Anderson - The Iowa State University
- Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia; William D. Stevenson - McGraw-Hill (ESTE ESTA EN ESPAÑOL)

Atendiendo más directamente a su duda, cuando en un sistema eléctrico se presenta una falla que involucra el contacto accidental de una fase con algún objeto o estructura, solo circulará corriente si se cierra el circuito a través de la tierra entre el punto de falla y la fuente. Dicho camino puede ser de alta o baja impedancia, lo cual resultará en una baja o alta corriente de "falla a tierra". Si el objeto o estructura conectada accidentalmente a una fase está completamente aislado de tierra, entonces el circuito no se cerrará y la corriente de "falla a tierra" será cero. Así mismo, si en el punto de falla existe un camino a tierra, pero la fuente no está conectada a tierra (como el caso de las conexiones en delta o en estrella con neutro aislado de tierra), entonces igualmente la corriente de "falla a tierra" será cero.

Por lo anterior, es lógico que el software indique corriente de "falla a tierra" cero cuando el circuito está en delta o cuando el punto de falla se encuentra "totalmente" aislado de tierra. Si no se cierra el circuito de falla a través de la tierra, la corriente no toma otro camino, ni por el neutro ni por la red. Simplemente el objeto o estructura conectado accidentalmente a una fase, adquiere el mismo potencial de dicha fase.

Por ejemplo, si tenemos una fuente en estrella con neutro conectado a tierra y en alguna parte de la red una fase hace contacto accidental con una estructura aislada de tierra, entonces la estructura adquiere el potencial de la fase (no circula corriente de "falla a tierra"). Si posteriormente una persona toca la estructura, entonces dicha persona se convierte en el camino a tierra que cierra el circuito. Esto último es una de las motivaciones por las cuales deben conectarse los chasis de equipos a tierra, con el propósito de permitir la circulación de la corriente de "falla a tierra" y facilitar su detección y actuación de las protecciones destinadas para tal fin, protegiendo a las personas contra descargas eléctricas.

Espero que esto contribuya a aclarar su duda,

De: Pedro Eterovic
Enviado el: Viernes, 02 de Agosto de 2002 11:42 p.m.

Amigos de la lista:

El tema del "régimen del neutro en los sistemas de potencia" es muy importante y creo bastante descuidado, además es un tema que ha evolucionado en los años y existen tendencias y usos diferentes de país a país y diferentes en b.t. --M.T--A.T. --GENERACION --sin olvidar los neutros artificiales muy usados en USA.

Un libro útil es el Transmission & Distribution de la Westinhouse, viejito, pero los conceptos no envejecen, solo maduran.

Sobre el tema de neutro aislado, no es verdad que no hay por donde cierre la corriente de falla. Cierra por las capacidades de las fases sanas y evidentemente sus valores son pequeños comparados con las fallas con neutro franco a tierra.

Para el caso de media tensión, la norma italiana da una formula aprox. En función de la tensión nominal y la longitud de las lineas aéreas y aisladas:

I= v(0,o3 li) mas v(0.2 l2) .....así para v=10kv .li=1o km...l2=3km .la corriente aprox. de falla es 9 amps

Solo detectable con costosos relés watimétricos de secuencia cero.

En alta tensión si x0 / x1 es -2 ...(neutro aislado , x0 negativo por capacitivo) la corriente de cortocircuito tiende a infinito

En baja tensión, con circuitos pequeños, los valores de cortocircuito son más difíciles de detectar pero usados en quirófanos por seguridad durante cirugía con uso de equipos eléctricos. El problema del neutro aislado reside en las sobretensiones temporarias elevadas y en la falsa seguridad pues en presencia de una segunda falla a tierra, se verifica una falla fase-fase. El tema es interesante y mucho más largo.

Finalmente: en los cálculos la corriente de falla sale cero si no se incluyen las capacidades en el cálculo de las secuencias cero.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Lunes, 05 de Agosto de 2002 11:39 a.m.

Amigos listeros cordial saludo, respecto a fallas a tierra de sistemas de transmisión donde no haya neutro, se han especificado interesantes sistemas pero hay uno que no se ha tocado mucho que son los relés diferenciales que también entran a terciar como posibles soluciones a nivel de protecciones. Pero hacia donde va la tecnología es a la aplicación de lo que se conoce como inteligencia artificial o redes neuronales para identificar los parámetros de una red y esto se basa en caracterizar la línea eléctrica en sus parámetros eléctricos y la modificación de estos a partir de la ocurrencia de una falla, también sirven para localizar con exactitud el lugar de la falla en una red grande, estos relés que podríamos llamar inteligentes no solo monitorizan la corriente y el voltaje de la línea sino que se incluyen modelos de la línea y a partir de la modificación que se presenta en una impedancia de una línea en el instante de un corto a tierra o entre lineas la velocidad de respuesta es bastante alta y las variables a controlar son menos que los otros sistemas.

Otra practica que esta tomando vuelo es la aplicación de análisis de señales en presencia de fallas que se hace en la actualidad sencilla por advenimiento de los poderosos DSP's a unos costos razonables.

Y lo ultimo es que estos sistemas tienden a ser mas baratos que los anteriormente expuestos y menos complejo en sus diseños (esos transformadores en Zig Zag no es que sean fáciles de

diseñar y construir y tienen una alta dependencia del núcleo magnético debe ser de grano orientado y bien bueno).

Yo la otra vez envié un articulo donde se explicaban estos conceptos de los nuevos modelos de relés espero que no lo hayan borrado y lo estudien estaba en inglés creo.

18. Comentarios sobre los “transformadores” zig-zag

Pregunta

De: José Manchego
Enviado el: Sábado, 03 de Agosto de 2002 03:50 a.m.

Una preguntilla... de todo lo que comentas... más o menos me entero... pero podías explicar un poco que es eso de los neutros artificiales que se usan en USA.

Respuestas

De: Pedro Eterovic Garrett
Enviado el: Domingo, 04 de Agosto de 2002 12:23 a.m.

José:

Los neutros naturales se forman en los centros estrella de transformadores y generadores y ese punto singular se puede conectar a tierra de diferentes modos. Así directo o por intermedio de impedancias de diferentes naturalezas.

Cuando no se dispone de un neutro natural, como en la conexión delta en MT de un trafo AT/MT se puede poner a tierra el sistema creando un neutro artificial por medio de tres impedancias en estrella y en la practica la solución mas usada para esto es el uso de un autotransformador zig-zag, cuyo neutro se conecta a tierra directamente o por medio de una resistencia.

En Europa se prefiere el neutro natural y en USA se utiliza mucho mas la solución zig zag, sobretodo en el área industrial.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 04 de Agosto de 2002 09:37 p.m.

Pedro y amigos de la lista:
En el libro de protecciones de R. Masson (descargable gratis de la web de General Electric) se menciona un poco el tema que estamos comentando.

En el capítulo 13, específicamente la página 278 hay un aparte denominado "Detection of ground faults in unground systems" el cual colabora con esta discusión.

En relación a como detectar fallas a tierra en sistema aislados es correcto lo que informa Pedro sobre el Zig-zag, en cuanto a la creación del camino conductivo, sólo que cuando la función del equipo es crear caminos ficticios de tierra, en mi opinión no es muy acertado decir "autotransformador zig-zag", porque en realidad el comportamiento del equipo no es de transformación.

No podemos hablar en ese caso de una relación de transformación porque simplemente no existe.

Un equipo en zig-zag dispone de dos bobinas construidas de idénticas características instaladas en cada brazo del yugo. La conexión se efectúa en forma cruzada, por ejm: La bobina 1 de la fase A se conectaría con la C2 (fase C), la A2 con la B1 y la C1 con la B2. ¿Cuál es el efecto de este enredo?...

Cuando la corriente de secuencia cero (Corriente de falla) se hace presente en el punto de conexión a tierra debido a la conexión cruzada de las bobinas en los yugos se producen Amperios - Vuelta con diferente sentido forzando a que la corriente de falla se divida en tres corrientes de igual magnitud y fase las cuales van a circular por las fases A, B y C del sistema cerrando el camino conductivo que permitirán a las protecciones de sobrecorriente actuar.

La magnitud de las corrientes de falla se pueden limitar introduciendo resistencias o impedancias entre el sistema de tierra y el punto neutro del equipo.

El dimensionamiento de estos equipos es sencillo y su metodología se encuentra descrita en la IEEE-142 (Greenbook).

Cuando es requerido crear un camino conductivo en un sistema aislado son preferidos los equipos en zigzag principalmente por razones de costos.

Para la misma aplicación un equipo zigzag es de un tamaño hasta 10 veces menor que un transformador de conexión delta estrella

19. Voltaje máximo entre neutro y tierra a la salida de un UPS para no tener problemas con los equipos electrónicos

Pregunta

De: Lenin Roman
Enviado el: Lunes, 12 de Agosto de 2002 05:25 p.m.

Hola compañeros listeros, les solicito ayuda; miren necesito saber cual debe ser el mínimo y máximo valor de voltaje entre neutro y tierra para no tener problemas, lo que sucede es que tengo voltaje alrededor de 3 y 4 voltios entre neutro y tierra y parece que me da problemas con los equipos electrónicos, además les cuento que este voltaje lo medí a la salida de un UPS que me protege los equipos.

Gracias por su colaboración.

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Lunes, 12 de Agosto de 2002 08:44 p.m.

Amigo Lenín (nombre comunista ese), cordial saludo respecto a tu inquietud

Hay dos cosas, si la ups tiene transformador de aislamiento lo correcto es que lo midas a la salida de la ups pero sino tiene lo ideal es a la entrada de la ups.

Cuando se mide entre neutro y tierra lo que se busca es un voltaje lo ideal es cero, pero la experiencia me ha dicho que cuando hay cero o no existe tierra o hicieron un cortocircuito entre neutro y tierra y no es correcto

Ahora cual es el ideal tener u voltaje inferior al voltaje que haría prender un led típicamente estamos hablando entre 0.5 voltios ac hasta 1.7 voltios ac ha 60 Hz, esto es con carga (nunca pruebes una tierra sin carga por que el voltaje obviamente es diferente cuando tienes una buena tierra el voltaje con carga y sin carga es igual.

Otro punto si por cualquier motivo no puedes reducir ese voltaje el máximo permisible es de 5 voltios ac y no hay problema los equipos no se te van a dañar.

Cual es el veneno, que es la clave de estos, entre fase y neutro o pones un osciloscopio o un medidor de frecuencia, si esos cinco voltios están a 60 Hz no tienes problemas pero si tienes frecuencias superiores o una onda muy distorsionada eso te produce un fenómeno llamado ruido en modo común que es una perturbación electromagnética conducida, si se presenta esto significa que tienes problemas que te pueden ocasionar mal funcionamiento de plc, computadores electrónica que se referencia a tierra

y eso hasta desprograma memorias de plc industriales y etc., la solución para esto es transformadores de aislamiento pero con pantalla de faraday (lo repito otra vez un transformador de aislamiento no es un trafo uno a uno es de aislamiento si lleva la pantalla de faraday, para los que les fascinan las normas debe cumplir la recomendación IEEE 587).

Bueno resumiendo, el voltaje máximo seria de 5 voltios pero a 60 Hz, sino tienes problemas, obviamente si tienes un voltio ac pero también a grandes frecuencias también tienes problemas.

Las perturbaciones electromagnéticas conducidas denominadas ruidos en modo común (neutro tierra) y diferencial (fase-neutro) son fenómenos que causan muchos daños en los equipos electrónicos que utilicen memorias más que todos la solución se basa en un trafo de aislamiento y en un filtro.

Espero haberte ayudado en esto.

Pd: Cuando me referí a la norma IEEE 587, o recomendación para los hexegetas es a una norma para pruebas de equipos como ups, acondicionadores de línea y reguladores de voltaje, realmente la utilice cuando diseñe estos muy queridos y amados bichos (algo que lo cuento como anécdota, cuando tenia un problema con algún equipo y lo trataba mal no funcionaba el condenado, y lo trataba bien y realmente funcionaban dicen al ser la mayoría de carácter femenino entonces hay que tratarlos bien)

20. Criterios de puesta a tierra de pantallas de cables de media y alto voltaje

Pregunta

De: Víctor CEDRON
Enviado el: Jueves, 15 de Agosto de 2002 11:20 a.m.

Estimados Amigos:

Tengo el agrado de dirigirme a Ustedes con el objeto de solicitarles información acerca de los criterios utilizados para la puesta a tierra de la pantalla de los cables de media y alta tensión. La ayuda que solicito se debe a que no tengo muy claro la exigencia de colocar a tierra solo "un" extremo de la pantalla o bien "ambos" extremos de la pantalla en el caso de que se trate de un tramo completo (sin empalmes) de cable.

Sé que hay problemas con la tensión inducida en el extremo libre, así como también que hay problemas con las corrientes inducidas de circulación permanente sobre la vaina del cable en el caso de que ambos extremos se encuentren a potencial cero.

Me gustaría recibir documentación (si hay alguna norma mejor), para tratar de cerrar este tema.

Desde ya muy agradecido.

Respuesta

De: Luis Lugo
Enviado el: Viernes, 16 de Agosto de 2002 08:33 a.m.

Estimado Víctor,

Sobre tu requerimiento te indico lo siguiente:

Para la canalización de cables aislados y apantallados en media tensión debes considerar la conexión a tierra de la pantalla debido a las inducciones de voltajes en la pantalla que pudieran afectar a las personas al momento de manipular el cable ya sin energía. Esta conexión a tierra puedes hacerla como tu bien lo dices: En ambos extremos o en un solo extremo.

1.- En el caso que requieras colocar a tierra ambos extremos a tierra de la pantalla del cable, debes considerar que la pantalla tenga la capacidad de soportar la corriente de falla a tierra. Esta opción puede ser costosa y elevar así los costos del proyecto. De igual forma no es muy común en los fabricantes de cables hacer estas fabricaciones especiales. En el caso de que no consideres diseñar la pantalla a la capacidad de la corriente de cortocircuito y en caso de ocurrir una falla a tierra en alguna parte del cable, parte o la totalidad de la corriente de falla a tierra se transportará por la pantalla, produciendo así daños severos en el aislamiento de cable. Posterior a este evento deberás reemplazar todo el tramo del cable desde el punto de la fuente al punto de falla. (Casos más frecuentes). Referencias: IEEE-Std.141-1993, IEEE-Std. 1242-1999

2.- En el caso que requieras colocar un solo extremo, caso más económico, debes asegurarte que cuando requieras manipular el cable ya sin energía, debes conectar a tierra el otro extremo

de la pantalla no conectada a tierra en operación normal con el fin de descargar la energía almacenada en ese extremo del cable. Por ejemplo: En una prueba en campo, un cable trabajando en 13,8kV con una longitud de 1000 Mts. en canalización metalica enterrada, puedes llegar a tener hasta 50 Voltios en el extremo del cable no conectado a tierra.

A continuación te indico algunas fuentes "Standard" que abarcan el tema con mayor profundidad:
- IEEE-Std 141-1993. IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants.
- IEEE-Std 241-1990. IEEE Recommended practice for electric power systems in commercial buildings.
- IEEE-Std 242-1986. IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power system.
- IEEE-Std 525-1992. IEEE Guide for the design and installation of cable systems in substations.
- IEEE-Std 1242-1999. IEEE Guide for specifiying and selecting power, control, and special-purpose cable for petroleum and chemical plants.

Saludos Cordiales
Ing. Luis Lugo Díaz
Venezuela.

21. Precauciones para puesta a tierra de equipos médicos

Comentarios

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 12 de Noviembre de 2002 05:16 p.m.

Henry cordial saludo, los equipos médicos guardan cierto respeto desde mi opinión por lo tanto se debe tener precauciones para su uso.

Desde mi opinión el sistema de rayos x debería ser alimentado por un trafo aislado y ante todo debe tener gran precaución de su sistema de puesta a tierra tanto de la maquina en si como de la mesa o sitio dispuesto para que el paciente se acomode.

En pocas palabras se debe aislar el equipamiento medico para evitar daños ocasionados por la interacción de este con otras carga. Ahora si tu puedes asegurar que estos funcionaran adecuadamente en conjunción con otras cargas no hay problema pero tienes que tener una seguridad muy alta de tu sistema de puesta a tierra (no es simplemente para que no fallen los equipos sino para que no vayan afectar a los pacientes, la otra vez leí en un documento que un tomógrafo daba unos resultados incorrectos debido a un problema de ruido conducido por tierra).

De: Carlos H Aramayo
Enviado el: Martes, 12 de Noviembre de 2002 06:25 p.m.

Amigos listeros.....

Antiguamente se pedía, por lo menos así lo recuerdo.... para los aparatos de rayos x una aislación de un trafo de 1:1 a los efectos de disminuir la perturbación....

Además se debía tener la precaución de aislar convenientemente estos equipos, ya que sin duda pueden perturbar electromagnéticamente a otros....

Esta de mas decir que todas las precauciones que recomiendan los fabricantes nunca están de mas...(por algo las ponen) y si queremos podemos agregar alguna de nuestro gusto...pero en síntesis en estos aparatos el mismo fabricante hace uso de recomendaciones a tal fin... Una buena norma es buscar las leyes orgánicas de la empresas de cada país respecto a esto y si no la hubiera acudir a las internacionales.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 13 de Noviembre de 2002 10:33 p.m.

Carlos cordial saludo, tienes razón respecto al trafo de aislamiento de relación 1:1, pero añádele una cosa que es las pantallas de faraday (que la otra vez explique) estas proveen a los transformadores una capacidad de filtro paso bajo para la disminución del ruido conducido en modo diferencial y en modo común, esta añadidura es muy importante y valiosa para el trafo.

Hay normas hasta para poder conocer y hablar con una mujer, igualmente nos las tenemos que aguantar las normas para el funcionamiento de los equipos.

PD: me son más fáciles entender las normas que rigen a los equipos que a las mujeres, hay unas que ni con manual de instrucciones se les entiende

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Viernes, 15 de Noviembre de 2002 10:34 a.m.

Rafael, una cosa cuando escribí respecto los trafos de aislamiento con pantalla faraday no hable de protección diferencial, escribí de un concepto que refuerza lo que tu dices, estas pantallas se comportan como un filtro pasabajos para los "Ruidos conducidos en modo diferencial y en modo común", es decir los ruidos de alta frecuencia que se pueden presentar entre la Fase y el Neutro y entre el Neutro y la Tierra, estos son los que se deben evitar en todo momento en una instalación como la que tu hablas. Lo que quise aclarar es que por si solo un transformador de relación uno a uno no es un transformador de aislamiento Se Debe incluir estas pantallas para comenzar a serlo y se deben de incluir los demás filtros para poder tener una verdadera aislación, en términos técnicos se deben utilizar un dispositivo llamado Acondicionador de Línea que cumple con todas las especificaciones técnicas (como la recomendación IEE587). Te recomiendo un libro llamado "Interferencias Electromagnéticas en sistemas electrónicos" de Josep Balcells, Francesc Daura, Rafael Esparza y Ramón Pallás, de la serie Mundo electrónico editado por Alfaomega-Marcombo 1992, en su capitulo 10 hablan de estos trafos mas que todo en la pagina 137, y en todo el libro presentan las grandes problemas de las interferencias EMC y sus posibles soluciones y en un apartado resumen las normas vigente respecto a las interferencias electromagnéticas.

22. Medición de tensiones de paso y de contacto en una subestación

Pregunta

De: Fabián Fantín
Enviado el: Miércoles, 17 de Marzo de 2004 12:42 p.m.

Estimados amigos, Tengo una consulta, con respecto a la medición de tensiones de paso y de contacto, en una estación transformadora. Que metodología e instrumental se utiliza para realizarla en forma práctica, si alguien me puede orientar, agradeceré su colaboración.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Marzo de 2004 07:07 p.m.

Amigos, las tensiones de paso y de toque se miden en forma indirecta mediante inyección de corriente a la malla y determinando (midiendo) los gradientes de potencial que se generan en la geometría de la malla. Se elabora un mapa de gradientes y a partir de allí se determina los voltajes de toque y de contacto.

Metodologías de inyección de corrientes y medición de gradientes se encuentra en el documento IEEE-81.

Recuerden con IEEE-80 diseñamos… Con IEEE-81... Medimos.

Quien esté interesado en profundizar en el tema le sugiero que ubique papers especialmente de IEEE transactions y en ellos especialmente los trabajos desarrollados por el Dr. Dawalibi. También existen muchos papers del CIGRE que tratan el tema...

Algo es seguro...de que se miden… se miden…

De: Víctor Quincho
Enviado el: Jueves, 18 de Marzo de 2004 04:25 p.m.

Amigos:

CIRCUITOR tiene medidores de tensión de paso y de contacto modelos MPC-5, MPC-20 y MPC-50.

El MPC-5 puede inyectar hasta 5A, el MPC-20 hasta 20 A y el MPC-50 hasta 50 A. Para llevar a cabo el ensayo se conecta la fuente de corriente entre dos puntos distantes de una línea de tierra y se mide con un voltímetro la tensión que aparece entre dos pesas separadas un metro (tensión de paso) o entre tierra y partes conductoras accesibles. La fuente de corriente puede ser ajustada al valor deseado.

El medidor, controlado por un microprocesador, efectúa la medición con una corriente estándar y permite calcular la tensión de paso y de contacto para otro valor cualquiera de corriente

programado. Puede también medirse la resistencia de tierra entre dos puntos. Los resultados se presentan memorizados en un display LCD.

Para mayor información puedes visitar la página de CIRCUITOR www.circuitor.com

De: Marcos Agustín Virreira
Enviado el: Lunes, 03 de Mayo de 2004 08:57 a.m.

Quiero agregar un pequeño comentario a lo antes dicho sobre las mediciones de paso y de contacto. El comentario es acerca de la necesidad de inyectar una corriente de magnitud similar a la de la falla. Según entiendo NO ES NECESARIO, ya que podemos por ejemplo, hacer circular una corriente de 1 Amper, medir las tensiones de paso y de contacto y luego multiplicar los valores obtenidos por el valor calculado de la corriente de falla. De esta manera aprovechamos la linealidad del sistema y obtenemos el valor de las tensiones ante cualquier magnitud de corriente de falla.

De forma similar, si queremos realizar la medición con un telurímetro, podemos determinar las resistencias que intervienen en el circuito eléctrico en cuestión (que es un circuito muy simple) y luego multiplicar la corriente de falla por la resistencia correspondiente en cada caso.

Vale la pena aclarar que esto NO ES VÁLIDO si se trata de calcular la tensión de paso y de contacto ante descargas atmosféricas, ya que ante éstas hay que tomar en más consideraciones.

23. ¿Se puede medir tensiones de paso y de contacto en una subestación energizada?

Pregunta

De: Nelson Aguilar
Enviado el: Miércoles, 27 de Noviembre de 2002 03:01 p.m.

Estimados amigos de elistas:

Primero quisiera agradecerles las respuestas que me enviaros acerca del tema de tensiones de paso y de contacto.

Segundo afortunadamente dispongo de las normas Std-81 y Std-80 de IEEE y aclarando mi pregunta mi interés es saber si es posible realizar las mediciones de tensiones de paso y contacto en una subestación que esta en funcionamiento y saber si esto puede causar que alguna protección pueda activarse de ser así me gustaría saber alguna norma donde mencione esto.

Agradezco sus respuestas de antemano.

Respuesta

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Miércoles, 27 de Noviembre de 2002 07:25 p.m.

Nelson: No dispongo de manuales de equipos para medir tensiones de paso, pero en alguna oportunidad los he usado. Te advierto que para simular una tensión de paso o de contacto en una instalación es necesario impulsar a través de ella algunos cientos de amperes, para que a través de la impedancia que presente en ese punto se desarrolle la tensión que queremos medir. Con esto te quiero decir que los equipos para medir esos parámetros son muy pesados, voluminosos... y caros. Recuerdo que en mi trabajo teníamos uno que venía montado sobre dos buenas ruedas, con un peso total de cerca de 100 kg. Muy básicamente, constaba de un autotransformador variable, un amperímetro para conocer la corriente inyectada y un voltímetro para leer las tensiones de paso y contacto. Con su rollo de cable de alimentación, cables de salida de alta corriente, morsetos, etc., se llega al peso que te dije. Era marca "Circutor", de origen español. Es poco lo que te he aportado, pero al menos vas teniendo una idea de cómo son los equipos.

Enrique Jaureguialzo
enriquej@infovia.com.ar
Córdoba, Argentina

Pregunta

De: Juan Poblete Nicolao
Enviado el: Tuesday, September 20, 2005 9:14 PM

Estimados Listeros

Quisiera saber si alguien tiene experiencia el la medida de puesta a tierra en instalaciones energizadas. Tengo que medir una puesta a tierra de 70 x 70 metros, para estos efectos tengo un instrumento de la marca Megger modelo DET5/4R, necesito saber si este instrumento me sirve para medir esta dimensión de malla. Dentro de las características del instrumento inyecta 10 mA para realizar la prueba.

Tengo dudas con respecto a las fluctuaciones que se puedan presentar durante la medida, dado que la instalación esta energizada (220 kV), o se debe usar algún método alternativo de medida para puesta a tierra de dimensiones grandes.

Desde ya Gracias

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Miércoles, 21 de Septiembre, 2005 10:50:55

Apreciado Juan:

En principio no deberás tener ningún problema para medir esta instalación energizada. Ya que el equipo utiliza una frecuencia distinta a la fundamental y al tercer armónico y además tiene filtrado de ciertas frecuencias.

Lo único que te recomiendo es que tengas cuidado con la disposición de los cables de medida para minimizar los efectos de inducción y que en vez de utilizar el método convencional de los tres electrodos, utilices el método de la pendiente que es mas apropiado para instalaciones con estas características. Puedes revisar el IEEE Std 81.2-1991 que es precisamente para medir en subestaciones grandes y energizadas.

Saludos,

Miguel Martínez
http://prof.usb.ve/mmlozano

24. ¿Cómo medir la resistencia de una red de tierra estando la misma energizada?

Pregunta

De: Diego R. Patrito
Enviado el: Martes, 26 de Octubre de 2004 07:23 a.m.

¿Alguien sabe cuales son los telurímetros que pueden medir tierra con tensión…?
Es que tengo un sistema de puesta a tierra que tiene algo de tensión y no lo puedo desconectar...
Gracias a TODOS...!

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 26 de Octubre de 2004 10:30 a.m.

Diego, entiendo que telurímetro es la palabra usada en Argentina para los equipos de medición de tierra (Ground Meter Test).

Tu caso es el típico..Casi en ninguna planta se puede desconectar la red de tierra. Para ello tienes algunas opciones como lo son equipos de tipo gancho (Ground test clamp) los cuales funcionan bien para mediciones en sistemas sencillos. Su uso aplicación debe realizarse en la periferia de la red de tierra porque si la toma se hace en el interior la lectura se puede afectar por los lazos de tierra que forma la malla con los equipos.

En general cualquier equipo que funcione en frecuencias distintas a la fundamental de 50 o 60 Hz es adecuado. Típicamente se usan equipos que operan a 120 Hz.
Los de CC no so recomendables porque en el caso de que existan protecciones catódicas en la planta (sobre todo de corriente impresa) vas a leer cualquier cosa menos el valor de la red de tierra.

Como metodología de medición para detectar errores es conveniente hacer múltiples mediciones en distintas direcciones tratando de cubrir las distintas zonas de la red, trazar las curvas Z inversas y ver cual es el comportamiento.

Para que tengas idea clara de los conceptos de mediciones de redes de tierra ubica IEEE-81 y revisa sus detalles.

25. Métodos de medición de resistencia de puesta a tierra de instalaciones

Pregunta

De: Vladimiro Ferreira
Enviado el: 13 de Enero, 2003

Los molesto para solicitarles si alguno posee algún protocolo para medición de resistencias de puesta a tierra, o algún lugar donde pueda obtenerlo.

Sin más y a la espera de alguna buena noticia

Vladimiro Ferreira
Buenos Aires, Argentina

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 13 de Enero, 2003 07:09:23

Vladimiro, mas que protocolo lo que debe aplicarse correctamente es un método aceptado de medición. Para redes pequeñas puedes usar el método de la caída de potencial, tal como lo indica el documento IEEE-81.

Para redes mas grandes en el mismo documento se indica técnicas de inyección de señales de corriente a alta frecuencia. Esto último requiere el uso de equipos mas especializados que el básico medidor.

El método generalmente esta descrito en los manuales de los equipos de medición de resistividad del terreno. Creo que uds., en Argentina llaman a los equipos Terrumetros o algo parecido.

Un aspecto interesante que debe cubrirse con el método de la caída de potencial es la ubicación del electrodo de referencia. Este debe ubicarse a una distancia mayor a 6 veces el diámetro equivalente de la red bajo ensayo. El diámetro equivalente se obtiene al hacer el área de la red en estudio igual al área de un círculo A= (pi) x R^2, donde R será el radio equivalente de la red.

Es importante la ubicación porque se evitan los solapes originados por los gradientes de potencial en los puntos de inyección de corriente. La curva de medición resultante debe tener forma de Z invertida. La parte plana de ella será el valor de resistencia de puesta a tierra...

26. Problemas en la medición de resistividad de suelos

Pregunta

De: Esteban
Enviado el: 10 de Septiembre, 2007 17:09:28

Estimados señores:

Junto con saludarlos me dirijo a ustedes con referencia al electrodo de prueba para medir resistividad, seré breve: ¿Cual es la profundidad adecuada que debe ser enterrado el electrodo? ¿Algún fundamento en especial?

Me a tocado estar en terrenos muy pedregosos, enterrar un electrodo de prueba es una hazaña, en esos lugares ¿Es posible que en vez de usar electrodo se use algún tipo de placa en que no se debe enterrar? si es así ¿Cómo doy fe de ello?

¿Qué pasaría si un electrodo de prueba queda por sobre una piedra o roca, sin que me halla dado cuenta, en que influiría en la medición o más bien como me doy cuenta que el electrodo está por sobre esta roca?

Si estoy en la mitad de una medición y me encuentro con una roca, ¿Qué influencia habría en la medición, si desplazo este electrodo a un costado de la línea que debería seguir? ¿Es muy necesario que las mediciones sean siempre en línea recta (método SCHLUMBERGER)?

De antemano agradezco su disposición ante este tema

De: Andrés Felipe Jaramillo Salazar
Enviado el: Lunes, 10 de Septiembre, 2007 12:43

Steban:

Teóricamente necesitas solo un punto para inyectar la corriente y medir la tensión. La idea es medir la resistividad de las semiesferas por donde circula la corriente. En la fórmula hay una aproximación del cálculo con base en el enterramiento del electrodo. Entre menos enterrado esté, mas cercano es el valor con respecto a la fórmula teórica.

La limitante es que la resistencia de contacto sea tan alta que el equipo no pueda inyectar la corriente de prueba.

En conclusión, no necesitas enterrar mucho. Yo uso 10 cm.

De: Miguel Martínez Lozano
Enviado el: Lunes, 10 de Septiembre, 2007 18:13

Apreciado Esteban:

Tal como indica Andrés, hay una formulación que en su escrito mas básico, desprecia el efecto de la profundidad de enterramiento de los electrodos de exploración (por ejemplo Wenner: rho = 2*PI*a*R). Sin embargo, la formulación completa toma en cuenta este hecho y como variable tienes que introducir la profundidad de enterramiento de los electrodos.

Además los únicos electrodos que necesitas enterrar a cierta profundidad para garantizar un relativo buen contacto para poder hacer circular suficiente corriente por el circuito que creas, son los dos externos (los de corriente), los dos internos (los de tensión), no necesitan cumplir con ese requisito y bastan con 5 cm para lograr una medición correcta.

Conozco casos donde los electrodos de corriente, suelen enterrarse unos 30 - 45 cm, pero en estos casos es imperativo utilizar la formulación completa para corregir el efecto de esta profundidad, sobre todo si estas explorando en bajas profundidades (electrodos muy cercanos: < 3 m).

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc., Dr.
Universidad Simón Bolívar - Departamento de Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión
Caracas – Venezuela

Pregunta

De: Esteban
Enviado el: 25 de Septiembre, 2007 16:52

Estimados listeros:

Seré breve, con respecto a la resistividad del suelo:

Sé que el número de muestras mínimas a medir son entre 10 y 15 (puntos a medir), pero ¿Cuál es la longitud mínima para realizar estas muestras (en metros)?

Si después de varias muestras (sobre 10 puntos y con una distancia que está entre 10 y 15 metros), el instrumento arroja como lectura el número cero, ¿qué se puede concluir, (que significa este valor)?

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 26 de Septiembre, 2007 04:28

Hola Esteban, aunque ya varios colegas han opinado y te han orientado en relación a las posibles causas de tu desconcierto por los resultados obtenidos, te pregunto algo...

Estas haciendo algún sondeo vertical del terreno, para, por ej. investigar acuíferos subterráneos..??

La pregunta te la hago porque el método que estas usando es muy recomendado para casos en los cuales se requiere efectuar un sondeo vertical del terreno. Para detalles de aplicaciones del método y para conocerlo en sus particularidades te recomiendo el siguiente enlace. En el cuerpo del documento encontrarás enlaces que te permitirán conocer los aspectos particulares del método de Schlumberger.
http://pubs.usgs.gov/of/2000/ofr-00-0110/REPORT/ofr00110.pdf

Ahora, si se trata de un estudio para aplicaciones de SPT subestaciones, o similares, es mucho mas amigable trabajar con el método de Wenner, porque para distancias de separación de electrodos de un metro o mas ya puedes aplicar la simplificación y obtener la resistividad aparente como

$\rho = 2*л*a$

En cuanto a tus resultados y los espaciamientos que solicitas, te indico que no existe una receta de cocina particular para esto.

El objeto del sondeo es cubrir el área de interés en distintas direcciones, tanto longitudinales, transversales y diagonales. Para ello debes, en cada dirección ejecutar varias mediciones hasta que se cubra el tramo completo de la dirección.

Esto te permite crear una familia de curvas de la denominada resistividad aparente.

Durante esas medidas, en caso de que existan objetos metálicos enterrados o acuíferos de agua, apreciaras cambios bruscos en los valores. Normalmente, cuando se trata de objetos metálicos y de agua cargada de minerales, los valores de resistividad se vienen abajo de manera brusca...De manera que lo que nos indicas de los famosos "ceros" en tu medida es muy probable que estés en presencia de una interferencia.

Su radio de acción la puedes explorar efectuando mediciones en otras direcciones.
Te cuento que en alguna oportunidad estaba efectuando unas mediciones de resistividad a campo travieso en una zona petrolera en Venezuela y me encontré con un caso como el tuyo.

Todo el equipamiento funcionaba bien, la metodología estaba bien aplicada y la curva de resistividad aparente que estaba obteniendo mostraba una tendencia, cuando de pronto en una medición, los valores literalmente saltaron hacia abajo... No fue cero, pero si muy bajos... De inmediato revisamos todo lo que hicimos previamente y encontramos que todo era correcto, por lo tanto el siguiente paso fue explorar a ver si existía algo metálico en el terreno.

Hicimos una excavación (Calicata) y nos encontramos metidos en el medio del anillo de un antiguo tanque de almacenamiento de petróleo...Estaba el anillo de concreto y enterrados conseguimos restos metálicos del fondo del tanque...Visto esto, hicimos una siguiente medición asegurando que los electros de corriente y de potencial estuvieran colocados fuera del anillo y las cosas comenzaron a retornar a los valores de tendencia que originalmente habíamos obtenido…

En conclusión, el área en donde sería implantada la SE era esa...No sería alterada... Los valores "extraños", producto de la interferencia... Simplemente fueron obviados porque existía una tendencia en la curva de resistividad aparente...y ya...Hace casi 10 años que la SE esta funcionando perfectamente con su sistema de tierra diseñado a partir de los valores obtenidos en esa medición…

Mi recomendación...independientemente del método… trata de familiarizarte con el aspecto teórico de él...y estudia lo relativo a las fuentes de interferencias...Una excelente orientación de la da el IEEE-81.

27. Mejoramiento de la resistividad de terrenos por medio de tratamiento químico

Pregunta

De: William Bárcenes
Enviado el: Martes, 11 de Febrero de 2003 01:08 p.m.

Estimados listeros.

Reciban mis felicitaciones por mantener un cyber-lugar destinado al intercambio de conocimientos técnicos del área eléctrica.

Quiero solicitar su ayuda en lo relacionado a la instalación de una puesta a tierra, mi pregunta es si es recomendable utilizar tratamientos químicos para mejorar la puesta a tierra en lugares donde el nivel de precipitaciones es muy alto y si no es así, que tratamiento se podría utilizar para mejorarla bajo estas condiciones.

Respuestas

De: Pablo Lopez Ossandon
Enviado el: Miércoles, 12 de Febrero de 2003 12:23 a.m.

A la hora de usar bentonita (un tipo de arcilla de origen volcánico, muy fina) hay que tener el cuidado de que el sitio mantenga una humedad constante (como un jardín) puesto que si la bentonita llega a un punto de humedad muy baja, se agrieta, y su resistividad sube mucho. Se de un caso en que una tierra utilizada con bentonita marco al cabo de 1 año de instalada, un valor de 3,5 kOhm, pero claro, eso es valido para el norte de chile, donde la precitación es casi nula, y además no hubo mantención de ningún tipo.

De: William Bárcenes
Enviado el: Miércoles, 12 de Febrero de 2003 10:22 p.m.

Compañeros, les comento que la resistividad del suelo en esta parte es de aproximadamente de 500 ohmios-metro. He tratado de disminuir la resistencia a tierra de un valor de 15 ohmios, esto debido a que en este lugar se instalará un equipo electrónico de un enlace de fibra óptica que llega a este punto y además equipos para implementar una red LAN para computadoras y otras aplicaciones, existiendo además en este edificio equipos industriales como hornos (12.5 kW), una lavadora (25 kW) cuyas variaciones de carga son instantáneas para efectos de impermeabilización y una cantidad pequeña de motores de no muy alta potencia.

De lo expuesto por los compañeros listeros se han despertado otras inquietudes, las que expongo a continuación:

¿Existe algún tipo de formulación matemática que considere de alguna manera, en forma aproximada, el efecto de los tratamientos de suelos y que pueda ser considerada para el diseño de la puesta a tierra?

¿Al utilizar estos tratamientos, solo es posible determinar la resistencia a tierra resultante mediante medición directa o existe algún otro método?

Una pregunta aparte del tema sería que si bien es cierto la humedad en los suelos favorece para tener buena resistencia a tierra, ¿el exceso de esta tendría algún efecto contrario a lo esperado si se acompaña con tratamientos químicos a la puesta a tierra?

De todas maneras estoy comenzando a considerar algunas sugerencias que he recibido de ustedes para tratar de mejorar la resistencia de la puesta a tierra.

Gracias por sus comentarios compañeros.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Domingo, 16 de Febrero de 2003 08:33 p.m.

Amigos de la lista, coincido con Pablo en el hecho de que el uso de compuestos químicos para mejorar los valores de resistencia de tierra es válido, aunque en mi opinión debería ser la última opción a considerarse como solución.

La Bentonita y en general las soluciones químicas son compuestos cuya efectividad depende, además de la humedad presente en el suelo, del grado de compactación del suelo. Este es un aspecto que veo que no se ha considerado en esta línea de discusión. De manera que toda solución de arreglos químicos de suelos requiere mantenimiento para reponer sus propiedades de resistencia adecuada debido al aumento de la compactación. Actúa como cuando se aprieta una esponja. Al compactarse (se aprieta la esponja) se extrae la humedad y hasta allí llegan los éxitos. Ese es un aspecto en el cual la solución debe manejarse como mucha atención, porque es la desventaja oculta que casi ningún fabricante de varillas químicas y de soluciones químicas le dice expresamente al usuario. Obvio, consiguen una teta por varios años por razones de mantenimiento.

OJO: LA SOLUCIÓN QUIMICA REQUIERE SUMAR A LOS COSTOS DE INVERSION INICIAL COSTOS DE MANTENIMIENTO CASI SIEMPRE ANUALES.

Puedo asegurar que los costos no son despreciables, porque en la mayoría de los casos se requiere remover todo el volumen de compuesto químico hasta regresar a los valores de compactación adecuados para la solución. Adicionalmente la mayoría de empresas no tienen una cultura de mantenimiento de sistemas de puesta a tierra y si la condición de mantenimiento requerida por el sistema no esta perfectamente definida, se da el caso de que un usuario pueda estar confiado en los valores resistivos de su sistema de puesta a tierra y la dura realidad lo va a obligar a abrir sus ojos (y su chequera) cuando por ejm. un rayo se acerque a sus queridos equipos.

En el oriente de Venezuela, específicamente en el sur del estado Monagas, he tenido que lidiar con suelos de hasta 25000 Ohmios-metro ...Si lo leyeron bien 25000 Ohms-m y nunca hemos usado compuestos químicos.

Cuando hemos sacado costos de reposición y mantenimiento de los sistemas y se han comparado con sistemas convencionales hemos optado por: mallas reticuladas combinados con hincamientos de barras tipo copperweld convencionales o en algunos casos de hincamiento profundo (8 y mas metros) según sea el caso.

En mi opinión, no creo en las soluciones por compuestos químicos. A la larga es la solución más costosa y no es exactamente la más efectiva.

Un buen sistema de tierra debe estar basado en unos estudios de resistividad del terreno realizados de manera concienzuda. Como mínimo deben hacerse modelaciones bicapa del suelo o preferiblemente multicapas.

Un aspecto que me preocupa un poco de la discusión es que se habla de resistividad promedio... En mi opinión eso no es válido. Cada suelo es particular. Las características físico-

químicos del suelo en ningún caso son extrapolables con un grado confiabilidad alto a ningún otro sitio.

En el caso de conexiones a tierra de equipos sensibles. Recomiendo se ubiquen la norma IEEE-1100. Un caso básico es que los sistemas de tierra de potencia, tierra sensible y tierra de protección contra rayos debe ser de tipo equipotencial de manera que se eviten los voltajes transferidos.

Las interconexiones deben hacerse de manera adecuada, evitando lazos (el documento detalla muy bien como hacerlo) de manera que en condiciones de operación normal el ruido no circule por los equipos sensibles y cause interferencias.

Es un error muy costoso, y desgraciadamente muy común, usar tierras aisladas como alguien lo indica en unas notas anteriores.

Vi algo sobre altos niveles freáticos y problemas de tierra... A mi me gustaría disponer siempre de altos valores freáticos. Ahí construir sistemas de puesta a tierra es una maravilla... Casi con cualquier cosa que se coloque bajo tierra se alcanzan los valores requeridos... Lo que ocurre en muchos casos es que los sistemas de tierra son instalados de manera inadecuada y peor aún interconectados cuando se tienen equipos sensibles... El problema generalmente no es la tierra... somos nosotros por nuestras practicas erradas de diseño y mantenimiento.

De: Juan José Porta
Enviado el: Miércoles, 19 de Febrero de 2003 07:03 p.m.

Estimados miembros de la lista:

Desde 1990 he dedicado buena parte de mi práctica profesional a la docencia, investigación y trabajo en las áreas de Protección Contra Descargas Atmosféricas, Puestas a Tierra y Especificación de Supresores de Transitorios de Voltaje. Siendo desde 1997 Director Técnico de la firma Lightning Eliminators & Consultants de Venezuela, C.A., me he abstenido de intervenir en las discusiones de la lista, ya que mis comentarios pudieran ser interpretados como de interés comercial y no como de interés científico o académico. Luego de la intervención del colega Diego Minutta, me siento más en disposición de aportar algunos datos sobre el tema en cuestión, no solo sacados de mi experiencia personal, sino de nuestra empresa que opera desde 1971 con experiencia en más de 62 países (www.LightningEliminators.com).

Perdí algunos eslabones de la cadena, ya que tuve problemas con mi servidor de Internet. De aquellos correos que pude leer, todos tienen una contribución importante, no solo en respuesta a las preguntas formuladas por el colega William Bárcenes, sino al enriquecimiento de este tema tan importante. Por lo anterior, voy a complementar tales intervenciones.

El Diseño:

La conexión a tierra de un equipo o sistema, no se limita a conseguir una resistencia determinada, sino que deben tomarse otros aspectos, como por ejemplo, la correcta conexión de los equipos con el sistema de tierra, la interconexión o igualación de potenciales, la vida útil del sistema de tierra, las facilidades para medición y mantenimiento, etc.. Es imposible ofrecer por este medio todos los elementos que deben estar incluidos en un diseño, ya que cada caso es

distinto y aquí la experiencia puede jugar un papel importante en la determinación de la mejor solución.

En líneas generales, los pasos básicos a seguir en un diseño los comentó acertadamente el colega Carlos Aramayo en una nota previa.

Caracterización del Suelo:

Hablando exclusivamente de la determinación del sistema de tierra necesario para lograr una cierta resistencia de puesta a tierra (determinación del número, forma, composición y distribución de los electrodos), es necesario tener información del suelo, siendo una de las características del mismo su resistividad.

El uso de una resistividad promedio y la NO caracterización del suelo, tal y como lo indicaron los colegas Juvencio y Jair, puede llevar a soluciones simplistas, que pudieran darnos variaciones importantes entre lo estimado y lo real, con las consiguientes repercusiones económicas. Lo correcto es levantar un perfil de resistividades (mediciones a varias profundidades), preferiblemente en varias líneas de medición. Esto nos da información suficiente para caracterizar el suelo entre Homogéneo y No Homogéneo, para determinar el nivel freático e inclusive para determinar el tipo de suelo por capas. Los que trabajamos en este tema, sabemos que para suelos No Homogéneos es suficiente emplear modelos de 2 capas. Para profundizar en el tema, recomiendo un libro bastante viejo, pero con mucha vigencia, llamado "Earth Resistances" por G.F. Tagg.

Factores que influyen en la Resistencia de Puesta a Tierra:

Tal vez el documento más divulgado (al menos en América) para determinar el número de electrodos necesarios y obtener un cierto valor de resistencia de puesta a tierra o para diseñar sistemas que garanticen el control de los voltajes de toque y paso, es el Estándar IEEE-80 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding". Para consideraciones especiales, tal y como lo recomendó Juvencio, recomiendo el Estándar IEEE-1100 "Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment" y el Estándar IEEE-142 "Grounding of Industrial and Commercial Power Systems"

De los métodos de cálculo, sabemos que la resistencia de conexión con tierra de un electrodo, es proporcional a la resistividad del suelo y al área de contacto del electrodo con dicho suelo. Para el caso de electrodos verticales, sabemos que las fórmulas incluyen la longitud y el diámetro del electrodo.

Por lo anterior, podemos inferir que básicamente hay 2 formas de mejorar la resistencia de contacto.

Una de ellas es aumentando el área de contacto del electrodo, para lo cual podemos jugar con su longitud y/o diámetro, o colocar varios electrodos simples interconectados.
La otra es mejorar la resistividad del suelo. En este sentido, el estudio de resistividad nos puede orientar en la selección de electrodos que sean suficientemente largos como para tocar un estrato de suelo que tenga baja resistividad. Otra forma es sustituir el suelo circundante a los electrodos por materiales más conductivos o acondicionadores de suelo (en Inglés: Backfill).

Opciones de Acondicionamiento de Suelos:
Capa Vegetal o Tierra de Cultivo: Resistividad aprox. 10 W-m

Concreto Conductivo: Resistividad aprox. 30-90 W-m
Bentonita: Resistividad aprox. 2,5 W-m
Materiales derivados del carbón: Resistividad aprox. 0,1-0,5 W-m
Materiales derivados de arcillas: Resistividad aprox. 0,5-0,8 W-m

Otras mezclas.
Cada una de estas opciones por separado tiene sus ventajas y sus desventajas. Por ejemplo, el Grafito es excelente conductor, pero es muy costoso y no almacena humedad. La Bentonita, es una arcilla con una baja resistividad (mientras esté hidratada), un costo moderado, excelente acumulador de humedad, pero como mencionó Juvencio, se comporta como una esponja, es decir, mientras haya humedad se expande y mantiene sus características, pero cuando la humedad se pierde, se contrae sustancialmente y aumenta exponencialmente su resistividad (parece una piedra).

Por lo anterior, las prácticas de acondicionamiento recomiendan hacer mezclas que permitan combinar las bondades de cada producto. Actualmente, existen varias empresas con marcas registradas. Por ejemplo, la empresa Erico comercializa el GEM® y nuestra empresa LEC comercializa el GAF®.

Factores que influyen en la Resistividad del Suelo:

Podemos hablar de "mejorar" la resistividad del suelo alterando algunos factores naturales del sitio que son influyentes. Una de las premisas de una eventual mejora de la resistividad del suelo, es que la "mejora" debe ser permanente, no contaminante y competitiva con otros métodos desde el punto de vista económico. Como comentaré posteriormente, las sales no son consideradas acondicionadores de suelo, ya que migran con la humedad.

En el libro de Tagg, se analizan los factores más importantes que pueden influir en la resistividad del suelo.
Ellos son:

Contenido de Humedad: Se sabe que los suelos mejoran su resistividad con la humedad, lo cual puede ser comprobado si comparamos mediciones de resistividad de un mismo suelo, obtenidas en época de sequía y en época de lluvias. La mejora en la resistividad aumentando la humedad es exponencial y tiende a saturarse dependiendo del tipo de suelo, entre 4 y 16% de contenido de agua. Para valores mayores de concentración de humedad, la mejora en la resistividad en imperceptible. Por anterior, una forma de aprovechar el efecto de la humedad, es empleando sistemas de riego o goteo, como el sugerido por el colega Alejandro Higareda. En nuestra experiencia, hemos empleado este método en Kuwait y Arabia Saudita utilizando un sistema que toma la humedad del aire y la vierte al suelo por goteo a través de electrodos especialmente diseñados.

La Temperatura: Para temperaturas superiores a 0°C, la resistividad no tiene cambios significativos. Sin embargo para Temperaturas por debajo de 0°C la resistividad aumenta exponencialmente. Por lo anterior, se deberá tener en cuenta este aspecto para el diseño de los sistemas de puesta a tierra en aquellos países donde existan temporadas con temperaturas bajo 0°C. En este sentido, el uso de electrodos químicos ha dado un resultado excelente (tocaré el tema de los electrodos químicos más adelante).

Contenido Electrolítico (Minerales por volumen de agua): Se sabe que el agua desmineralizada y las sales puras no conducen electricidad. Solo la mezcla de ambas es la que produce una

buena conducción. Según el libro de Tagg, la resistividad mejora exponencialmente con el aumento del % de sales por volumen de agua.
De los 3 factores mencionados, el que más beneficio trae es la mejora del contenido electrolítico.

Tratamientos Químicos

El tratamiento químico del suelo busca mejorar el contenido electrolítico del suelo, con la intención de mejorar su resistividad. Por lo tanto, se debe tratar de mantener una proporción adecuada de minerales y agua.

Antiguamente, una práctica de puesta a tierra, era la creación de "pozos" de tierra. Existen varias versiones, pero la más común era abrir un agujero de 1 m2, se colocaba en el fondo una placa de cobre a la cual se fija un conductor también de cobre, con lo cual se tiene un electrodo. Luego se cubría el agujero formando capas o haciendo una mezcla húmeda de carbón, bentonita y sal industrial. Para zonas de poca precipitación, se colocaba un tubo agujereado que emergía al exterior, con la finalidad de inyectarle agua para hidratar el pozo. El resultado era excelente e inmediato. La bentonita y el carbón ofrecían una baja resistividad y tenían una buena capacidad de acumular humedad, la cual al mezclarse con las sales, producía una sustancia electrolítica con excelente conducción. El problema es que las sales migraban progresivamente y con el tiempo el pozo se perdía, debiéndose rehabilitar totalmente en corto tiempo (menos de 2 años).

Los Electrodos Químicos surgen como una solución al problema de rehabilitar los pozos y consolidar todas las bondades relacionadas con la mejora de las condiciones para mejorar la resistencia de contacto (ver figura anexa). Existen muchas empresas y marcas registradas, cada una con su receta, calidad y experiencia. Por ejemplo la empresa Erico cuenta con el electrodo XIT® y nuestra empresa LEC cuenta con el electrodo Chem-Rod® (ambos electrodos son listados por Underwriters Laboratories - UL®).

Composición y Rendimiento de un Electrodo Químico: (ver figura anexa)

Básicamente un Electrodo Químico está compuesto por un tubo de cobre electrolítico, relleno con sales metálicas conductivas, las cuales fluyen naturalmente al terreno circundante a través de orificios diseñados para tal fin. La interfase del electrodo con el terreno para cualquier época del año es estable y se garantiza mediante el uso de un producto acondicionador de baja resistividad.

El acondicionador debe ser una mezcla de materiales estables como la Arcilla Osmótica y el Grafito, pulverizados a una granulometría muy baja, con el objeto de lograr una baja resistencia y alta capacitancia en las corrientes de dispersión que fluyen del electrodo. Los resultados esperados se logran con la carga de sales inicial.

El electrodo químico y el acondicionador proporcionan un camino de muy baja impedancia a los transitorios de potencia y atmosféricos. Su comportamiento en altas frecuencias es muy superior a los Electrodos Convencionales, debido a que no posee un alma de acero, teniendo una permeabilidad magnética mucho más baja y por ende su autoinductancia es cero.

Al igual que un electrodo convencional, la efectividad del Electrodo Químico depende de la resistividad del terreno y del modelo seleccionado para el suelo donde será instalado. No

obstante siempre tendrá una efectividad equivalente a más 10 Electrodos Convencionales de la misma longitud.

En cuanto a la vida útil, el Electrodo Químico puede ser garantizado por más de 20 años (si se utilizan los elementos adecuados), ya que al no poseer acero, la descomposición de sus materiales debido a la corrosión es muy baja. En cuanto al tiempo de vida de la carga de sales, ésta es función al nivel de humedad del terreno, por lo cual el Electrodo Químico debe ser suministrado con una mezcla de minerales cuya granulometría sea compatible con dicho nivel de humedad. La experiencia indica que una carga completa de sales debe durar cerca de 5 años si cuenta con la granulometría adecuada. Sin embargo, como todo sistema de puesta tierra, debe inspeccionarse al menos cada dos años.

Ya sea un Sistema de Tierra basado en Electrodos Químicos o basado en Electrodos Convencionales, debe guardarse entre cada electrodo una separación de 2,2 veces su longitud para lograr el resultado esperado en los cálculos. Esto significa que para sistemas de múltiples Electrodos, se requiere mayor disponibilidad de terreno, que normalmente no se dispone en zonas urbanas.

En general un Sistema de Tierra basado en Electrodos Químicos no solo es más efectivo y duradero que un Sistema Convencional, sino que es más económico, cuando se trata de reemplazar múltiples Electrodos. La razón es que se requiere menos terreno, menos mano de obra, menos soldaduras exotérmicas y su vida útil es mayor.

Mantenimiento de un Electrodo Químico: (ver figura anexa)

Si el electrodo ha sido especificado adecuadamente, requerirá una recarga completa pasado al menos 5 años. El costo de reposición de la mezcla de minerales puede variar de una marca a otra. Para el caso del electrodo Chem-Rod® una recarga está en el orden de US$ 15,oo.

Como bien lo indicó Diego, todo sistema requiere de mantenimiento o al menos una inspección. Cuando se estiman los costos de esta actividad, prácticamente el costo de la mezcla de minerales para la recarga, es despreciable.

Determinación del Número de Electrodos Químicos: (ver figura anexa)

Para el caso de electrodos convencionales, existen muchas referencias para cuantificarlos, como por ejemplo el Estándar IEEE 80. Para determinar el número de Electrodos Químicos para un cierto suelo, dicho Estándar puede ser modificado para que incluya 2 factores de corrección, uno que tome en cuenta al acondicionamiento del suelo circundante al electrodo y otro que tome en cuenta el acondicionamiento ejercido por la solución electrolítica. En este sentido, cada fabricante debería aportar tales valores. (Para el caso del Electrodo Chem-Rod® pueden solicitar gratuitamente el cálculo o utilizar directamente la hoja de cálculo incluida en la página www.grounding.com).

Por ejemplo, para el caso planteado por el colega William, para lograr una R<15 W, en un suelo de resistividad 500 W-m, se requiere, según el Estándar IEEE 80, de 30 electrodos convencionales de 8' de largo y diámetro 5/8". En caso de emplear Electrodos Químicos Chem-Rod®, se requieren 2 electrodos de 10' de largo y diámetro 2,6" o 3 electrodos de 6' de largo y diámetro 2,6".

Calidad de los Electrodos Químicos:

Si alguien opta por utilizar Electrodos Químicos, debe exigir al proveedor experiencias comprobables o pruebas de efectividad y garantía. Una buena práctica es exigir sellos de calidad ISO-9000, o sellos de efectividad como el UL®. Existen empresas organizadas que tienen un protocolo de pruebas para homologar los productos que consume. Por ejemplo, actualmente estamos colaborando con las Empresas Públicas de Medellín de Colombia, para homologar el Electrodo Químico, ya que fue probado satisfactoriamente.

Lamentablemente sabemos de usuarios que han tenido malas experiencias, luego de haber adquirido a muy bajo costo, productos con poca calidad y con materiales que no cumplen el objetivo, lo cual ha tergiversado la opinión de algunas personas. Recomiendo a los usuarios que indaguen un poco sobre el tema y hagan pruebas al respecto.

Si han logrado llegar hasta aquí, estas son mis respuestas a las preguntas de William:

1. ¿Existe algún tipo de formulación matemática que considere de alguna manera, en forma aproximada, el efecto de los tratamientos de suelos y que pueda ser considerada para el diseño de la puesta a tierra?.
Si existe y para nuestro caso tiene más de 30 años de uso y validación.

2. ¿Al utilizar estos tratamientos, solo es posible determinar la resistencia a tierra resultante mediante medición directa o existe algún otro método?
La medición es igual a la realizada para los sistemas convencionales.

3. Una pregunta aparte del tema sería que si bien es cierto la humedad en los suelos favorece para tener buenas resistencia a tierra, ¿el exceso de esta tendría algún efecto contrario a lo esperado si se acompaña con tratamientos químicos a la puesta a tierra?
Para el caso de Electrodos Químicos, el exceso de agua puede traer como consecuencia un consumo acelerado de la mezcla de minerales. Por lo tanto, esta situación debe ser previamente evaluada para solicitar al proveedor un relleno del electrodo con una granulometría apropiada.

Cordiales saludos,

Ing. Juan José Porta
Director Técnico
Lightning Eliminators & Consultants de Suramérica, C.A.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Jueves, 20 de Febrero de 2003 10:14 a.m.

Juan José Porta, cordial saludo las opiniones comerciales no es que estén bien o mal vistas lo que se intenta es tener una visión global de toda la problemática para así llegar a un consenso, que es lo ideal en este tipo de listas.

Que bien que los paisas de EPM estén trabajando en ello, aquí en Colombia existe el Favigel que ha sido probado en mejorar tierras en lugares donde hay transformadores de distribución y

el nivel ceraúnico es alto (la Nacional la ha probado, y en varios congresos se han presentado los resultados), este brebaje para tierras es la experiencia de un Ingeniero Favio Casas que durante mucho tiempo ha trabajado en el tema de tierras, es muy bueno.

Volviendo a lo que me corresponde en este correo, lo que planteas es muy interesante pero como siempre olvidan un poco los términos utilizados cuando yo hablo de Caracterizar los Suelos es hacer un estudio Geoeléctrico de este y poder determinar a partir de este estudio la habilidad del suelo para conducir la corriente, a partir de estos resultados en muchos (y los que trabajan con petróleo lo saben) podemos concluir en la utilización de suelos químicos o no. No olvidemos que la esencia de una buena puesta a tierra es paradójicamente la TIERRA o el suelo en pocas palabras, en el ultimo congreso del SIIPAT que hubo en Colombia grupos de investigación de Brasil uno de sus investigadores Silverio Visagro le daban mayor prioridad a los estudios Geoeléctricos a los suelos.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sábado, 22 de Febrero de 2003 09:47 p.m.

Amigos, ha sido excelente la línea de discusión.

Mi nuevo comentario va a estar dirigido principalmente a quienes no son expertos en el tema y participan en la lista. En puestas a tierra no hay soluciones mágicas.

El tema de las puestas a tierra ha sido desarrollado históricamente de manera empírica. Así, el ensayo y error ha devenido en mejoras. Sin embargo es supremamente importante que el diseñador de un sistema de puesta a tierra realicé análisis particulares en cada caso.

El uso de recetas de cocina, p ejm. usar una solución sin hacer comparaciones con otras, en mi opinión no es valido, porque podemos incurrir en mayores costos para la solución.

Debemos tener bien claro cual es la caracterización del suelo que me ocupa y luego me propongo la solución e eses caso particular. No se vale tener la solución y luego traer el suelo en el cual será implantada. Es decir sin estudio de suelo no hay diseño preconcebido.

Hasta la fecha, y con el perdón de los colegas que representan soluciones químicas, en los suelos del Oriente de Venezuela, suelos malos de altísima resistividad, por experiencia he aprendido que una buena caracterización permite definir una mejor solución. En mi caso el uso de soluciones tradicionales, Cobre, soldaduras y jabalinas convencionales ha dado resultado. Algunos colegas han usado soluciones químicas y las comparaciones de efectividad en el tiempo han sido equivalentes. Ese es un ejemplo particular. De repente voy a otro sitio y ahí no me queda mas remedio que remover suelo y usar otros artificios.

Obviamente existen casos especiales que requieren una solución especial, pero lo que he venido notando en los últimos tiempos es que las soluciones especiales (Para mi una solución química es especial) se han estado convirtiendo en la solución generalizada.

Lo interesante es que el diseñador tenga conciencia clara de conceptos y cultura de costos cuando implemente una solución.

Ser ingeniero de aplicación en puestas a tierra requiere tiempo y años de aplicación.

Pregunta

De: Antonio Carrasquero
Enviado el: Monday, January 17, 2005 6:04 PM

Estimados amigos de la lista. Alguno de ustedes pudiera indicarme que elementos pudiera utilizar para mejorar la tierra artificial de un pozo con una barra ó jabalina copperweld colocada en terreno arcilloso, o sea de alta resistividad. Estoy buscando orientación en la utilización de elementos naturales, y no en compuestos químicos comerciales. Tengo entendido, por ejemplo se pudiera utilizar la bentonita o el carbón vegetal. Mucho sabría agradecer sus valiosos comentarios.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Martes, 18 de Enero, 2005 07:42:25

Apreciado Antonio:

Yo en ciertos suelos, utilizo algunas mezclas que me han dado buenos resultados.

Hace algunos años, en el laboratorio de Alta Tensión en el cual laboro, realice un experimento controlado, probando varias alternativas para mejorar las resistencias de puesta a tierra de una jabalina.

En el experimento, instalamos 10 jabalinas distanciadas suficientemente en un mismo campo y cada una tenía distintos tipos de aditivos, comerciales y no comerciales. Y se levantaron curvas de la variación de la resistencia a lo largo de dos años (mensualmente). Curiosamente, obtuvimos muy buenos resultados con algunos productos del tipo casero, aunque debo indicarte que las características específicas del suelo pueden hacer que se comporten de manera diferente.

Uno de esos compuestos fue una mezcla de cemento tipo portland (del normal para construcción), mezclado con bentonita y al final una pequeña capa de carbón vegetal.

Por otra parte, el hecho de que sea Copperweld o de cobre puro o de acero inoxidable, no tiene una relevancia especial en el valor de la resistencia, mas si en lo que corresponde a la vida útil por corrosión, al igual que el diámetro de la barra tampoco tiene una importancia desde el punto de vista de la resistencia, mas si del soporte térmico ante corrientes de cortocircuito.

La idea del cemento, es que permite la duración en el tiempo del material acondicionador (muchos acondicionadores comerciales mezclan sus productos con cemento) y el otro es que es un material higrófilo (atrae a la humedad) y su resistividad con un 10 - 20 % de humedad, puede ser del orden de 50-100 Ohm -m, un valor relativamente bajo en comparación con las resistividades de los suelos naturales de la instalación 500-1000 Ohm-m.

De todas maneras todo esto requiere un estudio, pero son algunas ideas que pueden serte de utilidad. Como te dije yo he utilizado en bastantes proyectos en cantidades apropiadas según el tipo de suelo, los materiales que te mencione anteriormente. Tu puedes jugar con las proporciones en función de lograr menores resistividades equivalentes.

Saludos,

Prof. Miguel Martinez Lozano
Universidad Simon Bolivar
High Voltage Research Group
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

28. Comparación entre compuestos artificiales comúnmente utilizados para mejorar la resistencia a tierra (sales, cementos conductivos, etc.)

Pregunta

De: Henry Cueva
Enviado el: Thursday, September 01, 2005 4:46 PM

Estimados colegas:

Quiero tener un sustento técnico convincente ante mi gerencia en la cual estoy proponiendo una instalación de pozos a tierra con sales químicas vs. cemento conductivo, éste último producto es nuevo en mi país y por lo que he visto en internet son pocos los fabricantes. Pero me dicen que un pozo a tierra con cemento conductivo estaría libre de mantenimiento (pero tendría que importar varias toneladas, muy costoso aparentemente), quiero saber cuanto de cierto tiene esta afirmación. Si alguno tiene experiencia en este tema. Voy a agradecerles sobremanera.

Gracias por adelantado,

Henry Cueva Q.
Dpto. Técnico - ARMOTEC S.A.C.
Lima - PERU

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Thursday, September 01, 2005

Apreciado Henry:

Las sales químicas tienen diversos inconvenientes que hacen que no sea adecuado su uso exhaustivo en SPAT. Primordialmente los problemas de corrosión y por otro lado la necesidad de mantenimiento periódico. Además estas sales no cumplen su función de forma adecuada si el suelo no tiene cierto nivel de humedad.

Sin embargo, los cementos conductivos, tienen ciertas ventajas que a mi modo de ver los hace atractivos para ser utilizados en SPAT. Lo primero es que suelen tener PH neutro, son materiales higrófilos (es decir que absorben la humedad circundante del suelo), y su tasa de

perdida es muy baja, por lo que en un tiempo prudencial no necesitan ni restitución ni mantenimiento.

Si pensamos en productos patentados, la desventaja de los cementos es su costo. Pero este problema se puede minimizar ante ciertas recetas de cocina, donde se mezcle en cantidades adecuadas esto depende de las características del suelo y del entorno (humedad, resistividad, permitividad, etc.), como puede ser: una mezcla de cemento convencional tipo portland, con bentonita, algunos óxidos metálicos como el zinc y carbón vegetal.

Todo queda un poco a la imaginación que se tenga en función del costo y del presupuesto disponible.

Pregunta

De: Yvan Hernandez
Enviado el: Wednesday, September 07, 2005 11:24 PM

Amigos saludos a todos,

Es presente tema esta muy interesante, ¿donde puedo conseguir información de ellos tanto de las sales químicas como del cemento?, he visitados los sitios que han propuesto y he seguido el tema muy de detenidamente pero me gustaría lee algo de información general, ya que los fabricantes solo hablan de las bondades de su producto y muy poco hacen referencia a los problemas que estos pueden crear.

Espero que puedan ayudar

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Jueves, 8 de Septiembre, 2005 23:43:07

Apreciado Yvan:

En cuanto a documentos que propongan los problemas que conllevan cualquiera de estas alternativas, no los vas a encontrar en libros técnicos y lastimosamente te tienes que ir a consultar con profesionales que hayan tenido experiencias con este tipo de tecnologías.

Yo decidí, hace unos cinco años, realizar un experimento inicial para comparar distintas alternativas comúnmente utilizadas en la industria y para ello, en un terreno de la Universidad Simón Bolívar en Caracas, enterré quince jabalinas de 2.44 metros de largo y 3/4 de pulgada de diámetro, bajo diferentes condiciones y componentes: Así, tome tres como control (directamente enterradas y sin aditivos), otras con sales químicas y sales minerales, otras con mezclas de suelos conductivos como abonos animales, otras con cementos conductivos y por último otro grupo con distintas mezclas de bentonita cemento, carbón vegetal, óxidos metálicos, etc.

El comportamiento fue verificado durante un año completo, midiendo semanalmente la resistividad del suelo y la resistencia de cada una de las jabalinas indicadas. Además realice ensayos con un generador de impulso portátil que construimos en el laboratorio, para verificar la respuesta transitoria de cada jabalina, imitando la caída de un rayo.

Las conclusiones son amplias y para mi convergen en un punto muy claro:
- Las sales arrojaron los menores valores iniciales de resistencia.
- Sin embargo, al final terminaron dando un valor de resistencia 30% superior que las del cemento conductivo (tanto comercial como de diferentes mezclas utilizadas).
- Al extraer las jabalinas al final del estudio, se observaron problemas de corrosión en las que tenían aditivos de sales.
- Las "mezclas caseras", dieron resultados muy similares a las que utilizaban cementos comerciales.
- La respuesta transitoria de ciertos cementos conductivos, es mejor que el resto de productos utilizados. Esto en función de sus permitividades eléctricas.
- etc.

Lo cierto es que la decisión de la mejor alternativa, depende de la resistividad del suelo, del nivel de agua que contenga el suelo a lo largo del año, etc., pero personalmente descartaría en general a las sales y me quedaría con los cementos conductivos.

Y aprovechando a responder respecto a algunas de las preguntas que me han hecho respecto a los porcentajes de alguna de las mezclas, puedo indicar a forma de ejemplo: en una jabalina de 2.44 m. Los primeros 20 cm son rellenados con bentonita. Luego 2 m de una mezcla que tiene: 10% de oxido de zinc, 50% cemento, 30% de bentonita y el resto de carbón vegetal pulverizado. Y los últimos centímetros utilizo una mezcla de sal gorda de mar con carbón vegetal pulverizado.

Pero esta es una de las diversas mezclas que se pueden crear en función de la resistividad del suelo, ya que hay que recordar que el cemento, tiene en promedio (medio húmedo) una resistividad de 100 Ohm-m, muy húmedo: 20-30 Ohm-m y seco: 300 Ohm-m; mientras que la bentonita posee valores mucho menores.

Saludos,

Miguel Martínez Lozano
http://prof.usb.ve/mmlozano

29. Ventajas y desventajas de sistemas en delta (con neutro aislado) – uso de “transformadores” zig-zag

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 02 de Mayo de 2003 09:30 p.m.

Amigo Jaime déjeme ver si entiendo lo que escribió…

"El transformador zig-zag es para generar un sistema de tierra artificial en sistemas aislados conexión delta en MT, para casos de FALLAS A TIERRA el 50/51 no funciona y NO SE UTILIZA."

Si ud instala un trafo Zig-zag en su red de MT, del tipo Delta.. Ud. si puede detectar y despejar de manera selectiva fallas a tierra..Ese es un sistema muy antiguo y es barato y eficiente.. Aunque ud no me lo crea.

Déjeme explicarle. Por el punto de unión a tierra (o neutro) del transformador en caso de falla va a circular la corriente de falla a tierra (3 I0). Si ud coloca un relé 50N/51N entre el punto de tierra y el borne de neutro del trafo... Detecta la falla.

Ahora la selectividad se logra porque generalmente en el circuito fallado existen o pueden existir protecciones de falla a tierra (Casi todos los relés electrónicos multifunción tienen esa función) la cual en el caso de un sistema en Delta normalmente está inhibida, pero al disponerse de un camino, creado artificialmente mediante el trafo zig-zag, para las corrientes de falla a tierra se pueden activar las protecciones de falla a tierra del circuito y estas protecciones deben ser coordinadas con aquel relé 50n/51n instalado por alla "en la pata" del transformador tipo zig-zag.

Personalmente resolví una situación de detección de fallas a tierra en un sistema en Delta de la manera arriba explicada. Les puedo decir que fue muy barato.. Se compró el transformador y solo el relé de la base. Las protecciones de los circuitos ramales solo lo que se hizo fue desinhibirlas porque los relés existentes ya disponían de ellas.

A manera de referencia, el sistema constaba una potencia de 127,5 MVA, suministrada por 2 pares de transformadores (2 de 45 MVA y 2 de 18,75 MVA), relación 115-13,8 kV, secundario en Delta.
Cada par de transformadores operaba con sistema secundario selectivo por lo cual se hizo necesario disponer de detección de fallas en cada barra secundaria ya que las barras de los transformadores gemelos operaban con enlace abierto.

Resultado... Cada transformador tipo zig-zag resulto dimensionado de 750 KVA y han operado de manera muy satisfactoria, creando el camino para despejar fallas a tierra durante 10 años...y sin ningún tipo de problemas... además... fue la solución mas económica.
Si quieres consultar algo mas sobre trafos zig-zag ubica la normas ANSI/IEEE 142 y ahí podrás apreciar los criterios para dimensionar trafos zig-zag y también como definir la relación ro/xo y r1/x1 para permitir mejorar las sobretensiones de la red ante fallas a tierra.

En cuanto a ventajas y desventajas… Pregunta original...

Opino... Un sistema en Delta, es una filosofía de diseño, y su justificación se va a realizar generalmente en términos de la continuidad del proceso. Un sistema en Delta con falla monofásica a tierra puede llegar a experimentar una sobretensión máxima de 1,73 Vn en las fases sanas...Pero continúa operando...
Eso es una Ventaja…

Ahora... si es necesario detectar fallas a tierra..Entonces ya la cosa no está bien... porque la base del diseño se está cambiando... Si detecto y despejo la falla monofásica a tierra...Hay despeje de falla y la continuidad del servicio...Muere...

Adicionalmente.. El diseño de un sistema en Delta implica sobrecostos en el dimensionamiento del aislamiento de cables porque estos puede llegar a soportar, según la resistencia de falla, valores de sobretensión de hasta 1,73 Vn. (O sea la tensión de línea se puede llegar a tener entre fase y tierra)..Eso debe ser diseñado así, porque al existir la falla 1T las sobretensiones

pueden llegar a hacer fallar el aislamiento y generar una segunda falla esta vez generalmente de tipo 2T.(bifásica a tierra).
Ahí esta una desventaja...

y la desventaja en mi opinión mas importante...es que la existencia de fallas no detectadas en una red en delta..Representan serios riesgos a la seguridad de las personas y las instalaciones..Les cuento una experiencia…

En una planta de compresión de Gas la cual disponía de un sistema de distribución en Delta, reemplazamos el sistema existente por un sistema en estrella con neutro conectado a tierra a través de resistencia (para limitar los valores de corrientes de falla a tierra)... Se reemplazaron los alimentadores... pero el cableado entre arrancadores y motores no se tenía previsto reemplazarlo porque... Habíamos cambiado la configuración de la red pero se mantuvo el nivel de voltaje...y a partir del arrancador los sistemas eran idénticos... Bueno... Al completar las conexiones y energizar el nuevo sistema en estrella... Se hizo secuencialmente motor por motor...El nuevo sistema detectó y despejo 20...léase bien... 20 fallas monofásicas a tierra las cuales no se habían detectado porque la planta no disponía de sistemas de detección y despeje de fallas a tierra con el sistema en Delta...Previamente habían ocurrido dos fallas catastróficas en el aislamiento de las barras de un CCM en 480 voltios.

Es una planta que maneja 750 MMPCGD (Millones de pies cúbicos de gas día) a una presión de 1000 psig....Estábamos parados encima de una bomba.. la cual ya tenía 20 mechas prendidas..Aun lo recuerdo y me da miedo...

Eso es un ejemplo de una aplicación mal instrumentada de un sistema en Delta.

Así que un sistema en Delta tiene ventajas pero también sus desventajas, es una filosofía de diseño la cual en la actualidad ha tendido ha ser desplazada por sistemas conectados a tierra... Hoy en día la seguridad prevalece sobre la continuidad operacional y esta se logra con sistemas anillados, transferencias automáticas, reaceleraciones, etc., las cuales son más económicas de implantar, aseguran continuidad operacional, son simples y a la larga son más seguras para las personas y las instalaciones…

30. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de puestas a tierra del neutro (alta resistencia, baja resistencia, sólido a tierra)

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sábado, 07 de Junio de 2003 06:47 p.m.

Carlos coincido con Florián en el uso de transformadores tipo Zig-Zag para la detección de las fallas a tierra en sistemas con neutro aislado.

Para una guía sobre el dimensionamiento del transformador usa la IEEE-142. La IEEE 32 te puede guiar en el dimensionamiento de la resistencia de conexión a tierra.

Tengo la experiencia de diseñar e implementar un sistema usando Zig-Zag y realmente fue el más económico y ha sido muy efectivo. Debes manejar con cuidado las modificaciones de las

relaciones R1/X1 y R0/X0 las cuales determinan el control de sobretensiones en la red. Hay varias formas de hacer la conexión del transformador a tierra.
1.- Mediante alta resistencia de puesta a tierra (Corrientes de falla menores o iguales a 10 A)
2.- Baja Resistencia de puesta a tierra (Corrientes de falla ente 300-1000 A)
3.- Sólidamente conectado a tierra.

Debes evaluar muy bien una de estas opciones las cuales tienen ventajas y desventajas.

Por ejm. la 1 tiene como ventaja que elimina las corrientes de arco por el bajo nivel de falla, es fácil de detectar… pero tiene la desventaja de ser difícil ubicar el punto de falla especialmente en sistemas subterráneos, además de que no es muy fácil lograr el control de sobretensiones por fallas a tierra o cargas desbalanceadas. Es muy problemática su aplicación confiable cuando ocurren fallas intermitentes de alta impedancia...(Por cierto...son las más comunes)

La opción 2 es muy buena porque permite actuación rápida de relés de sobrecorriente y permite el fácil control de sobretensiones. Puede generar altos arcos en el caso de fallas intermitentes de alta impedancia.

La opción 3 es la de mayor velocidad de actuación de los relés pero los arcos de falla pueden llegar a ser intolerables. En esta opción hay que prestar mucha atención a la coordinación y selectividad de los equipos de protección porque pueden existir altas corrientes de falla a tierra las cuales pueden causar disparos errados.

El sistema que mencioné arriba se diseño e implantó en una instalación petrolera usando trafos ZZ conectados a tierra mediante resistencia la cual limita la corriente de falla a 600 A. Ha operado durante 6 años con muy buenos resultados y la coordinación de protecciones ha resultado muy simple, así como la detección del punto de falla.

Debes tener presenta que casi todos los relés de sobrecorriente y equipos reconectadores actuales son de tipo electrónico o numérico los cuales tienen incorporada la protección de falla a tierra, por lo cual es casi seguro que los mismos relés de sobrecorriente usados para el sistema con neutro aislado se pueden aprovechar para el sistema conectado a tierra. Obviamente existen otros métodos de detección de fallas a tierra en sistemas aislados, pero en general son mas costosos que un sistema en ZZ debido a que requieren equipos especiales de detección y ubicación de la falla, adicionalmente el control de sobretensiones en las fases sanas es bastante difícil.

31. Implicaciones de cambio de un sistema con neutro aislado a neutro puesto a tierra – Aspectos a tomar en cuenta para la evaluación y caracterización de sistemas de puesta a tierra existentes

Pregunta

De: Carlos Mateu
Enviado el: 8 de Junio, 2003

Saludos a todos. Tengo la siguiente duda: Existen en el mercado, transformadores de distribución monofásicos 7.62/0.277kV.

Si tenemos una distribución primaria de 13.2kV y queremos conformar un sistema trifásico con 3 unidades monofásicas, la conexión seria estrella-estrella aterrada por el secundario como es lógico. Pregunto:
1.- ¿Qué problemas le podría traer al consumidor de 0.48kV esta conexión?
2.- ¿Si existiese algún problema como resolverlo?

Gracias por su cooperación

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 8 de Junio, 2003 01:48:09

Carlos, según lo que entiendo de la nota el arreglo de transformadores le continuaría suministrando 480 voltios al consumidor.

El "detalle" que debes verificar es: Ese consumidor tiene un sistema con neutro aislado..?? o su sistema dispone de neutro conectado a tierra.

Debes considerar que si el caso es neutro aislado le estas cambiando la filosofía de diseño de su sistema eléctrico en el cual es muy probable que no tenga protecciones de falla a tierra y donde su prioridad sea la continuidad del servicio eléctrico requerido por el proceso.

Eso es un tremendo cambio...El cual debes anunciárcelo porque de seguro implica inversiones en los sistemas de protección, estudios de coordinación de protecciones, dimensionamiento de equipos de interrupción eléctrica por cambios de los niveles de cortocircuito, entre otras menudencias... Sin incluir lo relacionado con los arcos producto de las fallas a tierra…

Si el sistema original de alimentación eléctrica del usuario es 480 V con neutro a tierra.. No veo que tu propuesta genere ningún problema…

Pregunta

De: Simón Rodríguez
Enviado el: Tuesday, November 15, 2005 5:04 PM

Muy buenas tardes, actualmente me encuentro realizando un trabajo de grado en el área de sistemas de puesta a tierra. Específicamente en el caso del sistema eléctrico de una planta manufacturera, la cual actualmente posee un sistema eléctrico con neutro flotante. La empresa desea migrar a un sistema con neutro aterrado, bien sea sólidamente, o a través de reactancia, en el caso de los dos (02) generadores de 656kVA con los que cuenta la planta. El problema básicamente radica, en que en los inicios de la empresa, hace unos 11 años, se contaba con un sistema de puesta a tierra, del cual se conserva el mallado de puesta a tierra ubicado en el área de producción y ciertos elementos o barras de tierra, distribuidos en toda la planta. Mi consulta en este caso sería la siguiente, quisiera saber si existe la manera, a través de mediciones, de evaluar o diagnosticar el mallado actual a fin de verificar que se encuentre dentro del rango óptimo para valores de resistencia y resistividad. La idea de todo esto, es optimizar o en todo caso mejorar el mallado y los puntos de tierra actuales, para posteriormente utilizarlo en el nuevo sistema, que se desea, sea con neutro aterrado.

Agradeciendo de antemano cualquier sugerencia.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Martes, 15 de Noviembre, 2005 18:23

Apreciado Simón:

Sobre tu consulta, debo decirte que claro que es posible evaluar el estado actual de una malla de puesta a tierra existente.

Uno de los aspectos iniciales que debes tener en cuenta, es su caracterización inicial, es decir, la información más importante que puedes obtener:
- Resistencia de Puesta a Tierra (según IEEE Std 81-1 y 81-2)
- Geometría (bien sea por planos antiguos o si es posible siguiendo bocas de visita y algunas rutas con circuitos seguidores de metal (como los que utilizan las compañías de cable y de agua para perforar y encontrar averías).
- Calibres (muy importante sobre todo si se piensa en puesta a tierra sólida del neutro)
- Componentes (tipo de uniones y derivaciones)
- Estado general (de las uniones, bocas de visita y del conductor).
- Verificación de continuidad (con magnitudes de corrientes adecuadas)
- Inspección visual al azar por destape de ciertos sitios estratégicos de la malla.

Estos procesos, se siguen cuando se evalúan grandes subestaciones eléctricas y deben ser periódicos (algunos de ellos), para garantizar la seguridad de la instalación, sobre todo en casos críticos.

Hay otras actividades como medir los potenciales de toque y paso, pero creo que seria secundario en una instalación probablemente de MT (13.8 kV) como de la que estas hablando.

Otros problemas, más complicados son sobre el esquema de puesta a tierra de los generadores, pues es muy importante y por experiencia te lo digo, considerar lo que cubre la garantía del fabricante, ya que generalmente si el generador ha sido diseñado con neutro pat a través de resistencia, reactancia, etc., no suele permitirse el caso de conexión sólida. Sin embargo, puedes estudiar otros casos posibles como la conexión ficticia de tierra, a través de transformadores en Zig-Zag, ya que además te permite un mejor ajuste y coordinación de los sistemas de protección.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar - Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano
Actualmente de permiso doctoral en la Universidad Politécnica de Madrid - España

32. Materiales alternos al cobre para evitar hurtos de conductores del sistema de p.a.t.

Pregunta

De: Carlos Aguiar
Enviado el: Wednesday, July 30, 2003 4:35 AM

Cordiales Saludos amigos listeros...

Tomando el temas de los sistemas de puesta a tierra (SPAT), específicamente el de protección atmosférica, recientemente me he topado con que los amigos de lo ajeno se están "robándose" el conductor de puesta a tierra de los pararrayos, incluso han llegado a desprender el conductor de la malla.

El punto es que estamos hablando de lugares apartado con muy poca población y estos individuos lo sustraen para venderlos como "chatarra".

Mi consulta se basa en conseguir materiales alternos que reemplacen al conductor de cobre y que no hagan tan atractivo como el mismo cobre. He tenido algunas conversaciones y hecho algunas investigaciones en las cuales hablan de cable, láminas y barras en acero galvanizado, pero no he conseguido algo escrito...

Por esta razón recuro a Uds. amigos listero par saber su experiencia con estos materiales u otros materiales...

Gracias en lo que me puedan ayudar...

Carlos Aguiar

Respuestas

De: Eduardo Saa
Enviado el: Wednesday, July 30, 2003 5:09 PM

Carlos evalúa el uso de la estructura del soporte del pararrayos como medio de puesta a tierra. Solo requerirás hacer una conexión en la parte baja de la estructura. Esto es totalmente permitido por las normativas internacionales vigentes. Solo verifica el área de la sección de la estructura.

Por lo general, es mejor el uso de las estructuras que el mismo bajante, ya que estas ofrecen menor resistencia al flujo de corriente.

Ing. Eduardo Saa
Caracas, Venezuela

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Thursday, August 07, 2003 11:33 AM

Carlos / Eduardo: Amigos me permito hacer una observación, antes de incluir mi nota.

Observación: Cuando en su nota se menciona pararrayos... De que estamos hablando...Pararrayos (Terminales aéreos de intercepción de rayos tipo punta Franklin o similar) o descargadores de sobretensiones... Mal llamados pararrayos??

Por lo que interpreto es muy probable que hablemos del segundo caso.. Bueno en fin...

Para el caso de SPR (Sistemas de protección contra rayos...Pararrayos)

La solución que plantea Eduardo ciertamente es válida y es permitida por las normas. Ver NFPA 780-2000 ó IEC 61024-1-2 - Guide B, 1998. Es lo que se conoce como SPR no separado. Hay restricciones que aplican para efectuar la unión del pararrayos al cuerpo estructural. Debe considerarse cual es el nivel de protección que se ha implementado y en función de ello se establecen magnitudes y los valores de diseño de las corrientes de impulso, la cual va a determinar el conductor bajante.

Otra restricción es el impacto del rayo y sus corrientes no causen daños a la estructura. Existen algunas otras.

Para el caso de corrientes de impulso el uso de materiales ferromagnéticos debe ser visto con cuidado porque como sabemos $V= L\ di/dt$ y todo material ferromagnético dispone de valores no muy despreciables de inductancia.. Eso aplica para el acero estructural, etc. Sin embargo generalmente el área física de las estructuras permite manejar sin mayores problemas las corrientes, para lo cual deben incorporarse múltiples uniones en la estructura para crear caminos divergentes de corriente.

Lo mismo se puede aplicar a los descargadores de sobretensión…

Ahora..Creo que la pregunta básica de Carlos es lo referido a que los "choros" lo tienen loco con los hurtos de los cables del sistema de puesta a tierra.

He tenido experiencia con casos similares y una de las opciones que hemos implementado ha sido el uso de guayas de acero galvanizado en caliente. Hay que definir el calibre equivalente entre el conductor de cobre y la guaya. Obviamente se requiere mucha mas cantidad de guaya para los mismos valores de corriente de falla. Hay que prestar mucha atención al control de corrosión, sobre todo en los puntos de empalme y mas aun si estos son exotérmicos porque en ellos se destruye el galvanizado. La durabilidad en el tiempo del acero galvanizado es menor que el cobre por lo tanto las labores de medición, verificación y mantenimiento de la red de tierra es fundamental.

Una variante es usar la guaya de acero galvanizada embutida en concreto. Este caso es aplicable para suelos de alta resistividad o altamente corrosivos.

Otra opción ha sido usar cables tipo coperweld directamente enterrados.. Con estos "los choros" también se han ensañado... Pero al tiempo han desistido... ya saben uds. Porque...

33. Daños en tarjetas de central telefónica motivado a fallas a tierra en el lado del suministro eléctrico

Pregunta

De: Jorge Carrera
Enviado el: Martes, 11 de Junio de 2002

Compañeros listeros necesito ayuda a ver si alguien me puede ayudar en el siguiente problema:

Disponemos de una central telefónica en las oficinas del campamento de la central, la misma que ha generado problemas con daños en sus tarjetas electrónicas de línea (abonado), cuando se presenta un problema de falla a tierra de una fase o más en la red de alta tensión.

La falla de mayor consideración se presenta en la zona cercana a la falla, y a unos 500 mts en tarjetas electrónicas de un sistema de comunicación vía PLC (power line carrier).

Debo indicarles que el sistema de alta tensión es un sistema con neutro flotante. La central telefónica funciona con un sistema de 48 VDC.

Como correctivo se han realizado la colocación y mejora de puestas a tierra en la red telefónica esto es red, cajas de distribución, central telefónica. Este problema se ha presentado en algunas ocasiones. Una de las medidas tomadas ha sido también la reubicación de la central telefónica.

Les agradeceré alguna recomendación, y si algún compañero necesita mayor información estaré gustoso de enviarle.

Respuesta

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 11 de Junio de 2002 06:27 p.m.

Ing. Jorge Carrera, cordial saludo que problemita tienes amigo, pero bueno espero que esto te ayude.

Los sistemas con neutro flotante sufren mucho cuando hay cargas desbalanceadas debido al reacomodo casi mágico de las corrientes esto ocasiona en un fenómeno de falla que una línea transporte mayor energía que otra pero bueno aquí estamos no para llorar sobre la leche derramada sino para ver que se hacer yo te sugiero humildemente un TRANSFORMADOR UNO A UNO (RELACION DE TRANSFORMACION) DE AISLAMIENTO CON PANTALLA DE FARADAY TANTO POR BOBINADO PRIMARIO Y SECUNDARIO COMO OTRA PANTALLA QUE CUBRA LOS DOS BONINADOS, con esta triple pantalla disminuimos en forma grande los lazos inductivos presentes entre bobinas y convertimos estos lazos en capacitivos, resultando con esto la disminución en forma grande de los efectos de los ruidos electromagnéticos inducidos tanto en modo común como en modo normal, a partir de aquí se puede instalar un filtro de ruido mejorando la respuesta del sistema y aunque estos filtros incluyen varistores puedes a la salida del trafo instalar varistores que limitan las sobretensiones en buena medida si la alimentación es de 120 voltios puedes instalar dos varistores en paralelo de 140 voltios 20 joules lo que te asegura una buena respuesta ante eventos.

Lo que debes de asegurar es que este sea un verdadero transformador de aislamiento como te lo describo arriba, algunos seudotécnicos dicen que un transformador uno a uno es de aislamiento esto no es cierto.

La salida del trafo de aislamiento se utiliza como un nuevo neutro y en este punto puedes instalar una tierra y el neutro de la central telefónica y con esto logras aislar la entrada de la salida en forma casi perfecta y se evita que se filtren todos tus problemas

Cualquier aclaración a tan confuso correo con gusto te las soluciono.

34. Computadores dañados debido al uso de tierras “aisladas”

Pregunta

De: Vladimiro Ferreira
Enviado el: Martes, 07 de Octubre de 2003

Hola Colegas:

Durante sucesivas lecturas he comprobado a partir de lo escrito por ustedes, la importancia que yo le reconozco, a la puesta a tierra de computadoras. Pero aun me quedan temas por resolver: Sucede que a un nuevo cliente, lo visito debido a que a algunas computadoras de su dotación, se les quemo la fuente de alimentación. Podría ser algo posible que le sucediera a una, pero se hace difícil de creer que le haya sucedido a más de una al mismo tiempo.

El accidente ocurrió, aparentemente un domingo o un lunes muy temprano, ya que según los responsables las maquinas fueron apagadas el sábado al mediodía y andaban bien, y recién se volvieron a encender el lunes temprano. Al encenderlas el lunes, algunas directamente no arrancaron y a otras se les quemó el capacitor electrolítico de la fuente, según me explicaron.

No les consta que haya habido otro tipo de accidente tal como una sobretensión al momento de encender las maquinas. Las maquinas tienen una puesta a tierra independiente de la instalación eléctrica general del inmueble.

Lo primero que se me ocurrió es verificar el valor de la puesta a tierra de la jabalina de computación y de las jabalinas del resto del sistema eléctrico.

La jabalina del sistema eléctrico más cercana se encuentra a algo así como 20 metros mínimo de la jabalina de computación. Además una de las maquinas que se quemo, cumplía funciones de server y estaba alimentada por una pequeña UPS, por lo que me cuesta mucho creer que la UPS haya permitido el paso de una sobretensión hacia la PC. Además el sistema de tensiones (monofásicas) que alimentan a los tomas tiene un protector de sobretensiones y subtensiones trifásico, el que alimenta la bobina de un contactor de manera que si aparecen anormalidades en la tensión de alimentación, ese protector relva el contactor apagando las computadoras, incluido el server, el que continua en servicio gracias a la UPS mencionada.

¿A alguien se le ocurre porque se queman las máquinas? ¿Qué puede estar sucediendo?

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 07 de Octubre de 2003 11:04 p.m.

Amigo Vladimiro... En tu relato nos explicas exactamente lo que no se debe hacer. Me explico: La existencia de tierras separadas entre los sistemas eléctricos de potencia y los sistemas sensibles es MORTAL cuando ocurren sobretensiones transferidas o impulso electromagnético producto de rayos.

La existencia de tierras separadas es violatorio de documentos normativos tales como la NFPA-70 (NEC) de los EEUU y COVENIN 200 (CEN) de Venezuela entre otras normas de algunos otros países.

Tu relato apunta a una situación típica de daños a equipos por efectos secundarios de rayos cuando existen tierras físicamente separadas. El accidente pudo haber ocurrido en cualquier instante entre el sábado y el lunes y para ello no importa si existen ups o cosas parecidas. Nada que ver con eso de creer que el UPS iba a proteger la sobretensión. Pregúntate: Si la sobretensión no ingresó por el UPS , pudo haberse colado por otro lado??. La respuesta casi siempre es si cuando existen tierras separadas. Se establecen diferencias de hasta cientos de miles de voltios entre los sistemas y esa diferencia de potencial destruye la capacidad aislante de cualquier elemento que conforma un sistema de computación. Es mas hasta el UPS puede salir "chamuscado".

Amigo tu mejor guía para apuntar los tiros en este caso la puedes conseguir en el documento IEEE-1100.

Yo invito a los colegas listeros a que profundicemos más en este tema de las puestas a tierra sobre todo de sistemas sensibles. Creo que aquí muchos de nosotros podemos aportar bastante.

Es increíble, que a pesar de que existen excelentes documentos y bastante información la cual circula constantemente y desde hace mucho tiempo en general tenemos mucho desconocimiento de las sanas prácticas de ingeniería de diseño, inspección y mantenimiento de sistemas de puesta a tierra en especial cuando existen elementos sensibles.

Adicional existen y se mantienen prácticas tipo tabúes las cuales obvian el concepto y se aplican por uso y costumbre tal como aquella de que al mantener tierras separadas no tengo ruido ni interferencias en el sistema.

Bueno eso es verdad hasta que aparece un rayo. Luego No tenemos ruido... Pero tampoco tenemos equipo...

35. Equipos electrónicos dañados por deficiencias en el sistema de puesta a tierra y diferencia entre tierras “aisladas” y “separadas”

Pregunta

De: Ramón A. Díaz Corona
Enviado el: Miércoles, 08 de Octubre de 2003 11:55 a.m.

Este tipo de detalles son muy importantes, yo tengo entendido que debe de ser una sola tierra física para todos los equipos pero hace poco tiempo tuve un problema con un conmutador Nortel, al cual se le quemaron unas tarjetas, aparentemente fue por un problema de las tierras, me puse a investigar sobre eso y me encontré con que el fabricante pide que la tierra del conmutador sea separada de la tierra del sistema eléctrico.... no entiendo eso ya que por ahí se podría crear una diferencia de potencial entre las tierras, la cual nos traería problemas, lo raro es que luego me encontré con un documento de la empresa de telecomunicaciones más grande de México (Telmex) en la cual dice lo mismo para su equipo, que en nuestro caso es una terminal óptica.... me parece que el error está en como interpretar eso de "Tierras físicas separadas y/o aisladas", me imagino que ha de ser algún tipo de conexión especial y no al significado literal de "aisladas y/o separadas".

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 08 de Octubre de 2003 11:58 a.m.

Amigos Ramón / Antonio:

Exactamente ese es el problema. Los usuarios no sabemos interpretar el concepto de tierras separadas. Una cosa es tierras separadas y otras aisladas.

Las tierras separadas es una red de tierra de uso exclusivo para los equipos del fabricante X o Y. pero esta tierra debe interconectarse de manera apropiada con otras tierras satélites que puedan existir en un área determinada para crear el concepto de tierra única equipotencial. No hacerlo significa violar las normas y los fabricantes son muy cuidadosos en esto.

El uso de tierras separadas generalmente lo que busca es limitar la creación de lazos y caminos conductivos para el ruido. En el caso de torres de comunicaciones generalmente disponen de sistemas pararrayos y los requerimientos de un SPT asociado a pararrayos tiene sus particularidades por ser una tierra de seguridad no de funcionamiento.
Pero incluso el NEC en su artículo 250 requiere la interconexión de estas redes de tierra con otras existentes. El como hacerlo es lo que debemos aprender.

Ahora de quien es responsabilidad la interconexión.???

La responsabilidad de la interconexión apropiada de las distintas redes de tierra es de los usuarios y el como debe hacerse lo detallan documentos tales como IEEE-1100

En general los fabricantes dicen tierras separadas. No dicen tierras "aisladas"
y sabemos que los fabricantes son expertos en aplicaciones normativas.

Al transferir la responsabilidad de la interconexión a los usuarios también le transfieren la responsabilidad de los problemas y ahí están las trabas cuando se presentan problemas y se requiere aplicar garantías o seguros. Generalmente los fabricantes nos terminan demostrando a los usuarios que nosotros creamos los problemas. Suena esto duro pero es real.

En general las tierras de sistemas sensibles deben interconectarse usando un punto único y deben usarse cables aislados de calibres altos tales como 1/0 AWG o superior.

Los detalles sería muy largo de explicar acá pero sería un merito de esta línea de discusión que por lo menos nosotros los listeros lográramos aclarar estos conceptos.

Lo mejor es usar los documentos tales como el IEEE-1100. Las normas IEC también son excelentes y todas muestran la necesidad de usar tierra equipotencial.

36. Otro caso de problemas con puesta a tierra de equipos electrónicos (PLC) y uso de tierras “aisladas”

Pregunta

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Sunday, August 24, 2003 1:32 PM

Estimados amigos y colegas:

Tengo un problema que me ha causado muchas dudas y conflictos y por ello recurro a Uds., no es que quiera que me hagan la tarea pero también se me hizo un problema interesante para la lista y de paso.....

ANTECEDENTES:

1.- Realizar un sistema de tierras aislado para equipo electrónico (los fabricantes solicitan una resistencia de 2 ohms o menos para hacer validas las garantías en caso de falla de los equipos electrónicos (PLC` Allen Bradley).

2.- El sitio donde puedo colocar este sistema es un jardín triangular de h mts, base 15 mts. No tenemos mucho espacio como podrán apreciar ya que todo lo demás alrededor es concreto armado. Después de las mediciones correspondientes con el terrómetro resulto que tenemos una resistividad de 110 ohms/mt. De terreno vegetal solo hay una capa superficial de 20-25 cm, lo demás hacia abajo es material desecho de obra civil (cascajo). Ya llegamos con una canalización previa desde el jardín hasta el tablero de control (CCM).

3.- Tenemos que optimizar recursos y solo tenemos 6 varillas tipo copperweld (recubiertas de cobre) de 5/8 de diámetro y 3.05 mts. de largo, Cable de cobre desnudo si tenemos de distintos calibres.

EL PROBLEMA:

1.- Como no se requiere calcular tensión de paso, contacto, o cualquier otra situación como en las subestaciones de potencia se procedió a calcular solo la resistencia total del sistema:
a) Proponer una malla de tierras, un reticulado.
b) De acuerdo al método de Laurent Niemman a partir de un perímetro dado obtener una circunferencia idéntica a la malla en estudio y despejar (resolver) las ecuaciones.
c) La malla me quedaba enorme ya que no es significativo el cobre en el interior del perímetro de mi malla. Resultado que no cabía en mi jardín y ocupaba para esa resistencia esperada (2 ohms) y esa resistividad del terreno (110 ohms/mt) casi 160 mts de cable.

2.- Entonces procedí a utilizar el formulario que algunos de Uds. tan amablemente nos proporcionaron para este tipo de cálculos, donde me encontré con los siguientes problemas:

a) DUDA: para calcular varias varillas enterradas a una distancia entre las mismas mayor a la longitud de las
varillas, como se realiza esto?, las formulas de la IEEE solo me indican como calcular 2 varillas, y no se cuales sean los parámetros para continuar el calculo (es mas, no se si se permite), o debo sumarlas después en paralelo, pero no quedaría una sola resistencia en serie (un sistema de 2 varillas sumado a otro idéntico)?

b) Debajo de las figuras en este formulario de la IEEE nos indica como se deberían leer las variables L, a, D, d, etc. pero la variable que implica espaciamiento (s) nos dice s/2 como se debe interpretar esto?

c) Los cálculos se han realizado con estrellas de 3, 4, 6, varillas directamente enterradas vertical y horizontalmente, anillo, la mencionada malla o red etc. y en casi todos nuestros cálculos el principal problema es el espacio, no cabe en esa pequeña porción de terreno o es muchísimo el conductor (cobre) que tendríamos que utilizar.

Creo que la única solución es colocar un conductor de cobre (tal vez cal.2/0 AWG) directamente enterrado y con las 6 varillas (picas) soldadas en paralelo y clavadas en el terreno, pero como se debe calcular esto?.

También esta el colocar un electrodo de estos llamados químicos, pero ya no tenemos para comprarlo (por eso es la optimización de recursos) ya que este trabajo ya esta "entregado" y cobrado pero a ojos vistos estaba mal realizado y estamos entrando de bateadores emergentes.

Les agradecería su ayuda y de antemano muchas gracias.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Sunday, August 24, 2003 5:42 PM

Alejandro, no voy a entrar en las consideraciones particulares de tu diseño pero si voy a opinar sobre la inconveniencia de las mal llamadas tierras aisladas.

Allen Bradley es un fabricante Norteamericano y la condición de tierra aislada tal como la presentas en tu nota es violatorio del NEC en su artículo 250 en el cual se establece la interconexión de manera apropiada de las distintas redes de tierra que sirven a una instalación

Igualmente el concepto de tierra común lo establece el documento IEEE-1100. Los europeos también aplican el concepto de tierra común incluso en sus normas de sistemas de protección contra rayos. Ver IEC-61024 sección 2.3 "earth-termination systems".

Amigo en mi opinión el concepto de tierra separada sin ninguna consideración adicional que propones es un error por ejm. porque en caso de descargas atmosféricas vas a tener diferencias de potencial que afectaran el PLC especialmente porque los PLC reciben cables externos a través de los cuales se van a presentar voltajes transferidos que afectan principalmente las tarjetas y el módulo de comunicaciones entre otras cosas.

Actualmente estoy lidiando en resolver un problema de "Tierras separadas" en equipos Allen Bradley, Drives de media tensión 1557 y PLC`s 5/11 en el cual por descargas atmosféricas han ocurrido daños a los equipos por el orden de los 200 M$. El problema... Existencia de tierras separadas...

De manera que adicional a tus problemas de espacio, etc. revisa las consideraciones del diseño de forma que se ajuste al concepto de apropiada interconexión entre sistemas de tierras dedicadas a equipos sensibles y los sistemas de tierras de seguridad. Esto te va a evitar dolores de cabeza futuro y mas aún cuando tu cliente ya pagó el trabajo.

Lo que debes evitar es la creación de lazos que permitan caminos conductivos para el ruido. Como evitar la creación de lazos lo explica muy bien IEEE-1100

Estoy absolutamente seguro que lo de la garantía que planteas de Allen Bradley es una truculencia de alguien en el camino... Allen Bradley es un fabricante muy reconocido y de seguro que conoce mejor que nadie como se aplican las normas y las leyes de su país así que A-B sabe como es el cuento de las "tierras separadas"

37. Metodología para el cálculo y evaluación de una red de tierras para protección atmosférica en un sistema industrial

Comentario

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 29 de Agosto de 2003 07:06 p.m.

Amigos ante varias preguntas sobre como analizar un SPT trabajando en sociedad con un rayo les anexo un ejemplo efectuado reciente (archivo pdf) de metodología de evaluación y diseño de mejoras de una red de tierra asociada a un sistema de protección contra rayos en un planta Industrial en Venezuela.

La principal diferencia en relación a una red de tierra asociada a un sistema de potencia es el hecho de que los voltajes de toque y de paso que desarrolla la red ante el surge de la descarga está determinado principalmente por el tiempo del frente de onda y los parámetros radio efectivo, coeficiente de impulso e impedancia de impulso. Es decir por la forma horizontal de la red más que por electrodos verticales

La determinación del valor de impedancia de impulso no es trivial y la mejor fuente de consulta se encuentra en los papers elaborados por autores como el doctor B.R Gupta y el

doctor Dawalibi los cuales sus versiones a partir del año 1988 pueden ser descargados, por aquellos afortunados que están asociados, desde IEEE Transactions Industrial Aplications

La metodología de análisis de la red está definida por IEC-61024 e IEC-61312 y sus guías asociadas.
Esta metodología de análisis no es tratada por las normas de los EEUU tales como la NFPA-780 y esto ha conllevado a que muchos de nosotros efectuemos diseños de redes de tierra asociados a SPR basados en los lineamientos que define IEEE-80.

Enfocar el diseño de una red de tierra dispersora asociado a sistemas de protección contra rayos y la evaluación de los voltajes de toque y de paso bajo la exclusiva metodología de diseño de IEEE-80 es un error. De hecho el mismo documento declara que esta fuera de su alcance las aplicaciones de redes de tierra asociados a rayos.

Existe la relación Zi= A* R donde

Zi: Impedancia de Impulso
A: Coeficiente de impulso
R: Resistencia de la red de tierra

Obtener el coeficiente de impulso es el aspecto crítico de la evaluación.

Espero que esta introducción genere un hilo de discusión que nos permita enriquecer conocimientos y conceptos de un tema el cual a pesar de su importancia por la seguridad de las personas y equipos aun es tratado en muchos casos de manera inadecuada.

38. Metodología para el cálculo y evaluación de una red de tierras para protección atmosférica en un sistema industrial

Pregunta

De: José Santos
Enviado el: 14 de Septiembre, 2005 21:18

Hola amigos, espero me ayuden, ¿Qué cálculos adicionales se realizan cuando una malla a tierra tiene una configuración en "L", "S" o triangular? A diferencia de la convencional rectangular.

Agradeciendo anticipadamente sus comentarios

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Viernes, 16 de Septiembre, 2005 23:59

Apreciado José:

En caso de sistemas de puesta a tierra complejos en cuanto a geometría, la metodología expuesta en la IEEE Std 80 no es valida. Por lo que no lo deberías utilizar para el diseño de tu sistema.
Para esos casos, debes utilizar programas más complejos que se basan en metodologías más complejas y que se encuentran comercialmente incluidos en programas como el ETAP o a nivel universitario a través de programas realizados por profesores con estudiantes en tesis.

39. Uso de "Bobina de choque" para interconectar la tierra de pararrayos con el sistema de p.a.t. de potencia y de equipos electrónicos

Pregunta

De: Juan Manuel Mendoza Hamburger
Enviado el: Miércoles, 08 de Octubre de 2003 01:32 p.m.

Aquí en las torres de telecomunicaciones, interconectamos todas las tierras (la del pararrayos de distribución que protege al transformador, la del pararrayos atmosférico que esta en la punta de la torre y la de los equipos), por medio de una bobina de choque, consistente en envolver 25 vueltas de cable desnudo cobre 2/0 en un tubo de PVC de 6 pulgadas. ¿Alguien sabría mas detalles sobre esto?

Respuestas

De: Rolando Manero
Enviado el: Jueves, 09 de Octubre de 2003

Me parece interesante la solución que plantea Juan Manuel, utilizando una bobina improvisada (si le podemos llamar de esa manera a ese artefacto hecho con un tubo de PVC y 25 vueltas de alambre 2/0 AWG). Ese no es más que el principio de un reactor conectado en serie en una línea, para limitar corriente. Recordemos que un reactor en paralelo con la línea, conectado a tierra, regula potencia capacitiva generada hacia la línea. La resistencia activa de ese conductor 2/0 es despreciable en una red de tierra que generalmente se ejecuta con cable de cobre de 50 mm2 (1/0 AWG). Pero lo importante ahí es la reactancia al paso de la corriente. Buena esa idea.

Aquí en Cuba también tenemos como norma la interconexión de las tierras.
Ello conlleva incluso a la disminución de la resistencia de impulso total del sistema. Pero nadie ha dicho nunca cómo debe hacerse. Tampoco tengo conocimiento de que se hayan producido problemas por esa causa.

Interesante preguntarle al amigo Juan Manuel ¿han tenido problemas alguna vez por asunto de tierras interconectadas, allí en Colombia?

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 09 de Octubre de 2003 10:54 a.m.

Amigos, nunca he visto un documento normativo que recomiende lo de la bobina de choque. En mi opinión una bobina de choque como interconexión puede tener sentido a frecuencia industrial, pero para el caso relatado interconectando un SPR con las redes de tierra de la

instalación puede ser contraproducente. La razón: El frente de onda de un rayo es un impulso y recordemos: V= L di/dt.
La bobina puede generar sobretensiones las cuales si no se han estudiado detalladamente puede generar problemas. Opino que usar esa bobina es casi como si usara el bajante del pararrayos atravesando un conduit de Hierro galvanizado.

Sería interesante conocer el fundamento conceptual que utilizó el diseñador del sistema usando esa bobina. Yo lo veo con mucho cuidado y no lo usaría con los ojos cerrados.

En relación a la impedancia de impulso. Es un tema que se plantea en las normas IEC. En esos documentos se plantea el diseño de las redes de tierra asociadas a pararrayos considerando el concepto de impedancia de impulso. Hace algunos días atrás coloque en el foro un ejm. de cálculo de redes de tierra para pararrayos. He recibido comentarios de un solo colega.

En mi opinión tenemos que tener cuidado con las soluciones artesanales. Existen los documentos normativos que establecen el como hacer las cosas y esos son documentos que están más que comprobados, ejm. para el caos que discutimos el IEEE-1100. Creo que debemos esforzarnos en localizarlos, leerlos y entenderlos.
Voy a hacer una autocrítica:

He apreciado, incluso a mi me pasa, que uno de nuestros problemas es que queremos conseguir todo ya listo y que alguien me entregue la solución dibujada. Así la aplico sin preguntar y hasta cobro por ello. Luego cuando tengo un problema que no encaja con la "chuleta" que tengo salgo corriendo a ver quien me resuelve el problema.

Vamos a leer un poco y veremos que en los temas de tierras que acá estamos hablando no son tan difíciles de tratar, siempre y cuando tengamos los conceptos claros. Una de las mejores formas de mejorar los conceptos es apoyándose en buena bibliografía.

De otra manera casi siempre los conceptos de tierra serán brujería

40. Más sobre las “Bobinas de choque”

Pregunta

De: William Bárcenes
Enviado el: Sábado, 27 de Marzo de 2004 09:38 a.m.

Estimados Listeros:

Tengo algunas presuntas sobre puestas a tierra.

1. En un edificio, ¿el pararrayo va unido a la puesta a tierra de la edificación o tiene una puesta a tierra independiente?

2. Si el pararrayo tiene una puesta a tierra independiente, ¿esta se une con la puesta a tierra del edificio o están aisladas entre si?

3. Si se unen entre si, ¿existe alguna configuración o equipo en especial o se une simplemente con un conductor desnudo?

4. He escuchado hablar sobre bobinas de choque, ¿existe una metodología para su dimensionamiento y cálculo?, ¿es recomendable su utilización?

Gracias de antemano por su ayuda

Respuestas

De: Chavarría Corella Manuel
Enviado el: Lunes, 29 de Marzo de 2004 11:37 a.m.

Los temas de puestas a tierra siempre han sido polémicos.

Las recomendaciones de las normas internacionales establecen que el sistema de tierra del edificio, no debe ser el mismo que el sistema de tierra para protección contra rayos, pero que estos dos sistemas deben estar interconectados entre sí (Sección 250-106 del NEC y FNP Núm. 2). Por lo que al final de cuentas vendría a ser como un sólo sistema de aterrizamiento, lo recomendable es que el conductor bajante termine en una varilla de puesta a tierra, que luego se unirá a l sistema de aterrizamiento del edificio.

Normalmente lo que se hace es utilizar para la unión el mismo tipo de calibre que el del sistema de puesta a tierra con un conductor desnudo.

La bobina de choque no la conozco realmente, pero según me han comentado se trata de una bobina que se conecta para unir la puesta a tierra del pararrayos y la puesta a tierra del equipo sensitivo (equipo de control y o computadoras). Tengo entendido que este dispositivo mantiene unidos el sistema de puesta a tierra del pararrayos con el del edificio o equipos sensitivos, por lo que durante una descarga eléctrica, abre el circuito y mantiene dos sistemas de puesta a tierra independientes. Esto debido a que ciertos fabricantes de equipo sensitivo exigen dentro de la garantía de los equipos que se incluya una puesta a tierra aislada de los demás elementos.

Lo que sucede es que el término tierra aislada muchas veces se confunde ya que más bien en ciertos casos se refiere a una puesta a tierra dedicada o exclusiva para un determinado equipo. Por ejemplo si realizo el cableado de la puesta a tierra de la sala de cómputo, los tomacorrientes de la sala de cómputo, no deben compartir el circuito con otros tomacorrientes para otros usos, pero si utilizan el mismo sistema de puesta a tierra (malla o sistema de varillas).

Aparte si la bobina de choque actúa de esta forma, estaría contradiciendo al NEC, además de que este tipo de dispositivos creo que no están normados al menos a nivel internacional.

Por otro lado también existen dispositivos que trabajan de forma inversa, es decir, mantienen separados los sistemas de puesta a tierra durante su operación normal, pero durante una descarga atmosférica, une los sistemas de aterrizamiento. Esto también contradice el NEC (ya que el NEC establece que deben estar unidos siempre), y le da un punto de probabilidad de falla mayor, ya que si este dispositivo no llega a funcionar, se van a producir diferencias de potencial que hará que circule una corriente elevada entre sistemas de aterrizamiento que puede dañar sobre todo a equipo electrónico sensitivo. Estos equipos se pueden ver en la página de ERICO en www.erico.com

Espero sus comentarios, y si en algo estoy equivocado agradecería que me corrijan.

41. Corrientazos desde partes metálicas de una casa: causas y posibles soluciones

Pregunta

De: Gonzalo Guzmán
Enviado el: Friday, October 17, 2003 8:22 PM

Saludos Listeros... Tengo la siguiente situacion:

En una residencia de unos amigos, me han comentado que cada vez que se bañan sienten un corrientazo, esto sucede solo si tocan alguna pieza metálica del baño, ya sea las llaves del lavamanos o de la ducha, la jabonera o incluso la palanca del inodoro. De igual forma en la cocina ocurre algo similar, si tocan el lavaplatos y la cocina les pega corriente.

Fui para la casa y revisé la instalación y como era de esperarse no posee un sistema de puesta a tierras.

El tablero de la casa en monofásico, con barra de neutro.

¿Cuál sería la solución más económica, rápida y confiable para resolver estos problemas?

Gracias

Gonzalo Guzmán
Ing. Electricista - Universidad Simón Bolívar
Caracas. Venezuela

Respuestas

De: Alejandro Higareda Ramírez
Enviado el: Sábado, 18 de Octubre de 2003 05:16 p.m.

Colega Gonzalo:

Mi recomendación (rápida, fácil y económica) es que instales una varilla de tierra (jabalina, electrodo, pica etc.) en la entrada del servicio y la conectes al neutro del sistema para de esta forma referenciar este neutro a tierra.

Una varilla de este tipo la puedes adquirir en cualquier comercio de materiales eléctricos, solicita: una varilla de tierras, con recubrimiento de cobre. Debe costar con todo y conector aprox. 10 Dlls.

Esta varilla la clavas (entierras) completa de preferencia en el jardín (donde exista terreno vegetal de preferencia), pero lo mas cerca posible de tu interruptor general; y conectas el extremo superior de esta varilla al neutro de tu interruptor (fíjate bien que sea el neutro y que no lo conectes en la corriente), te sugiero que lo conectes con cable Cal. 8 AWG o 10 AWG.

Si tienes dudas de como realizar esto avísame y te envío un diagramita o algo.

42. Puesta a tierra de carcaza de un transformador: ¿a cual tierra conectarla, del lado de baja o alto voltaje?

Pregunta

De: Michel Sandoval
Enviado el: Martes, 13 de Enero de 2004 12:11 p.m.

Estimados listeros.

Escribo porque tengo una consulta. Espero que me puedan ayudar en esto:

En una subestación eléctrica me encontré con el dilema de colocar los elementos a tierra, específicamente la carcaza del transformador. Donde se recomienda "conectarlo": al pozo a tierra de Baja Tensión o de Media Tensión? y porque? El sistema que se trabaja en mi ciudad es de 380/220 (3 fases + neutro).

Normalmente en mi ciudad, encuentro conectada la carcaza al pozo de MT. En un articulo anterior se discutía que los sistemas de puesta a tierra NO debían de ser independientes, es decir de alguna manera deben estar conectados para evitar diferencias de potencial, entonces con esto se podría decir que no hay diferencias en conectarlo a cualquier pozo a tierra. Espero puedan hacer un comentario al respecto.

Respuestas

De: Jorge Farfán
Enviado el: Martes, 13 de Enero de 2004 01:21 p.m.

Michel:

La utilización o no de diferentes pozos de tierra, sigue en debate entre los especialistas en la materia, y la normatividad al respecto también es variada, dependiendo del país u organización, sin embargo la idea principal es justamente lo que mencionas que debe existir una diferencia de potencial = cero entra los diferentes pozos de tierra y eso muchas veces se consigue uniendo las varillas de PT, ahora porqué no es indistinto conectar a una u otra bajada, para evitar una descarga por falla de la red de MT en los equipos de BT, por que un rayo cae indistintamente.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 14 de Enero de 2004 06:47 p.m.

En relación a las tierras el concepto es: Debe existir tierra equipotencial y debe efectuarse de manera apropiada las interconexiones entre las redes de tierra que sirven sistemas sensibles, sistemas de protección contra descargas atmosféricas y las llamadas tierras de seguridad. El artículo 250 del NEC establece la necesidad de tierra única y otros documentos como la IEEE-1100 determina como hacer las interconexiones entre sistemas sensibles y las llamadas tierras "sucias".

43. ¿A qué profundidad debe ir enterrada la malla de tierra de una subestación?

Pregunta

De: Jorge Cruz
Enviado el: Tuesday, June 01, 2004 6:16 PM

Hola amigos listeros.
Retomando el tema de sistema de tierras, alguno de ustedes me puede decir ¿a qué profundidad debe ir la malla del sistema de tierras, y que norma o código lo establece?

Respuestas

De: Alejandro Higareda R
Enviado el: Miércoles, 02 de Junio de 2004 04:19 a.m.

Respecto a la profundidad del SPT en la NOM-001-SEDE-1999 (Norma Mexicana para instalaciones eléctricas) no se indica una profundidad determinada (hasta donde entiendo), sin embargo en algunos lugares del Art. 921 se hace referencia a 50cm a partir del nivel de piso de profundidad. Y en el Art..250 Sección H habla por ahí de hasta 80 cm.

En la norma anterior que si mal no recuerdo fue la 1994 dice claramente que 60cm era la profundidad mínima o algo así. También en esta norma se anexa un método de medición del SPT.

De: Chavarría Corella Manuel
Enviado el: Miércoles, 02 de Junio de 2004 10:43 a.m.

En la IEEE 80, no se especifica un valor de profundidad de la malla, y esto va a depender del estudio de resistividad previo, en donde lo favorable es colocar la malla de puesta a tierra en la capa de terreno de menor resistividad. Así por ejemplo si tenemos un terreno de dos capas una superior con una resistividad de 100 ohms-m y 40 centímetros de profundidad y una capa inferior con 50 ohms-m, lo conveniente es colocar la malla de puesta a tierra a profundidades superiores a los 40 cm, esto debido a que la resistencia de la malla es directamente proporcional a la resistividad del terreno en donde coloquemos la malla.

Pero si por el contrario la capa superior es de 50 ohms-m y una profundidad de 60 cm, y debajo de esta hay una capa de una resistividad de 1000 ohms-m, lo conveniente es colocar la malla a menos de 60 cm.

Es decir todo depende de las características del terreno, y de aprovecharnos del ingenio para sacarle provecho a un diseño óptimo y económico.

Ing. Manuel Chavarría C.
Instituto Costarricense de Electricidad

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Jueves, 03 de Junio de 2004 01:29 a.m.

Por lo que volvemos a la necesidad de tener una medición previa de acuerdo a los niveles (estratificación creo que se dice) del terreno.

44. Distribución de corrientes de falla a tierra en una subestación

Pregunta

De: Angel Lameda
Enviado el: 23 de Enero, 2005

Estimados amigos, estoy realizando un estudio sobre distribución de corrientes de falla en una subestación eléctrica, mi propósito es realizar un modelo computacional, me gustaría saber si alguno de uds. posee información bibliográfica al respecto o si sabe de algún sitio en la web donde se pueda consultar.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 24 de Enero, 2005 06:35:31

La norma IEEE Std 80-2000, trata el tema y tiene un buen número de referencias al respecto. En especial se hace énfasis a la presencia de conductores de guarda y por supuesto al caso de bajas resistencia a tierra en las subestaciones remotas y vecinas.

Existen metodologías sencillas como la que presenta esta norma y que permite con relativas aproximaciones hacer el calculo de la distribución de corrientes hacia la malla de la subestación en estudio. También existe la posibilidad de un cálculo mas preciso, mediante la modelación del sistema de interés en programas como el ATP, incluyendo la presencia de varias lineas de llegada a la subestación, la puesta a tierra de todas las torres de cada circuito, etc. Este último programa es el que yo utilizo en ese tipo de estudios.

Por último, hay programas comerciales como el de CDEGS (http://www.sestech.com), que permiten hacer este tipo de cálculos; además, su creador (el Prof. Dawalibi), tiene un material didáctico importante a este respecto.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simón Bolivar
Caracas - Venezuela
High Voltage Research Group
http://prof.usb.ve/mmlozano

Pregunta

De: Angel Lameda
Enviado el: Thursday, February 10, 2005 8:04 AM

Amigos, cuando ocurre una falla a tierra la corriente de falla toma varios caminos, la teoría dice que el mayor porcentaje se drena por la MPA, bien se conoce que parte de esta corriente se drena por los cables de guarda de torres cercanas a la SE, bien la pregunta es la siguiente:

¿Cuál es el efecto que se produce en las torres para que esta corriente circule por los guardas? o solo estos drenan (por los sistemas de puesta a tierra de las torres) descargas atmosféricas?, espero que alguno de uds. tenga conocimiento o bibliografía al respecto.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Jueves, 10 de Febrero, 2005 09:43

Apreciado Angel:

Tal como tu mismo te respondes en tu cuestionamiento, durante una falla, las corrientes se distribuyen entre la malla de puesta a tierra del sistema y también un porcentaje se drena a tierra en las torres y la circulacion de esta corriente, es a través de los cables de guarda. El valor de dicho porcentaje, depende de muchas variables, como la resistencia de la malla, la resistencia de puesta a tierra de cada torre, la cantidad de torres, el vano medio, la cantidad de circuitos que llegan a la subestación, etc.

La norma IEEE Std 80-2000, da un buen repaso teórico al respecto y tiene unas graficas bien interesantes donde se toma en cuenta todos estos aspectos que te mencione anteriormente.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simón Bolívar - High Voltage Research Group
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

Pregunta

De: Angel Lameda
Enviado el: Tuesday, April 12, 2005 8:38 AM

Apreciado Prof:

Con gusto vuelvo a comunicarme con ud. por esta vía, no se si recuerda que le he consultado en otras oportunidades con respecto a distribución de corrientes con ATP, la razón que me motivo a buscar un modelo detallado de torres adecuado para la simulación, es para monitorear la corriente de falla por todos los caminos en su recorrido(cables de guarda, resistencia de puesta a tierra de la torre), atendiendo a la recomendación que me hace de que el modelo del cual le hable era para estudios de alta frecuencia, le consulto: que debería de considerar para obtener un modelo de torres para estudios de baja frecuencia?, o si tiene el conocimiento de un modelo, ya que mis variables en ese caso son las corriente que drena la puesta a tierra de las torres y cuanta corriente de falla pasa a la torre contigua por cables de guarda.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Miercoles, 13 de Abril, 2005 07:07

Apreciado Angel:

Para simular la distribución de corrientes ante fallas en un sistema de potencia, es muy importante que poseas información precisa sobre las resistencias de puesta a tierra de cada apoyo (poste o torre), más que el modelo del propio poste o torre.

Sin embargo, existen algunos modelos con los que podrías trabajar. No sé exactamente que tipo de estructuras están involucradas en tu estudio, pero en caso de ser poste y tener cable de guarda, debes primeramente saber lo siguiente:

- ¿Cómo es la conexión entre el cable de guarda y el sistema de puesta a tierra en cada poste?
- ¿El poste es de una sola pieza (soldada) o es atornillado?

Según esas dos interrogantes, será el modelo mas adecuado. Por ejemplo si existe un conductor bajante que interconecta el cable de guarda con el sistema de puesta a tierra, entonces el modelo del poste no importa y lo que debes o puedes tomar en cuenta es la resistencia de ese conductor bajante. Generalmente hablamos de no más de 15 metros y ese valor suele ser despreciable en comparación con el del sistema de puesta a tierra
(Ej: #2Cu aprox en 0.1 Ohm y Rpat aprox 20 Ohm, Rt=20,1 Ohm - ¿Crees que es importante?)

En el caso de que se utilice el poste como bajante, hay que tener cuidado, pues lo interesante es saber cuan buenos son los contactos reales entre los herrajes que amarran al cable de guarda y crucetas, con respecto al propio poste (no olvides que los postes están pintados y esa pintura no suele ser conductiva eléctricamente). En ese caso, habría que incorporar una resistencia de contacto, que podría rondar los 3-4 Ohms.

Y en caso de ser atornillado y no de una sola pieza, pues hay que considerar que van a poder existir puntos calientes en los puntos de empalme y por lo tanto un valor de resistencia mayor que en frio (del orden de 1-2 Ohm).

De todas maneras si te fijas, aun en el peor de los casos, esos valores son despreciables en el modelo que quieres simular, pues típicamente las resistencias de puesta a tierra en un poste no suelen ser inferiores a 10-15 Ohm y además arrastras un error en esa estimación del orden del 20%. Es decir, que si tú modelas un poste con una resistencia de puesta a tierra de 20 Ohm, realmente debes considerar que la resistencia real puede ser de 24 o 18 Ohm y ya ese error supera enormemente cualquier intento por sofisticar tu modelo.

En principio te diría que no te preocuparas por modelar el poste y sí más por una mayor precisión en los modelos de las lineas y en las resistencias de puesta a tierra.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simon Bolivar - High Voltage Research Group
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

45. Cálculo de factor de distribución de corriente de falla a tierra “Sf” según IEEE 80 – Diseño de mallas de tierra con configuraciones irregulares

Pregunta

De: Yvan Hernández
Enviado el: Monday, October 24, 2005 3:42 PM

Buenos días amigos les tengo una pequeña consulta, estoy realizando unos calculas de mallas de tierra pero necesito saber como calcular el factor de Sf, se que lo puedo hacer por medio de unas curvas y el valor de la resistencia de la malla pero el problemas es que en las curvas de aproximación de la IEEE no estoy muy seguro de como hacerlo ya que cada curva tiene un numero asociado el cual no se que4 indica o quiere decir.

Espero que me puedan ayudar, saludos.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 24 de Octubre, 2005 16:43

Apreciado Yvan:

A una subestación eléctrica llegan multitud de lineas de transmisión a diferentes niveles de tensión, las cuales poseen en general conductores de guarda y/o neutro.

En caso de una falla a tierra en dicha S/E, no toda la corriente va a la malla, sino que una proporción va a la tierra distribuida en los cables de guarda de las torres y otro se va propiamente a la malla. La relación entre estas dos corrientes es precisamente el factor Sf.

Los números que aparecen en las graficas, relacionan la cantidad de lineas de transmisión que llegan y la cantidad de feeders a alimentadores que salen. Y en función de la Rpat de estos, se calcula el Sf.

Si te fijas, mientras más lineas de transmisión lleguen a la S/E, menor es Sf, lo que implica que menor cantidad de corriente se drena por la malla.

Por ejemplo, utilizando la Fig. C1 de la norma supongamos que tenemos una subestación que no posee generación sino solo llegan y salen circuitos (transformación y maniobra). La resistencia de la malla es 1 Ohm y llega una línea de transmisión que tiene una PAT de 15 Ohm en cada apoyo y salen 4 circuitos de distribución con una PAT por apoyo de 25 Ohm (estos valores de 15 y 25 Ohm, son muy típicos en el diseño de lineas). Entonces el Sf = 27%. Eso implica que si la Icc1ft = 10 kA, la corriente que se circula efectivamente por la malla de la S/E y que tiene que ser efectivamente drenada es 2700 A.

No siempre es fácil tener una subestación que cuadre con las tablas de la IEEE 80 y entonces el cálculo de Sf es un poco más complicado, pero puede hacerse por ejemplo empleando ATP. Simulando el sistema de potencia y calculando para cada condición de falta, lo que efectivamente va hacia la malla de tierra, para cualquier valor de resistencia y ante diferentes topologías de la red.

Espero haber aclarado un poco tu duda.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar – Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

Pregunta

De: Yvan Hernández
Enviado el: Monday, October 24, 2005 10:06 PM

Excelente comentario profesor Martínez pero le comento lo siguiente, el trabajo lo estoy relizando en una planta de compresión de gas aplicando la IEEE-80, consulté con varias personas y me dijeron que puede ser aplicada sin problemas. La alimentación de entrada no tiene cable de guarda solo tiene pararrayos cada dos poste. En este caso ese factor es el 100% o como podría representarlo.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Martes, 25 de Octubre, 2005 10:14

Apreciado Yvan:

Efectivamente el caso que tratas no es convencional por cuanto no se trata de una subestación eléctrica propiamente.

Como comenta Juvencio, el problema de los divisores de corriente en estos sistemas como el tuyo, son más complejos, pero se puede trabajar con aproximaciones.

Por ejemplo si la alimentación es por conductor aéreo y no tiene neutro corrido, yo asumiría un factor Sf=1 ya que en el caso de una planta de este tipo el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra, a largo plazo implica una ventaja sustancial en la calidad y seguridad de los sistemas eléctricos y de fire&gas de la estación.

En general, este tipo de instalaciones abarcan un espacio irregular y el cálculo de la resistencia de puesta a tierra y de los potenciales no se debería efectuar por el IEEE Std 80, ya que podrías cometer errores mayores al 30%, por lo que serian inaceptables.

La metodología de la IEEE Std 80, es aplicable a tu caso como recetario de pasos, pero no a nivel de ecuaciones. Yo te recomendaría el uso de otros programas o métodos que permitan manejar con mayor precisión el cálculo de mallas irregulares.

Es crítica la consideración de equipotencialidad, por lo que tienes que tener mucho cuidado con las conexiones de pantallas de cables de control, postes y estructuras de soporte e iluminación, tanques, etc.

Además es importante un valor bajo de resistencia para el buen funcionamiento de los sistemas de seguridad y alarma (según sea la tipología como intrínsecamente seguros o no), donde valores de resistencia bajos son mas importantes que como tal un control de potenciales de toque y paso que bajo premisas básicas de diseño estaría garantizado.

Así, que leyendo el email de Luciano, te recomiendo igualmente suponer para tu caso en particular un Sf =1, ya que no es lo mas critico ni importante dentro de tu diseño.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar- Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

46. Puesta a tierra de torre de telecomunicaciones

Pregunta

De: Antonio Alvarenga
Enviado el: Miércoles, 01 de Septiembre de 2004 12:19 p.m.

Les agradecería cualquier apoyo que pudiesen darme con lo siguiente:

En una torre de telecomunicaciones cada cierto número de metros (30m aprox.) se coloca un ground kit (puesta a tierra) en los bajantes de guía de onda.

Estos ground kit se llevan a una barra colectora de cobre cercana a ellos. De esta barra sale un conductor que se lleva hasta la base de la torre donde se interconecta con el anillo de tierra de ésta. Es caso de torre de 60m de altura tendría una barra colectora de cobre "master" en la cúspide, otra a media altura y por último una en la base. De cada barra sale un conductor que va directamente a la base de al torre donde se conecta con el anillo de tierra de la torre. Ahora bien, me están exigiendo interconectar todas las barras colectoras y llevar un solo conductor hasta el anillo de tierra.

¿Existirá alguna norma internacional que rija el número de conductores a colocar para la puesta a tierra de guías de onda en torres de telecomunicaciones?

Respuestas

De: Néstor Escala
Enviado el: Miércoles, 01 de Septiembre de 2004 03:24 p.m.

Antonio:

Normalmente estoy proyectando y construyendo sistemas de telecomunicaciones. Efectivamente para guías de onda o cables coaxiales cada 30 m (a veces cada 20 m) es recomendable instalar un grounding kit. Estos se aterran en una placa de cobre y todas estas placas de cobre se unen entre si con un conductor de cobre de 50 mm2 de Sección.

Esta sección es adecuada en la mayoría de los casos y si se realiza la verificación de inductancia (inductancias en paralelo del cable colector, del conductor exterior del coaxial o guía de onda y el mástil) los valores calculados son adecuados.

El cable de cobre se conecta en la base del mástil al anillo de jabalinas y este anillo de jabalinas se conecta radialmente con jabalinas enterradas al lado de los anclajes de arriostramiento y las mismas riendas se aterran a esas jabalinas. También es importante aterrar las guías de onda a la entrada del shelter o caseta de equipos y que el anillo de tierra de este shelter esté equipotencializado con el anillo de tierra del mástil. Con el conjunto de jabalinas normalmente se obtiene una resistencia de tierra de un ohm (en terrenos pedregosos, como sabrás es mas difícil obtener este valor, pero hay que aumentar las jabalinas y tratar el terreno) Todas las conexiones entre cables yo las prefiero con soldaduras exotérmicas.

El conductor de tierra del pararrayos también se aterra al mismo anillo.

No tengo aquí la bibliografía, pero no recuerdo ninguna norma que obligue este método de aterrar guías de onda o coaxiales en particular. Pero es la practica normal en las telcos, incluso en la que que yo trabajo.
Además, con cálculos de inductancia de conductores y mástiles y la diferencia de potencial que aparece ante la caída de un rayo se demuestra que este método es el mas adecuado, siendo además buena la ecuación costo-beneficio.

Información acerca de sistemas de grounding para telecomunicaciones podes ver en www.polyphaser.com y en http://gpr-expert.com/index.htm . La norma ANSI/EIA/TIA - 607 especifica puestas a tierra para edifcios de telecomunicaciones.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 15 de Septiembre de 2004 12:18 p.m.

Este tema de los bajantes a tierra en instalaciones elevadas (ejm la torre de comunicaciones por uds tratada) es interesante porque en realidad el concepto detrás de todos los requerimientos de interconexión de los llamados Kits de tierra en la torre es la necesidad de formar múltiples bajantes los cuales ante la presencia de un surge de corriente producto por ejm. de una descarga atmosférica tenga un efecto divisor de la corriente de impulso y en consecuencia la famosa relación V: L di/dt sea menos dañina debido a que si bien la inductancia del cable esta presente amplificada por la altura (mayor longitud del cable), al existir un número mayor de bajantes el efecto di/dt es menor y la diferencia de potencial entre el punto de impacto del rayo y la base de la torre es menor.

Obviamente debemos asegurar la equipotencialidad de toda la red de bajantes y los sistemas de puesta a tierra, así como los cerramientos de equipos.

Adicional a lo uds. indicado les remito a ubicar la norma IEC-61024 la cual trata la protección contra rayos en estructuras de hasta 60 metros de altura.

47. Consideraciones para el diseño de una malla de tierra de un variador de velocidad

Pregunta

De: Yalile Parra
Enviado el: Sábado, 23 de Octubre de 2004 05:02 p.m..

Estimados listeros, agradecería a quienes me puedan colaborar o dar información sobre como diseñar una malla de puesta a tierra para unos variadores de velocidad. ¿Se debe diseñar como una malla de alta frecuencia?, si es así, me podrían informar como es el procedimiento para el diseño de este tipo de mallas.

De antemano muchas gracias por la colaboración que me puedan brindar.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 26 de Octubre de 2004 10:14 a.m.

Hola Yalile.

El como diseñar búscalo en IEEE-80, año 2000. No es lo mejor como herramienta de diseño pero si es la más usada.

La malla debe ser a 60 Hz y no debes preocuparte por lo de los armónicos que inyectan los VSD. Recuerda que los harmónicos que circulan por tierra son de orden 3 y sus múltiplos 3n+1 pero sus efectos no se controlan con la red de tierra. La red de tierra será el camino de circulación. El control de armónicos debe hacerse luego de un estudio que te informe con precisión cual es el THD y THI presente y sus implicaciones en las operaciones. Luego de ello y si es necesario se instalan filtros a los VSD.

Una mejor opción es especificar equipos VSD que aseguren un THD y THI menor del 5% en el punto de acoplamiento común de la red.

La red de tierra tiene como función principal la seguridad del personal y los equipos ante fallas del sistema de potencia. Por ello debes diseñarla para 60 Hz.

Debes considerar los efectos de las descargas atmosféricas y lo mejor es diseñar una red que opere satisfactoriamente ante surges producto de rayos la cual debe interconectarse apropiadamente con la red de tierra de la planta y la red de tierra que sirve a equipos sensibles.

Para mayor información sobre estos temas revisa archivos anteriores de este foro y también documentos como IEEE-141,142, 519 y 1100, adicional a IEEE-80 ya indicada.

Saludos,
J.Molina

PD: Otro punto que quiero comentarte es lo relativo a la especificación de los VSD: Si tienes varios equipos instalados en la red y operando simultáneamente recuerda que cada uno suma harmónicos de tierra..Debes entender muy bien que significa el Punto de acoplamiento común

que define el IEEE-519. Generalmente los equipos estándar en forma individual cumplen con la distorsión menor del 5% pero si existe una grupo es recomendable que se revise el efecto conjunto en la red porque puede darse el caso de que si bien individualmente son buenos, al agruparlos por ejm sobre por las barras de un CCM… hay problemas…
Otro aspecto no muy indicado en la norma es que hace énfasis en el control de distorsión por tensión porque es lo que favorece a la red eléctrica que es manejada por un Utility pero el problema de las distorsiones por corriente no lo trata y ello es porque esto es causado directamente por el VSD y la carga.. O sea es problema del usuario...y como tal el debe resolverlo…

48. Implicaciones de una falla a tierra en el lado de alto voltaje de un transformador

Pregunta

De: Edgar Caniggia
Enviado el: Martes, 28 de Diciembre de 2004 10:37 p.m.

Me gustaría saber cuál es el efecto que produce una falla a tierra aguas arriba de un trafo estrella-estrella con los centros estrellas rígidos a tierra. ¿Qué pasa si una de las fases de alimentación de alta toma potencial de tierra? ¿Es posible que la corriente de falla retorne a la fuente por el centro estrella del primario?
Si en una de las fases de alta se produce una caída de tensión, ¿Qué pasa con las corrientes homopolares en alta?

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 29 de Diciembre de 2004 08:27 a.m.

Hola Edgar. La mejor manera de efectuar el análisis es plantear las redes de secuencia y también dibujar en forma trifilar el camino de fallas en el sistema.

De acuerdo al punto de falla que indicas el efecto del neutro conectado a tierra en el lado primario del transformador es actuar como un divisor de corriente. El efecto de división de corriente va a depender de la distancia desde el punto de falla (asumo que en la línea de transmisión) hasta el transformador.

Quizás la consecuencia más importante de esta división de corriente de falla es restar sensibilidad a las protecciones, principalmente las de sobrecorriente y en menor grado las protecciones de distancia, si existen.

Esta consecuencia es la que hace que generalmente no se conecte a tierra el neutro primario de los trafos Y-Y.

49. Utilización de normativas para protección contra descargas atmosféricas – Soluciones para el mejoramiento de sistemas de puesta a tierra

Comentario

De: Miguel Martínez
Enviado el: Mar 22/11/2005 17:41

Apreciados amigos:

Quiero responder y complementar un poco lo dicho en el email preparado por Diego Minutta.

Es cierto que existe un amplio compendio normativo a nivel mundial, pero hay que separar y clasificarlo en dos:
- Normas Internacionales
- Normas nacionales.

En general, las normas Nacionales (aplicadas en el país originario), están por encima de las normas internacionales, aunque generalmente se basan en ellas o están en relativa concordancia. Sin embargo, lo que no es lógico es que en un país, se realice un diseño basado en una "Normativa Nacional" de otro país. En este caso solo aplicaría la Norma Internacional.

Es decir, no es lógico que en Venezuela existiendo la norma nacional COVENIN 599 y la internacional IEC 61024-X, utilice la NFC o UNE de Francia o España y mas si estas ultimas disponen puntos contrarios o discutibles con las primeras.

Es un poco de sentido común.

Hay que notar que existen muchos comerciantes "vagabundos" que venden cualquier producto basándose en normas nacionales de Kirguizistan o similares, a fin de aprovecharse de la ignorancia de muchos ingenieros o profesionales en general. Estos productos suelen no cumplir con estándares básicos de seguridad y en general no se garantizan ni desde el punto de vista de calidad de los materiales empleados en su elaboración.

Este es el caso de pararrayos con dispositivos tipo ESE. Tengo una anécdota de un fabricante español que me decía que tenía dos productos uno con sello CE y otro genérico de menor costo para el mercado suramericano. Le pregunte sobre la diferencia real de ambos productos que externamente se vean idénticos y encontré que no estaban ensayados correctamente y en general el tipo de material y recubrimiento era de menor calidad. ¡Imagínense!. Eso aparte de que la tecnología ESE presenta dudas reales y en general comprobadas acerca de su poca efectividad desde el punto de vista de lo que especifican los fabricantes.

No es el momento de discutir sobre los aspectos técnicos de los ESE, ya que yo tengo una visión muy particular al respecto, basada en experiencias personales serias en diversos laboratorios de Alta Tensión en Suecia, USA y Venezuela.

Respecto a los sistemas de puesta a tierra, en general estoy de acuerdo con Diego en sus apreciaciones. Existen productos de puesta a tierra no convencionales (barras químicas, soluciones electrolíticas, productos acondicionadores), que han sido validados seriamente y

que conociendo sus limitaciones son ofrecidos de forma ética a los clientes. Dentro de ellos, me llama mucho la atención el producto de Landtec, y su comportamiento en suelos congelados. También hay productos como el FAVIGEL de Colombia y otro Chileno que no recuerdo su nombre.

Sin embargo, hay otros equipos como un tal GAUSS no se que cosa, que indica el diseño de un producto (jabalina) en función de su orientación al polo Norte terrestre. Eso me parece toda una tomadura de pelo y la revisión de las especificaciones técnicas que he realizado, me han parecido de muy bajo nivel.

Si bien, es cierto que hay que hacer muchas consideraciones, pues no siempre el uso de químicos o barras químicas como las ofrecidas por Landtec, son la solución mas económica, ni si quiera la mas acertada técnicamente y eso es relativamente fácil de validar, en ciertas características de suelo (resistividad y PH) así como humedad.

En fin, que es bueno estar enterado de todas las posibilidades y hay que creer poco en la solución única y mágica, sobre todo en terrenos tan escabrosos como los de las puestas a tierra y la protección contra rayos.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar
Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas – Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

50. Consideraciones para el diseño de mallas de tierra en suelos rocosos

Pregunta

De: Raúl Rodríguez
Enviado el: Mié 02/11/2005 23:39

Buenas tengo una consulta, como puedo llegar a una resistividad menor de 10 Ohmios utilizando solo tierra vegetal en una zona rocosa, esta poza es para protección de Subestaciones de distribución. Les estará muy agradecido cualquier apoyo.

Respuestas

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Friday, November 04, 2005 10:23 AM

Hola Raúl!
Entiendo que lo que deseas es finalmente bajar la resistencia de puesta a tierra por debajo de los 10 Ohm. Una forma (cara) de hacerlo es con picas profundas, esto es una perforación a los metros que hagan falta para encontrar buen terreno.

De: Miguel Martínez
Enviado el: Viernes, 4 de Noviembre, 2005 11:20

Apreciados Amigos:

Uniéndome a la discusión del tema, les comento que hace unos años me toco el diseño de algunos sistemas de puesta a tierra en suelos muy difíciles (roca). Un caso fue en la cordillera de los Andes y otra en el macizo Guayanés. Ambos casos tienen resistividades superiores a los 5000 Ohm-m.

El diseño de un sistema de puesta a tierra en estos casos, debe contemplar aspectos adicionales al simple hecho de una baja resistencia, así que probé distintas alternativas que les enumero a continuación:

a.- El uso de hincamientos profundos, tal como comenta Enrique. En estos casos, se puede encontrar la resistencia que uno quiera a un costo alto, ya que se trata por lo general de trabajar perforaciones que superen los 20 o 30 m. Aunque depende del suelo, pero es típico en suelos constituidos por grandes rocas. En los intersticios (espacios entre grandes rocas), suelen haber buenas conductividades por la presencia de agua.

b.- Uso de camas de conductores con químicos. Esta es otra posibilidad si se tiene acceso a espacios suficientes para abrir canales donde se instalara el conductor en una cama de químicos. Esta metodología también da buenos resultados, aunque también es bastante costosa. El uso de barras químicas y del material gel de relleno como fue comentado por el articulo de "Landtec", suele ser apropiado para este tipo de aplicaciones y veo que ha dado buenos resultados en sitios con bajas temperaturas que es uno de los grandes dilemas para el uso de ciertos químicos como la bentonita. Ya que a bajas temperaturas, se eleva la resistividad del material y del suelo.

c.- Diseño estratégicamente equipotencial. Este caso se aplica especialmente en pequeñas instalaciones de teleco o aplicaciones especiales. La idea se basa en el diseño de una instalación como si se tratara de un avión (aislada de tierra), pero equipotencial y segura. En este caso, el valor de la resistencia de puesta a tierra no es crítico y se puede trabajar con valores mayores. Puede ser una alternativa en algunos casos más económica.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar - Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

51. ¿Cómo caracterizar el suelo en dos estratos, utilizando el método de medición de resistividad de Wenner?

Pregunta

De: Yvan Hernández
Enviado el: Domingo, 6 de Febrero, 2005 22:25

Amigos les tengo una pequeña consulta.

Estoy realizando un estudio de puesta a tierra, y ya realice las pruebas para encontrar la resistividad del terreno y resulta que esta cambia a medida que varia la separación entre electrodos lo que quiere decir que posee mas de un estrato.

¿Con qué método puedo calcular esos estratos, su resistividad y qué tan grande es?

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 7 de Febrero, 2005 05:56

Apreciado Yvan:

En mi pagina Web (en el aparte de Investigación), tengo un programita sencillo (rho.mcd) desarrollado en Mathcad para obtener la caracterización del suelo a dos estratos, según los resultados de la medición por Wenner. La teoría esta muy clara en el libro de Tagg, aunque también la puedes encontrar en los Anexos A y B de la norma IEEE Std81-1983.

http://prof.usb.ve/mmlozano

Espero que te sea de utilidad,

Atentamente,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simón Bolívar
Caracas - Venezuela
High Voltage Research Group

52. ¿El Ground Potencial Rise (GPR) puede alcanzar un valor superior al voltaje de línea del sistema?

Pregunta

De: Yvan Hernández
Enviado el: Lunes, 8 de Mayo, 2006

Revisando algunos calculos y algunas notas me tope con los siguiente:

En el cálculo del GPR la IEEE - 80 menciona que se calcula multiplicando la corriente que drena la malla de puesta a tierra por la resistencia de la misma.

Pero cuando tengo una malla de mas de 1 ohm de resistencia, este valor me da un resultado por encima de la tensión nominal de línea de la alimentación principal.

Mi pregunta es: ¿Qué sentido o qué significa esto físicamente? Partiendo de la definición del GPR es la máxima subida de potencial que se puede presentar en una malla.

Si alguien me puede aclarar esta duda por favor se los agradezco.

Respuesta

De: Miguel Martínez
Enviado el: Lunes, 8 de Mayo, 2006 15:07

Apreciado Juvencio:

Llevo mucho tiempo por complicaciones personales desconectado de la lista y veo muchos mensajes interesantes, pero no tengo capacidad de escribir, responder o comentar. Espero que en Verano retome un poco más de tranquilidad y pueda volver a participar.

Sin embargo, y sin seguir con detalle la discusión a este respecto, discrepo significativamente de este email tuyo. No se si la discrepancia es porque no he comprendido la discusión o si estamos hablando por tanto de cosas diferentes.

El GPR, no es más que la máxima elevación de potencial que puede tener la malla de tierra, debido a una falla a tierra. Como concepto, el GPR, jamás podrá tener un valor mayor que la tensión de línea del sistema, ya que sino me tendrán que explicar de donde saco la energía para producir ese efecto.

Lo que hay que aclarar es que cuando uno calcula la corriente de falla, lo hace asumiendo que la Rmalla es cero y eso lleva al peor escenario posible en cuanto a la magnitud máxima de corriente que podría circular en algún lazo cerrado y/o por el sistema y de ella se saca el dimensionamiento de cables y conductores. Sin embargo, la magnitud de esta corriente se ve sensiblemente afectada si varía la resistencia de tierra y nunca el producto de Ifalla(que se drena a tierra por la malla) x Rmalla, podrá superar la tensión del sistema, ya que es físicamente imposible.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano, MSc
Universidad Simón Bolívar - Dpto. Conversión y Transporte de Energía
Grupo de Investigación en Alta Tensión - Lab. A
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

Capítulo 12
Software de Simulación

1. Disponibilidad, licencia y prestaciones del programa ATP/EMTP 395
2. Signo de las potencias P y Q en los reportes de salida de los software de simulación 397
3. Descripción del método de las componentes simétricas 398
4. Donde ubicar manuales del software ATP/EMTP – Recuerdos del uso de EMTP . 399
5. Descripción del software de simulación y análisis “Neplan” 401
6. Comparación entre los paquetes Matlab y el Mathcad 403
7. Comparación entre diversos software para análisis de campos 405

1. Disponibilidad, licencia y prestaciones del programa ATP/EMTP

Pregunta

De: Miguel Mejía
Enviado el: Thursday, October 25, 2001 9:20 AM

Apreciados compañeros de lista, quien de ustedes conoce un sitio en internet donde pueda bajar el ATP/EMTP y algún tutorial sobre el tema. Gracias de antemano por su ayuda.

Ing. Miguel Felipe Mejía U.
UNIDAD DE PLANEAMIENTO TÉCNICO
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A -E.S.P

Respuesta

De: Sergio Andrés García Peña
Enviado el: Jueves, 25 de Octubre de 2001 12:39 p.m.

Amigo Miguel:

El programa ATP es un software gratuito, sin embargo no es de libre difusión, se debe tener una licencia diligenciada ante el grupo de usuarios en el respectivo país, la licencia no tiene costo. Igualmente la distribución de documentación respecto al programa tiene un tratamiento similar aunque no es tan restrictiva. El ATP se puede bajar de la red cuando después de tener licencia se es asignado una clave para el ftp server. Actualmente el grupo nacional de usuarios

Colombia no tiene una página web, pero toda la información al respecto se puede conseguir en la página del comité argentino: http://iitree.ing.unlp.edu.ar/estudios/CAUE/index.htm

Según entiendo el software lo necesitas para simular pérdidas de energía en sistemas de potencia, el ATP es un programa capaz de calcular esto con gran precisión pero se debe tener experiencia y toma algún tiempo aprender a programar los circuitos ya que no es nada fácil para un principiante. Yo he hecho algunos estudios con el ATP acerca de transformadores y quedé muy satisfecho con los resultados, claro que como le digo me tomó tiempo considerable aprender a ejecutar archivos del programa.

Si ud. necesita la dirección de contacto del director del ATP Colombia para solicitar la licencia se la puedo mandar a su e-mail, igualmente si necesita algún otro tipo de información al respecto.

Saludos,

Sergio García
Ingeniero Electricista
Pereira-Colombia

Comentario

De: Miguel Martínez
Enviado el: Martes, 12 de Abril, 2005 13:40

Apreciados Amigos Listeros:

El programa ATP (Alternative Transients Program), es un programa gratuito, pero que para poder tener acceso a el, es necesario efectuar un registro especial que funciona como una licencia y que no tiene ningún costo asociado, a excepción de las solicitudes de los manuales que si tiene un costo asociado.

Este programa, también tiene dos listas de discusión que son cerradas y solo aquellos que poseen licencia de uso pueden darse de alta.

Para registrarse, existen distintos comités en cada país que efectúan esa labor administrativa. También esta dividido por regiones y en el caso de Latinoamérica, corresponde el Comité Latinoamericano de Usuarios del
ATP/EMTP.

A continuación les envío los datos de las paginas y de la persona encargada, para quien este interesado en solicitar una licencia.

El programa es muy poderoso ya que permite realizar una gran cantidad de estudios que abarcan no solo la parte eléctrica, sino la electromecánica en lo que corresponde al efecto de gobernadores y otros controles de generadores. Además posee una librería con una alta cantidad de modelos, según el estudio que interese realizar. Su razón de ser es el estudio de transitorios electromagnéticos, pero también permite realizar cálculos convencionales de cortocircuito, flujo de carga, etc.

Si bien es un programa poderoso, había adolecido de una interfaz amigable con el usuario y eso hacia que solo personas muy especificas trabajaran con el. Pero en los últimos años, se ha

agregado una interfaz interesante (ATPDraw) que ha hecho accesible su uso, a estudiantes y consultores que no disponen de mucho tiempo para aprender a utilizar programas.

Los datos de interés:

Latin America:
Argentina - Comité Argentino de Usuarios del EMTP (CAUE)
WWW: http://iitree.ing.unlp.edu.ar/estudios/caue/caue.html

Comite Argentino de Usuarios del EMTP (CAUE)
At.Ing. Jorge Nizovoy, Chairman
TRANSENER S.A.
Av. Paseo Colsn 728, Piso 3
(1063) Capital Federal
Buenos Aires
ARGENTINA
e-mail: rbianchi@volta.ing.unlp.edu.ar
Telephone: +54-11-4342-6925 (Office Phones at TRANSENER)
Telefax: +54-11-4342-4834/4861

Específicamente en VENEZUELA, la dirección administrativa esta en EDELCA y la persona contacto es el Ing. Alessandro Villa: avilla@edelca.com.ve

Saludos,

Prof. Miguel Martinez Lozano
Universidad Simon Bolivar
Caracas - Venezuela
High Voltage Research Group
http://prof.usb.ve/mmlozano

2. Signo de las potencias P y Q en los reportes de salida de los softwares de simulación

Pregunta

De: Norman Toledo
Enviado el: Lunes, 12 de Agosto de 2002 07:07 p.m.

Colegas buenas tardes, requiero su ayuda en un punto de concepto;

En un programa de flujo de carga (por el momento no importa cual), en el mismo después de una corrida donde tengo 80 nodos, de ellos 6 son generadores, 19 S/E y los restantes son barras de distribución.

a.- me ubico en una S/E y obtengo que P (+) , Q(-) y las perdidas tienen los signos Pp(+) y Qp(+)
b.- me ubico en otra S/E y obtengo que P (+) , Q(-) y las perdidas tienen los signos Pp(+) y Qp(-)

La pregunta es: por que puedo tener perdidas reactivas con signo diverso, si las perdidas son perdidas, las perdidas P=I^2*R y las Q=I^2*X.

Algún colega me dirá la reactancia puede ser negativa ó positiva, bien en ese caso que significa un signo u otro.

Respuesta

De: Rubén Acevedo
Enviado el: Lunes, 12 de Agosto de 2002 10:04 p.m.

Hola Norman

En realidad si importa cual programa estás utilizando, verás, algunos programas utilizan el signo en la potencia para indicar el sentido del flujo de carga respecto a otras barras. Incluso en algunos, para colocar generadores utilizas motores con P y Q negativos. P con signo negativo no tiene sentido si lo ves de forma aislada (P=I^2*R; R>=0), pero en conjunto lo que te indica es que está aportando potencia en lugar de consumirla.

Por otro lado, de manera aislada, una Q negativa lo que te indica es que tienes un circuito capacitivo, la Q positiva te indica un circuito inductivo. X es positiva o negativa de acuerdo a su característica inductiva o capacitiva. En ese caso, una Q de pérdidas con signo negativo te indica que la impedancia de pérdidas del circuito en algún punto es capacitivo y por lo tanto, en lugar de "consumir", "aporta" Q. Esto ocurre en líneas de transmisión extremadamente largas, en especial las que van por vía submarina. En el caso de Venezuela, eso ocurre (según la información que me llegó) en las líneas de transmisión que atraviesan el Lago de Maracaibo, donde la impedancia de las mismas es capacitiva y la tensión en el extremo de la fuente es menor que en el otro extremo (el de la carga).

Chequea los voltajes a ver.

Pero te recomiendo que primero revises los manuales o tutoriales del software para saber si el signo te indica flujo de carga o la característica que te mencioné antes.

3. Descripción del método de las componentes simétricas

Comentario

De: Luis Ignacio Eguiluz Morán
Enviado el: Viernes, 23 de Agosto de 2002 04:44 a.m.

Amigos de lista:

Las componentes simétricas, según mi opinión, son un método matemático que, en general, descompone un conjunto cualquiera de n vectores; en particular, si son tres vectores, pueden descomponerse en tres grupos de tres. Si se asocian a tres fasores de una red trifásica -bien de tensión o de corriente- surge el concepto de componentes simétricas:
- Un grupo constituye un sistema equilibrado de igual secuencia que el original (directo o positivo).
- Otro es un sistema equilibrado de secuencia contraria al original (inverso o negativo)

- El tercero esta constituido por tres fasores idénticos (homopolar o cero) La superposición de las tres componentes da lugar a los fasores originales, pero al ser un artilugio matemático, las corrientes simétricas "no circulan", salvo en circuitos diseñados para su aplicación (redes de secuencia) Las aplicaciones son muy interesantes en estudios de máquinas, cortocircuitos, transformadores y análisis armónico. Son consecuencia de la aplicación de las Leyes de Kirchhoff a cada red; la más conocida, se refiere a la corriente por el hilo neutro de una red trifásica: solo circula la componente homopolar; correlativamente, si el circuito es a tres hilos - la suma de intensidades tiene que ser cero-, no puede existir componente homopolar en las corrientes de línea. Como proposición dual la componente homopolar de las tensiones de línea es nula.
También es conocido que todos los armónicos triples tienen las características de homopolares; de ahí que por los neutros de redes trifásicas equilibradas con carga no-lineal, circulen armónicos triples.
En la mayor parte de libros de Electrotecnia -en el estudio de redes trifasicas- se incluye alguna informacion sobre los aspectos generales de las componentes simetricas.

Cordiales saludos,

Ignacio Eguiluz

4. Donde ubicar manuales del software ATP/EMTP – Recuerdos del uso de EMTP

Pregunta

De: José Rafael Cardoza
Enviado el: Martes, 03 de Septiembre de 2002 08:11 a.m.

Buenos días, estimados listeros. Les escribo para ver si pueden ayudarme a obtener el manual de usuario de ATP-EMTP.

Esperando su ayuda. Se despide de ustedes

José Rafael Cardoza

Respuestas

De: Leonardo Melo
Enviado el: Martes, 03 de Septiembre de 2002 11:39 p.m.

Saludos José:
Hace unos dos años que me intereso en el uso del ATP y aunque todavía no he tenido mucho tiempo en aprender a usarlo si logré reunir bastante información.

El manual del atpdraw lo bajás directamente del sitio de atpdraw.com. En la universidad nacional de la plata en argentina como está asociada al CAUE hay todo un site dedicado al atp. Inclusive si buscás en ella hay un site de un Ingeniero llamado Hevia que tiene un montón de ftp. Hay manuales del emtp e inclusive uno en brasilero y uno hecho por la facultad de la plata para principiantes.

Pero lo que buscas vos si es el rule book. lo acabo de conseguir en cd, pero tiene el problema de que son pdf de el libro escaneado y pesan un montón (son como treinta pdf). Cualquier otra información, inclusive sobre estos temas consultámelo sin problemas. El profesor en la plata que sabe de este tema es el Ingeniero Rifaldi. la direccion de la plata es www.ing.unlp.edu.ar, allí buscá el departamento de electrotecnia y ahí está el sitio del atp.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 04 de Septiembre de 2002 09:26 a.m.

Hola buen día y cordial saludos a todos los compadres de esta lista, muy interesante el pequeño manual del emtp y la introducción a otros programas que hace Sergio Andrés, lo que sigue es una nota un poco romántica (creo que ya me esta entrando la vejez eso dicen cuando uno vive ya de los recuerdos).

Con el emtp me une muchos recuerdos, mi tesis de grado en la universidad fue un Modelo Matemático y Simulación de Transitorios en las maquinas sincrónicas (un cartapacho de mas de 120 hojas), cuando mi asesora la Inge Martha Amaya me dijo de utilizar este programa en Colombia era muy poco conocido y el sufrimiento y el entender este "hermoso" programa fue bastante duro, recuerdo que mi director de tesis nos regalo una copia de este programa a mi compañero de tesis y a mi, en ese tiempo en unos novedosos discos magnéticos los primeros de 3 1/2 de 1.44 megas (un escándalo de tamaño en ese tiempo 1991), como ya en ese tiempo trabajaba con asistente de investigación en una empresa de ups's y reguladores de voltaje decidí comprarme mi primer computador (que era ensamblado totalmente en México y todavía funciona tiene cargado windows 3.1, word star y autocad version 9 y créanme que funciona bien, un saludo para esos buenos mexicanos que ensamblaron esa preciosura), ese equipo era lo ultimo en guaracha de su época venia con un poderoso procesador intel 80286 corriendo a la increíble velocidad de 16 MHz, se introducía una nueva capacidad de memoria y lo compre con la máxima memoria (obviamente limitado por mi escaso dinero de ese tiempo, bueno no ha cambiado mucho en eso del dinero) esta era de 2 Megas y me compre el disco de mayor capacidad del mercado en ese tiempo la escandalosa y friolera cantidad de 40 Megas, para entender las graficas y todo decidí que tuviese un monitor a color EGA (los nuevos ingenieros creo que no conocieron las pantallas hércules y ni creo que los monitores ega), ha venia con drivers de 31/2 y 51/4 (parecía yo nuevo rico en ese tiempo dándome esos lujos), cuando me lo entregaron y fui a instalar el EMTP me salio un error que decía math coprocessor (por mi spanglish), cuando pregunte a los sabios del momento que era eso me dijeron que se necesitaba un coprocesador matemático de punto flotante (que los fabricantes dicen que no lo incluyeron en los procesadores por abaratar los costos, otros dicen que a los mensos se les olvido incluirlo), me toco comprarlo era un integrado tiop DIP de 48 patas, lo que dejaba a mi nuevo computador preparado para hacer de todo y con todo (me sentía orgulloso de mi maquina), por fin pude correr el emtp y duramos con mi compañero 8 meses para entender este programa, simular los transitorios en las maquinas sincrónicas y hasta desarrolle una aplicación muy interesante: la verificación de por que se queman los triacs cuando se utiliza un transformador (no autotranformador) y pude verificar el efecto ferroresonante que se producía cuando se desconecta el primario del trafo se produce una elevación abrupta del voltaje en el secundario (me gane unas alabanzas de mi jefe en ese tiempo y mas trabajo obviamente con el mismo salario, pero bueno feliz de haber hecho algo).

Ahora viendo los nuevos poderosos equipos que utilizo en la actualidad comparados con ese hermoso equipo proveniente de la tierra del tequila y los mariachis me hace sentir orgulloso de lo que se hizo en ese tiempo y me quita los sinsabores que nos producía estar sentados un

sábado a las nueve de la noche comprendiendo ese programa en vez de estar tomando unas cervezas acompañado de bellas mujeres, en ese tiempo hasta dudaba del porque estudié ingeniería eléctrica al ver las hermosas y curvilíneas estudiantes de ingeniería industrial y a las diosas estudiantes de comunicación social periodismo que nos hacían preguntarnos varias veces el porque estudie esta jodida profesión (es por este motivo que me volví inteligente al convertirme en monitor de materias como cálculo, algebra lineal y física y conocer esas hermosas mujeres), me recuerdo a tres en particular a una que le decían "la mucha carne" una hermosa mujer donde mi Dios se ensaño dotándola de unas cualidades que hay.., la otra la llamábamos "solo kukos" por utilizar unas diminutas minifaldas donde podía mostrar sus largas y longilíneas piernas y la otra una inteligente ingeniera mecánica que era el orgullo de esos estudiantes mas conocida como COMEME guaoo.

Gracias compadres por haber hablado del emtp y yo poder recordar esos buenos tiempos.

De ese programa solo me acuerdo de lo anterior y no tengo información en la actualidad, yo utilizo o intento utilizar el MATLAB para todo aunque me falta mucho para decir que manejo este programa.

Espero no haberles quitado demasiado tiempo, comentándole lo anterior aunque muy frívolo pero me trae muy buenos recuerdos

Cordialmente,

Jair Aguado Quintero

5. Descripción del software de simulación y análisis "Neplan"

Comentarios

De: Luis Felipe Aguirre
Enviado el: Martes, 05 de Octubre de 2004 09:46 a.m.

Estimado Ingeniero Erik Rojas

Muchas gracias por su interés en el Sistema de Planeamiento e Información para redes NEPLAN, el cual ha sido desarrollado por Busarello + Cott + Partner Inc de Suiza, el Swiss Federal Institute of Technology y ABB Calor Emag Schaltanlagen AG. NEPLAN permite realizar el análisis de sistemas eléctricos de potencia y redes de gas y agua.

El paquete para análisis de sistemas de potencia puede ejecutar un amplio rango de estudios incluyendo planeamiento, mantenimiento, confiabilidad y estabilidad entre otros. Su conectividad con sistemas GIS/SCADA incrementa su potencia de uso. NEPLAN permite realizar una completa documentación gráfica de la red, independiente de su tamaño. Opcionalmente todos los datos de red pueden ser almacenados en una base de datos, tales como MS-Acces o Oracle. Los módulos de cálculo permiten analizar y planear grandes redes en cualquier nivel de voltaje. NEPLAN es un sistema CAD, un sistema de información de red SQL y una herramienta de planeamiento en un solo paquete.

Le escribimos de la empresa GERS S.A. ubicada en la ciudad de Cali, Colombia. GERS S.A ha sido autorizado por BCP para representar NEPLAN en el continente Americano y para dar la capacitación y el soporte del producto.

NEPLAN Electricidad se oferta por módulos y por el número máximo de nodos. A continuación se presenta una lista de todos los módulos que dispone NEPLAN:

Editor Gráfico
Flujo de Carga
Cortocircuito
Arranque de Motores
Protección de Sobrecorriente
Protección de Distancia
Análisis de Armónicos
Reconfiguración de Redes
Flujo de Carga con Perfiles de Carga
Optimización de Redes de Distribución
Ubicación Optima de Capacitores
Reducción de Redes
Flujo de Carga Optimo
Estabilidad Transitoria
Estabilidad de Voltaje
Estabilidad de Pequeña Señal
Análisis de Disponibilidad de Transferencia de Potencia Dimensionamiento de Cables Análisis de Inversión Búsqueda de Ubicación de Fallas Manejador de Base de Datos (ODBC) Sistema de Exportación SCADA y GIS Importación / Exportación PSS Interfase UCTE Análisis de Confiabilidad

En cuanto al número de nodos, NEPLAN se oferta para 50, 100, 300, 500 e infinitos nodos. Al estar Usted interesado en adquirir una licencia del software, se requiere que Usted nos informe qué módulos necesita y para cuántos nodos.

Le informo que existen buenos descuentos para aquellas empresas consultoras, de distribución, transmisión y generación de energía, industriales, etc, que adquieran una o varias licencias de NEPLAN, sobre todo en este momento que estamos haciendo una promoción de introducción del software a Chile. En caso de estar interesado en recibir una oferta de software por favor informarnos que con gusto lo atenderemos.

Actualmente se encuentra disponible la versión 5.2.2. del software NEPLAN.

Para obtener la versión demo, deberá entrar a la web site http://www.neplan.ch, y llenar un formulario de solicitud de demo en el link "Demo". Al cabo de un par de días recibirá un link para descargarlo, así como los tutoriales que le permitirán evaluar detalladamente la nueva versión, manuales, brochures y documentación adicional. La versión demo de NEPLAN trabaja con 30 nodos, permite trabajar con todos los módulos de cálculo del software, y permite grabar, editar e imprimir proyectos.

Para empezar a evaluar el software y aprenderlo a manejar, el primer paso es seguir los tutoriales. Los tutoriales en español, puede descargarlos de la siguiente dirección de internet:

http://www.gersusa.com/ftp/pub/Neplan/Tutorials/

Estos tutoriales le van enseñando a grabar una red y a realizar corridas de Flujo de Carga, Cortocircuito y Estabilidad Transitoria, así como propiedades del software como grabar, imprimir, uso de librerías, símbolos, etc. El tutorial indica dónde y cómo introducir los datos de cada elemento, pero no explica qué significa cada uno.

Para más información acerca de los módulos del programa, le recomendamos consultar el brochure de electricidad de NEPLAN. Este lo puede descargar de la siguiente página web (la misma del correo-e anterior):

http://www.gersusa.com/ftp/pub/Neplan/Brochures/

Cualquier información adicional, no dude en contactarnos.

Atentamente,

Luis Felipe Aguirre B.
G E R S INGENIEROS CONSULTORES
Cali - Colombia
http://www.gers.com.co

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 05 de Octubre de 2004 12:13 p.m.

Compañeros a nivel de software para análisis y simulación hay varios como el NEPLAN, en la universidad donde estoy tenemos este software es bastante interesante, también una versión académica del ETAP, me parece también interesante.

Hace rato escribí sobre un programa que corre en MATLAB muy interesante que se puede bajar de la red y nos puede sacar de problemas rápidamente se llama el PSAT, desarrollado por Federico Milano. Este es el link y espero que lo utilicen

http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/

6. Comparación entre los paquetes Matlab y Mathcad

Pregunta

De: Simón Silva
Enviado el: Miércoles, 17 de Septiembre de 2003 06:28 a.m.

Estimados amigos:

Algunos de Uds, saben la diferencia o similitud entre los paquetes: MATLAB y MATHCAD.

Gracias de antemano.

Respuestas

De: Alberto Gómez
Enviado el: Miércoles, 17 de Septiembre de 2003 07:19 a.m.

Simón:

La diferencia que yo le encuentro es que el programa Matlab esta destinado a la manipulación de vectores y matrices, es muy potente para el cálculo numérico y tiene una gran herramienta que es el simulink que sirve para hacer simulaciones. Para el cálculo simbólico es un poco más complicado que el mathcad aunque existen "toolbox" para esto.

En definitiva como para comparar le encuentro al mathcad un entorno de utilización más fácil y además es bueno para presentar informes trabajando casi como un entorno de Word.

En cuanto al matlab se puede decir que es una herramienta muy potente para trabajar con grandes cantidades de datos pero para manejarlo debes escribir las sentencias casi a nivel de programación.

Se que no lo preguntaste pero también me fue muy útil el programa Mathematica que lo podríamos situar en el medio de los otros dos, o sea no es tan duro el manejo, pero con grandes cantidades de datos no trabaja bien.

Espero no haberme extendido mucho y lo que cuento es solo una experiencia personal, quizás pueda haber diferencias con otros usuarios.

Lo mejor también sería que cuentes que es lo que querés hacer con los programas así se puede buscar la herramienta mas indicada.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 17 de Septiembre de 2003 08:53 a.m.

Queridos listeros, cordial saludo Matlab como herramienta para el desarrollo de simulación es realmente potente y esta extendida en todo nivel (y en toda parte), si me preguntasen a mi Matlab o Mathcad (hay que apuntar que ya Mathcad le pertenece a los que desarrollaron Matlab por lo tanto ya la comparación se invalida un poco) preferiría Matlab por la capacidad de manipulación de variables matemáticas de cualquier indole y su capacidad de programación, la versión 6.5 ya trae como rutina el acceso a los puertos seriales por lo tanto uno puede desarrollar hardware y simular ciertas condiciones a partir del Matlab en forma sencilla y rápida.

El gran pero que tiene Matlab es su costo, realmente no es barato. En la actualidad utilizo matlab en mi curso de Tiempo Real que dicto en la universidad y es mi plataforma ideal para el análisis y simulación de los fenómenos de calidad de la energía eléctrica.

Obviamente es mi opinión.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Septiembre de 2003 06:41 p.m.

Amigos estoy totalmente de acuerdo con lo indicado por Jair, sin embargo podría indicar como diferencia que Mathcad es una herramienta la cual si nuestro interés básico no es el de generar simulaciones o efectuar análisis de tiempo real, permite de manera muy fácil y en forma altamente amigable combinar las bondades de un procesador de palabras, tipo MS-Word, con una potente hoja de cálculo con expresiones y funciones matemáticas completamente operativas.

Es casi una integración de Word y Excel en un solo software.

7. Comparación entre diversos software para análisis de campos

Pregunta

De: Leonardo Melo
Enviado el: Wednesday, February 23, 2005 11:16 AM

La pregunta con que los molesto es saber si alguien ha tenido experiencia con el uso del Quickfield. De ser así me gustaría que me dijeran si es aconsejable que lo compre ya que la empresa en donde trabajo (fábrica transformadores en 500kV) está interesada en adquirir un software de análisis de campos.

Respuestas

De: Luciano N. Briozzo
Enviado el: Wednesday, February 23, 2005 7:49 AM

Leonardo,

Yo he estado trabajando con varios programas de análisis de campos, pero los más completos que ví son el Quickfield y el Maxwell. De ambos podés obtener versiones en las páginas que mencioné en un mail anterior.

El primero lo usé por "hobby", no me acuerdo cómo di con él y jugué un poco para ver qué hacía. Está orientado para plataforma Windows, tiene una interfase intuitiva, se aprende a usar rápido.

El Maxwell lo ví un poco más en detalle dado que cursé un semestre de "CAD en electromagnetismo" en el marco de una beca en Alemania. El profesor daba teoría electromagnética en la primer parte de la clase, y luego íbamos a la sala con las computadoras para resolver problemas prácticos con el Maxwell. El soft estaba montado en unas máquinas "Pentium 70.000", con un servidor UNIX, habitación con entrada con tarjeta magnética. Todo esto no es para alardear, sino para que te des una idea de lo pesado del programa, y de que había que restringir el acceso porque la jodita no había salido barata como para que cualquiera se siente a jugar al pacman.

Comparando ambos programas, me parece más potente el Maxwell. Ni me imagino lo que debe ser la versión full en 3D. Pero me huelo que debe ser mucho más caro también. Te adjunto un mail con los datos del representante de Ansoft para Latinoamérica.

Las empresas propietarias de estos programas dan cursos introductorios y de actualización permanente. Creo que si se va a hacer algo en serio habría que considerar capacitar a alguna persona en serio.

Por último, te dejo el comentario que hice anteriormente y que aprendí de muchos docentes que tuve. Se puede tener mucho Maxwell, mucho Quickfield, pero hacen falta siempre dos cosas (a ver cual más importante): saber electromagnetismo y tener criterio para interpretar resultados. Cosas que lamentablemente no las comprás en ningún lado.

Un gran saludo para vos y para toda la lista.

Luciano N. Briozzo
La Plata, Argentina

De: Miguel Martínez
Enviado el: Jueves, 24 de Febrero, 2005 03:31

Apreciados Amigos de la lista:

Yo he trabajado con cierta cantidad de programas basados en elementos finitos, especialmente para la modelación de campos eléctricos y sistemas de puesta a tierra.

En general, te puedo mencionar los siguientes: Vector-Field, este es el que yo más he utilizado. Es un programa muy poderoso y tiene paquetes especiales para estudiar circuitos magnéticos para motores y transformadores. Tiene versiones 2D y 3D. La desventaja es su costo.

Además, esta el programa ANSYS, que es utilizado por los ingenieros mecánicos pero que tiene validez amplia para estudios electromagnéticos. La desventaja es que es poco amigable desde mi punto de vista y la ventaja es que es de reducido costo

Luego están el Quickfield y el Maxwell que al igual que el Ing. Briozzo, solo he utilizado sus versiones estudiantiles disponibles gratis en la red. De los dos, para mis aplicaciones particulares en 2D, me quedo con el Quickfield, pues es muy amigable y fácil de manejar. Tiene un buen tutorial. Insisto que mis aplicaciones han sido especificamente electrostáticas, de conducción DC, transitorias y alguna térmica, mas no magnetostática como seria para el caso de transformadores. En la Universidad Simón Bolívar, a pesar de tener el Vector-Field, he utilizado la versión estudiantil de Quick-field con mis estudiantes y ha sido muy fácil de enseñar.

Y por ultimo, el programa que estoy manejando ahora es el que me parece mejor de todos, ya que es versátil y tiene muchos módulos interesantes, además que es sencillo en su versión 3D, es el FEMLAB de Mathworks. Es de la misma gente del Matlab y el programa es bastante versátil y su costo no es demasiado alto. Ellos te envían una versión de evaluación a 30 días bajo solicitud desde la Web.

Pero al igual que el Ing. Briozzo, los programas no son tanto el problema, es el análisis de resultados, ya que el campo del electromagnetismo es muy delicado a la hora de generar las geometrías, fijar las condiciones de borde, etc.

Saludos,

Prof. Miguel Martínez Lozano
Universidad Simón Bolívar - High Voltage Research Group
Caracas - Venezuela
http://prof.usb.ve/mmlozano

Capítulo 13
Transformadores

1. Ruido excesivo en transformador recién instalado 409
2. Mantenimiento y operación de sistemas industriales en delta 412
3. ¿Cambiar la posición del tap de un transformador afecta el voltaje del primario? . 414
4. Ejemplo de cálculo de transformadores de potencia en paralelo 415
5. Problema con arrollado de transformador de una máquina de soldar 417
6. Valores aceptables de rigidez de aceite de transformadores 419
7. Pérdidas en los transformadores subcargados 420
8. Vida útil de transformadores de distribución 420
9. Defasamiento entre el primario y secundario de transformadores Delta-Estrella .. 421
10. Transformadores de 60 Hz funcionando a 50 Hz – Saturación del núcleo de un transformador 423
11. Transformadores con factor “k” 429
12. Las sobrecargas de los transformadores afectan la vida útil de su aislamiento ... 430
13. Pruebas de diagnóstico realizadas a transformadores para determinar el envejecimiento de su aislamiento (análisis de contenidos furánicos) 430
14. Pruebas de rutina a transformadores de potencia 433
15. Diferencias entre transformadores de potencia, de distribución e industriales 435
16. Posibles problemas con la energización de un transformador en vacío al final de una línea 436
17. Corriente máxima soportada por un transformador de distribución monofásico 438
18. ¿Deben ser cortocircuitados los transformadores de corriente que quedan instalados pero sin uso? 439

1. Ruido excesivo en transformador recién instalado

Pregunta

De: Carlos Cortes
Enviado el: Lunes, 08 de Octubre de 2001

Hola tengo 29 años soy chileno alumno de pre-grado en Ing. Eléctrica, (trabajo y estudio), hace poco que me integré a la lista y quisiera solicitar su opinión en lo siguiente:

Trabajo en perforadoras y hay mucho ruido en el transformador interior de 80 kVA que reduce de 6.6 kV a 380 V. Tiene como carga principal un equipo de aire acondicionado de 18000 BTU. Pueden considerar la perforadora como dos circuitos en paralelo, el primero alimenta a un motor de inducción de 700 HP, doble eje 6.6 kV, y el segundo alimente dicho transformador.

Yo postulo las siguientes tesis:
1º Defecto en las chapas del núcleo del transformador, perdidas en el aislamiento entre chapas.
2º Mala calidad en el aceite de refrigeración.
3º Mal ensamblado del conjunto de chapas del transformador.

Este transformador tiene poco menos de tres meses y desde su primer día de trabajo manifestó exceso de ruido aun estando en vacío.

Su colaboración sería de gran ayuda, pues uno no deja nunca de aprender.

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Lunes, 08 de Octubre de 2001 08:56 a.m.

Hola Carlos pueden ser dos problemas a la vez:

1.- Como tú lo dices si instalando el Trafo produjo ruido significa que no es de muy buena calidad. Si tienes acceso a un medidor de ruido audible puedes medir este nivel y no puede exceder los 120 decibeles a 1 metro de distancia, si los niveles son muy altos el problema radica en la construcción del trafo y se puede exigir la garantía.

Repito como lo he dicho en otros correos debemos propugnar por una cultura de la calidad tanto fabricantes como vendedores de bienes y consumos del sector eléctrico debemos exigir calidad y obviamente ser nosotros agentes de calidad.

2.- La Otra puede ser niveles de armónicos o problemas de muescas (Nothces). Estas inducen niveles dc en el transformador generando con esto ruido audible y bastante perjudicial.

Cordialmente,

Ing. Jair Aguado Quintero
Investigador Grupo de Máquinas eléctricas y Calidad de la energía
Universidad Autónoma de Occidente

Cali, Colombia

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 08 de Octubre de 2001 07:27 p.m.

Carlos, en línea con lo que escribe el sr. J. Aguado indico que revises los valores de armónicos de tu red.

No indicas mayores detalles del motor de 700 HP, sin embargo si tienes en ese equipo algún esquema de control de velocidad por variación de frecuencia debes revisar el nivel de armónicos que ese equipo pudiera estar inyectando en la red.

Por otro lado si los problemas no son externos, debes certificar cual es la calidad real del transformador.
Pienso que las hipótesis que planteas las puedes verificar objetivamente mediante un ensayo en vacío y comparar los resultados con las pruebas de fábrica. Aprecio que el equipo es nuevo y un ensayo en vacío te comprueba la calidad constructiva del equipo en su núcleo.

Te indico algunos puntos que debes atender durante el ensayo de manera que el mismo sea lo mayor posible. Recuerda que los fabricantes son expertos y cualquier reclamo debe estar muy bien documentado y soportado.

En el ensayo de debe prestar atención a la forma de la sinusoide:
Esta debe ser de forma regular (ningún armónico superior al 5% de la fundamental).Si es "delgada" es señal de que las pérdidas medidas son inferiores a las pérdidas reales (te desfavorecen como cliente). Evidentemente si la sinusoide es "gorda" la situación es contraria.
Debes estar atento al hecho de que en los tres casos anteriores el valor efectivo de tensión puede ser idéntico. Por ello el voltaje debes medirlo con un voltímetro de valores medios en vez del común de valores efectivos.
El voltímetro de valores medios toma en cuenta la superficie de la sinusoide correspondiente y las lecturas permiten obtener los valores de pérdidas reales.

Frecuencia:
La fuerza electromotriz es E= 4,44 x f x B x Sfe x 10°-7 (V/Espira)

Si la frecuencia varía, p.ejm se aumenta, esto disminuye la inducción en el núcleo ya que e: constante durante el ensayo.

Las pérdidas se cambian con relación a la inducción y potencia al cuadrado y con relación a la frecuencia y potencias en el rango 1,4 a 1,6 en función de la calidad y espesor de las láminas.

Tensión de alimentación: Debe ser constante. Es evidente que si se varía entonces va a disminuir "e" y en consecuencia disminuye el valor de la inducción en el núcleo.

Esos son elementos que durante los ensayos en fábrica deben ser atendidos por el inspector de manera muy atenta ya que un cambio en los parámetros enmascara deficiencias constructivas o de calidad del material del núcleo.

No indicas si el trafo tiene cambiador de tomas. Para el momento del ensayo (antes y despeus9 este debe estar en la posisción que corresponde a la tensión de alimentación. Una posición

distinta modifica los valores de inducción y en consecuencia los valores de pérdidas leídos en el ensayo.

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Lunes, 08 de Octubre de 2001 10:11 p.m.

Carlos: Para responder a tu inquietud, hasta donde pueda, paso a ver renglón por renglón tu correo:

| Hola tengo 29 años soy chileno alumno de pre-grado en
| Ing. Eléctrica, (trabajo y estudio), hace poco que me
| integré a la lista y quisiera solicitar su opinión en lo
| siguiente:
| Trabajo en perforadoras y hay mucho ruido en el
| transformador interior de 80 KVA. que reduce de 6.6 KV. a
| 380 V. tiene como carga principal un equipo de aire
| acondicionado de 18000 BTU.

Supongo que "mucho ruido" significa el ruido característico de chapas de núcleo mal ajustadas, o sea que vibran a 50 Hz.

| Yo postulo las siguientes tesis.
| 1º Defecto en las chapas del núcleo del transformador,
| perdidas en el aislamiento entre chapas.

Las pérdidas en el aislamiento entre chapas te van a general corrientes de Foucault mayores que las normales con el consiguiente aumento de calor, pero no necesariamente ruido, salvo que estén flojas.

| 2º Mala calidad en el aceite de refrigeración.

La calidad del aceite puede incidir en los niveles de aislación a lograr, o en una poco eficiente conducción del calor hacia el exterior, pero sin vinculación con el ruido.

| 3ª Mal ensamblado del conjunto de chapas del transformador.

En un 99 %, esa es la causa del ruido. Habrá que ajustar a fondo las chapas para que no vibren.

| Este transformador tiene poco menos de tres meses y desde su primer día de
| trabajo manifestó exceso de ruido aun estando en vacío.

O sea que ese transformador vino mal ensamblado de fábrica. Y las vibraciones, o sea el ruido, son independientes de la carga. Cuando la carga aumente, puede ser que haya vibración de las espiras de los bobinados, si estamos hablando de un trafo improlijamente montado. Y esa vibración entre espiras, (a mayor corriente circulante, mayor vibración) es la más eficiente causa para que se deteriore pronto la aislación entre espiras. Y entonces el ruido va a ser muy diferente...
Algo así como "puf" :-)

Chau, un saludo. Seguro que alguien te va a dar detalles más precisos que los míos, pero todo lo dicho no anda lejos de la realidad.

Enrique Jaureguialzo
Córdoba, Argentina

2. Mantenimiento y operación de sistemas industriales en delta

Comentario

De: Juvencio Molina
Enviado el: Noviembre de 2001

Hola Jaime, el tema de transformadores es algo bien interesante y me gustaría poder opinar sobre tu inquietud de la mejor manera posible, sin embargo tengo el inconveniente de que tu planteamiento no es explícito y se requieren mayores y mejores datos.

Indicas que tienes el banco con secundario en Delta y haces algunos trabajos en barras. La consulta sobre efectos sobre el equipo y las personas no puede ser objetiva en su respuesta si no conocemos en detalle el alcance de los trabajos.

En principio te digo que cualquier modificación, mantenimiento, inspección o servicio que requieran esos equipos deben hacerse ajustado a lo establecido por el fabricante en su manual de instalación, operación y mantenimiento. Hacerlo de otra manera es exponer el equipo a riesgos no calculados.

En mi caso particular ese sería el camino de acción, tomando en cuenta que se está hablando de un equipo mayor, el cual probablemente al salir de servicio afecte la producción de una planta o un complejo industrial, no conozco cual es el caso.

Otro punto es, si las modificaciones al equipo son requeridas y realizadas dentro del período de garantía estas deben ser supervisadas y aprobadas por el fabricante, de lo contrario es seguro que pierdas la garantía.

Segundo para que se afecte el equipo habría que preguntarse si las modificaciones afectan las condiciones nominales de carga y algo parecido. La afectación al personal no puede ser evaluada sin mayores datos.

Me llama atención el hecho de que el secundario del equipo sea en Delta. Sobre esto creo que podemos escribir algo y me gustaría poder compartir experiencias y comentarios con otros colegas de manera que podamos crecer un poco con las opiniones de cada uno.

Un sistema en delta puede tener efectos sobre los equipos y las personas básicamente porque en caso de fallas a tierra se pueden alcanzar sobretensiones en las fases sanas de hasta un 173% lo cual afecta el aislamiento de equipos, cables y obviamente la seguridad de las personas si el diseño del sistema no contempla las adecuadas protecciones.

Generalmente se trata de protecciones por desbalance de tensiones las cuales no son tan "amigables" porque en el caso de fallas en alimentadores ramales principales las

sobretensiones desbalanceadas afectan a toda la red y es muy difícil establecer detección selectiva y aislamiento eficiente de la falla sin afectar un gran porcentaje o generalmente el 100% de la planta.

Evidentemente los procesos que se manejen en la planta son los que pueden llegar a determinar una filosofía de diseño del sistema eléctrico. Sin embargo te digo que para el caso de sistemas de distribución primarios industriales que alimenten plantas con múltiples cargas prefiero los sistemas en estrella con neutro conectado a tierra. En el caso de cargas dedicadas (grandes motores. pejm.), igualmente prefiero el uso sistemas en estrella con neutro conectado a tierra en la fuente y la carga en estrella con neutro flotante.

No se trata de negar la filosofía de un sistema en Delta, pero se requiere especial cuidado en el diseño y especificaciones de equipos, cableados y protecciones cuando operamos con ellos porque de lo contrario puede llegar a ser inseguro a las personas y las instalaciones, así mismo crear fallas recurrentes en equipos con afectaciones a la continuidad operativa y altos costos de mantenimiento.

Esto último contradice las bondades de un sistema en Delta: Continuidad operativa en el caso de fallas monofásicas y limitación de las corrientes de secuencia cero en el sistema. Gneralmente los costos de los equipos especificados para sistemas en Delta son mayores porque el aislamiento requerido no puede ser reducido y eso hay que pagarlo.

La filosofía delta tuvo su vigencia y razones hace algunas décadas atrás, pero hoy en día son conceptos que se han ido superando principalmente porque la antigua filosofía de que la continuidad operacional estaba por encima de cualquier cosa fue superada por el hecho de que la seguridad a las personas, a las instalaciones y al ambiente está por encima de todo.

Tengo varias experiencias con sistemas en Delta y esas son razones por las cuales me atrevo a afirmar que prefiero los sistemas estrella con neutro a tierra. Adicionalmente la experiencia a nivel mundial también se orienta al uso de sistemas con neutro a tierra.

Te cito ejemplos:

En una planta industrial de la empresa para la cual trabajo existe un sistema en Delta el cual es alimentado por dos pares de transformadores trifásicos de 45 MVA c/u y otro sistema alimentado por dos pares de trafos igualmente trifásicos de 18,75 MVA c/u. El conjunto de transf. es alimentado en 115 KV (AT) y reducen a 13,8 Kv (secundario). Los sistemas distribuyen la energía dentro de la Planta mediante sistemas de líneas aéreas y de cables subterráneos.

Regularmente se presentaban fallas de aislamiento en cables, motores y otros equipos lo cual hacía insegura la operación del sistema y elevaba los costos por reposición y mantenimiento. Aparte están los costos de paradas de planta, los cuales son extremadamente altos porque estamos hablando de una planta que maneja la producción de un campo petrolero que produce 500 MMBls/ dia de petróleo mediano.

La situación obligó a plantearse opciones para resolver el caso y se determinó que la solución era detectar y despejar fallas a tierra del sistema.

Fui designado responsable por el diseño, especificación de equipos, instalación y puesta en servicio de un sistema de transformadores Zig-Zag. Logramos el cometido y actualmente en el

sistema se detectan y despejan de manera oportuna y selectiva, fallas a tierra, se eliminaron las fallas por sobretensiones en el sistema y se pueden usar cables y equipos con aislamientos convencionales de 100%.

Sin embargo, en algunos sistemas principales aun estamos pagando las consecuencias de haber instalado un sistema DELTA sin las debidas consideraciones de diseño. Recientemente tuvimos una falla en elsistema de cables que alimenta un grupo de motores de 10000 HP. La falla fue detectada y despejada de manera selectiva sin afectación al resto de la planta, pero las consecuencias en pérdidas de producción por el paro de los motores son cuantiosas. Evidentemente las sobretensiones que hubo en el sistema antes de la instalación de los ZZ afectó la calidad del aislamiento (el aislamiento de los cables es 100%) y era cuestión de tiempo que se presentaran las fallas. Ya las tenemos encima…

Otra planta, la cual maneja 650 MMPCGD tenía un sistema de distribución de potencia en 480 voltios, configurado en DELTA. No existían detecciones de fallas a tierra y solo disponía de protección por desbalance de tensiones. Existen estadísticas de fallas de aislamiento en equipos, pérdidas de producción por paros de planta las cuales justificaron buscar una solución.

Se decidió cambiar la filosofía del sistema y usar un sistema estrella con neutro sólido a tierra. El cambio implicó instalar nuevos alimentadores desde un CCM (Centro de Control de Motores) principal hasta las cajas de conexión o los arrancadores locales de cada carga de la planta. Durante la puesta en servicio del nuevo sistema este detectó y despejó VEINTE (20) fallas a tierra de tipo monofásico las cuales estaban presentes en el sistema sin ser detectadas. Realmente detectamos una condición de campo minado…

Esas y otras experiencias me han enseñado que diseñar un sistema en delta requiere mucha atención y sin embargo debido a situaciones no controladas, errores en el reemplazo de equipos, etc. se pueden violar de manera muy fácil una buena condición de diseño y empezar a padecer problemas.

Un sistema en estrella es fácil de diseñar, especificar equipos, implementar y coordinar protecciones, es mas seguro a la larga y puedo afirmar sin temor que es mas barato que un sistema en Delta.

3. ¿Cambiar la posición del tap de un transformador afecta el voltaje del primario?

Pregunta

De: Carrasco, Javier
Enviado el: Wednesday, June 08, 2005 6:46 PM

Estimados listeros:
¿Puede ocurrir que al variar la posición del TAP en un Transformador de Potencia, esto afecte (aunque sea una mínima cantidad) el valor de voltaje en el lado de Alta Tensión?
Gracias anticipadas por su respuesta.

Respuesta

De: Juvencio Molina
Enviado el: Thursday, June 09, 2005 10:03 PM

En sistemas radiales el voltaje del lado primario lo determina la fuente, el generador. Es decir el nivel de voltaje y el ángulo de fase lo impone el elemento activo de la red. Un transformador no lo es.

La modificación del cambiador de tomas afecta la magnitud del voltaje secundario ya que este está definido por la potencia servida, es decir por la corriente de carga. Un cambiador de tomas no modifica la fase del voltaje. El control de fase se hace desde la fuente. Existe una aplicación especial que es el uso de reguladores de tensión. Este tipo de transformadores si modifica la fase del voltaje pero sus efectos se ven también hacia el lado de la carga.

Si en un sistema radial existen dos trafos en paralelo con cambiadores en punto de desequilibrio el comportamiento será como el de dos fuentes de voltaje instaladas en serie formado un lazo y en consecuencia existirá corriente circulante en el circuito formado por los dos transformadores, aun en vacío. Sin embargo, en este caso, los efectos hacia la fuente tampoco ocurren.

Si deseas ampliar este aspecto conceptual te remito a que ubiques cualquier libro de análisis de sistemas de potencia. Por ejm el Stevenson.

En Venezuela existe un libro de Análisis de sistemas de Potencia, publicado por el prof. Maulio Rodriguez en el año 1988, el cual en forma muy didáctica explica este y muchos temas más. Lamentablemente no tengo idea de si existe en formato electrónico.

4. Ejemplo de cálculo de transformadores de potencia en paralelo

Pregunta

De: Limber González
Enviado el: Tuesday, June 21, 2005 8:19 PM

Queridos Amigos listeros, acabo de realizar unos cálculos sobre la puesta en servicio en paralelo de dos transformadores de potencia con los siguientes datos.

Potencia Instalada = 8.96 MVA
Potencia Tafo 1 = 3.75 MVA
Poteciancia Trafo 2= 7.5 MVA
Ucc% trafo 1= 5.43
Ucc%trafo 2=6.66

Realizando cálculos para averiguar la impedancia de corto circuito de los dos transformadores se encontró que sale 4.93 %. La distribución de potencia según cálculos es S1 = 3.41 MVA, S2 =5.56 MVA, además de S1 = 90.8%, S2 = 74.09%. Queridos amigos deseo saber si aparte de estos cálculos debo hacer algún otro cálculo adicional considerando que los dos transformadores son de 24.9/6.6 KV y se unirán a una sola barra común, tiene el mismo índice horario que otras consideraciones debo tomar en cuenta para la puesta en servicio, o

definitivamente quizás no se pueda poner en paralelo los trafos. Agradezco de antemano sus comentarios.

Respuesta

De: Juvenal Manzaneda
Enviado el: Wednesday, June 22, 2005 9:23 AM

Considero que las condiciones básicas y necesarias están dadas. Luego de efectuar algunos cálculos (por mi lado), llego a las siguientes conclusiones:

1) Se tiene una capacidad instalada de 11.25 MVA; sin embargo, el reparto de carga (inversamente proporcional a la tensión de cortocircuito), hace que el Trafo 1, tome 4.25 MVA (sobrecargado) y el Trafo 2, tome 7.0 MVA (subcargado).

2) Efectuando un re-calculo, en base al Trafo1 (a plena carga), este tomaría 3.75 MVA y el Trafo 2, tomaría 6.17 MVA (subcargado). De modo que al BANCO EN PARALELO se podría cargar **hasta un límite 9.92 MVA**.

NOTA: Se podría complementar con un análisis de pérdidas, rendimiento máximo, etc.

He aquí algunas consideraciones, con relación a las condiciones recomendables para la puesta en paralelo

a) Igual relación de transformación en vacío (k)

$$k_1 = k_2 = k_3 = ... = k_n$$

Sin embargo, esta condición tiene un valor tolerable, tal que evite la creación de corrientes de compensación peligrosas; es decir, las ligeras diferencias en la relación de transformación no afectan seriamente en el funcionamiento de transformadores en paralelo. Se debe verificar mediante la siguiente relación:

$$\frac{k_1 - k_2}{\frac{k_1 + k_2}{2}} \leq 0.005$$

b) Igual tensión de cortocircuito

$$\upsilon_{cc_A} = \upsilon_{cc_B} = \upsilon_{cc_C} = ... = \upsilon_{cc_N}$$

En efecto, el transformador con menor *tensión de cortocircuito*, se carga más y propensa a sobrecargarse. En la práctica, se tolera una diferencia entre las tensiones de cortocircuito de hasta un 10%.

c) Igual sucesión de fases

Esta condición es necesaria cuando se trata con transformadores trifásicos. En efecto, en el devanado secundario debe existir igual secuencia de fases y coincidencia en los desfases, decir deben corresponder a uno de los grupos de conexión (A, B, C o D).

5. Problema con arrollado de transformador de una máquina de soldar

Pregunta

De: Juan Miguel Nava
Enviado el: Tuesday, October 09, 2001 7:56 AM

Hola:

Espero que alguien me pueda ayudar con un problema que tengo con un transformador de una máquina de soldar. En la máquina se quemó una fase, el primario y el secundario están conectados en estrella y se embobino la fase quemada, el primer problema se presentó con el espesor del secundario y el material del mismo, originalmente estaba embobinado con aluminio, como no es fácil encontrar aluminio se instaló alambre magneto de cobre pero 4 para igualar la capacidad al de aluminio, una vez terminado el trabajo se puso a funcionar y se calienta demasiado el núcleo de esa bobina.

Respuestas

De: Carlos Stürtze
Enviado el: Martes, 09 de Octubre de 2001 02:53 a.m.

Juan:

El asunto que planteas es bastante habitual y vamos a tratar de darle solución.

Inicialmente, se te averió una bobina del transformador. Salvo que se tratase de un cortocircuito entre espiras no existe inicialmente ningún motivo interno para que una bobina se queme y las otras no. Por lo tanto, antes de seguir hubiera sido conveniente asegurarse de que no había más averías en el circuito de salida del transformador (hablas de una máquina de soldar lo que me hace pensar que lleva un rectificador a la salida puesto que sino no dispondríamos de 2 polos de trabajo pinza-masa directamente de la salida del transformador).

Por lo que a la reparación se refiere, si puede ocurrir que, al rebobinar con un material diferente, no consigas que las bobinas sean físicamente semejantes, ni que las resistencias de los devanados sean similares, pero no creo que este sea el motivo del sobrecalentamiento del núcleo del que hablas. Más bien me inclino a pensar que el desequilibrio lo provoca la carga. Vamos a ver que dicen los libros (Transformadores-Enrique Ras) sobre las cargas desequilibradas en las conexiones estrella/estrella:
- Al no estar compensados los amperios-vueltas de cada columna, se originan unos flujos alternos homopolares que, al pulsar a un tiempo, no tiene retorno por el circuito magnético del núcleo y tienen que pasar por los conductores, aislantes, etc. provocando calentamientos locales.
- La corriente (carga), en una sola fase, del secundario se traduce en cargas repartidas, pero no equilibradas, en el primario (un sistema directo más otro inverso, pero ninguno homopolar, a pesar de que la carga del secundario lo tiene).
- Surge un traslado de neutro que desequilibra las tensiones simples.

Con el fin de evitar el desequilibrio de tensiones, se recomienda no emplear esta clase de transformadores en aquellos casos en que son de prever desequilibrios (fase-neutro) en las cargas. Como dato práctico, de orientación, se suele recomendar el uso del transformador estrella/estrella cuando el desequilibrio de la carga (fase neutro) no se prevé superior al 10% de la intensidad nominal.

Hasta aquí la teoría.

Pienso que deberías leer las corrientes de las fases del secundario en carga y las tensiones fase/neutro del secundario y actuar en consecuencia, ya que los problemas se apuntan por ahí.

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 09 de Octubre de 2001 01:35 p.m.

Juan:
Basado en lo que planteas este problema tiene de largo como de ancho veamos

1.- Un Trafo Trifásico su naturaleza de falla típicamente son trifásicas a no ser que su carga no lo sea; en tu caso es muy factible que al utilizar un soldador corriente en DC uno de estos diodos falle e inyecte corrientes DC en el secundario del trafo generando calentamiento y posterior daño de la bobina en mención esto es una posibilidad grande, en muchas ocasiones se utilizan puentes controlados o semicontrolados, cuando son los primeros en cada fase hay dos SCR o si son los segundos utilizan un conjunto de diodo y SCR como el control es por fase es factible que se dañe algo de este conjunto y genere una falla como la que tienes, en todo sistema que utilice diodos o SCR's lo más complejo es detectar el fallo de un diodo o scr.

2.- En el concepto de la reparación se cometió un "pequeñito error", cuando decides cambiar el Aluminio por Cobre se genera un error que puede ser grave a saber:

a.- La resistencia interna por metro o kilómetro del cobre es muy diferente a la del aluminio, es más aun la del cobre es mucho menor a la del Aluminio por lo tanto hay que analizar este parámetro mucho antes de hacer solo el cambio por espesor.

b.- Cuando se calcula el área del núcleo o el número de espiras se tiene encuentra un parámetro que es la Densidad de Corriente que viene expresada en amperios por centímetro cuadrado e incide en proporción directa al área final del núcleo como al número de espiras por bobina.

c.- Otra cosa importante debes recordar que en el funcionamiento de un soldador el transformador actúa como una fuente de corriente que entrega lo que se calcula si por un error se aumenta el conductor la corriente aumenta y es casi exponencial, por lo tanto la corriente que debe entregar el Trafo al soldador es la máxima corriente en DC multiplicada por la raíz cuadrada de dos y con un factor de seguridad del 30% en promedio con este valor puedes detectar el numero de conductor a utilizar.

Para concluir lo que plantea Carlos es lo correcto y también es aplicable para este caso y la recomendación del libro de Raas es ideal, otro libro importante es el de "Circuitos magnéticos y transformadores" del MIT es muy bueno, por otro lado te recomiendo mejor bobinar el trafo totalmente con cobre por salud mental es mejor.

6. Valores aceptables de rigidez de aceite de transformadores

Pregunta

De: Paúl
Enviado el: Miércoles, 13 de Marzo de 2002

¿Alguien sabe cual es la rigidez dieléctrica del aceite de los trasformadores aceptable y cuando se debe cambiar?

Muchas gracias. Saludos para todos.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 13 de Marzo de 2002

Paúl, 30 kV es un buen número para aceites dieléctricos de origen mineral (de hidrocarburos), los cuales han estado en servicio y han sido regenerados. Un valor por debajo de ese ya debe ser revisado con un criterio científico (Tomar muestras y hacer pruebas de cromatografías de gases, punto de rocío en el equipo, etc.). En mis casos de aplicaciones, bajo ninguna circunstancia, acepto valores de rigidez dieléctrica del aceite por debajo de los 30 kV.

Para aceites nuevos el valor debería estar rondando los 40 - 45 kV. Los valores que te menciono son definidos por la norma ASTM D877-87.

Para los efectos prácticos y como excelente apoyo te sugiero que consultes la norma ANSI/IEEE C-57.93 " Guide for Installation of Liquid Inmmersed Power Transformers".

Para el cambio del aceite no existen recetas de cocina. Sin embargo cambiar el aceite es el punto extremo. Previo debes hacer análisis cromatográficos de manera que sean ellos los que te determinen el grado de deterioro y presencia de humedad en el aceite.

Solo con esa información es que se pueden tomar decisiones. Regenerar el aceite o en caso extremo cambiarlo.

De: Jorge Carrera
Enviado el: Miércoles, 13 de Marzo de 2002 11:32 a.m.

Paúl: el valor mínimo para rigidez dieléctrica lo consideramos como 29 KV, bajo este valor se requiere un análisis detallado del aceite.

Para tomar la resolución de realizar el cambio o tratamiento de aceite se deben realizar pruebas al aceite, tales como: Análisis físico químico, prueba del factor de potencia del aceite, cromatografía de gases, determinación de furanos. Luego de realizar el análisis de los resultados obtenidos se podrá tomar la mejor decisión.

De: Juan Carlos Olivares
Enviado el: Miércoles, 13 de Marzo de 2002 04:43 p.m.

En México se tiene lo siguiente:

El valor mínimo de rigidez dieléctrica es de 28 kV para electrodos semiesféricos (1.02 mm) y de 30 kV para electrodos planos (2.54 mm) de acuerdo a la NMX-J-123-ANCE-2001 (aceites minerales aislantes para transformadores).

En la práctica, cuando se hace la prueba de rigidez dieléctrica al aceite nuevo puedo llegar a ser 40 kV o un poco mas, antes de combinarlo con el elemento activo del transformador. Este valor es bueno, cuando se recibe el aceite por el almacén de los fabricantes de transformadores.

Con respecto al valor mínimo, depende de los riesgos que quieras correr con tu transformador, pero un valor menos de 20 kV representa riesgos altos.

Saludos,
Juan Carlos Olivares
CINVESTAV, México

7. Pérdidas en los transformadores subcargados

Pregunta

De: gperezm@ute.com.uy
Enviado el: Tuesday, March 12, 2002 10:18 AM

Hola que tal? Tengo la siguiente duda puntual:
He escuchado que los transformadores subcargados, poseen mayores perdidas que los transformadores trabajando a plena carga. ¿A qué se debe eso? ¿Es que se refiere a perdidas en porcentaje?
Desde ya muchas gracias.

Respuesta

De: Jair Aguado
Enviado el: Martes, 12 de Marzo, 2002 14:05:53

Cuando un trafo trabaja a media carga se incrementan las perdidas, debido a que el trafo se comporta a bajas cargas como una carga altamente inductiva, es decir el factor de potencia se reduce, otro fenómeno presente en los trafos a media carga es que posibilitan el surgimiento de un fenómeno muy complejo y dañino que son la ferroresonancia, por el motivo arriba mencionado generado en bornes altas tensiones.

8. Vida útil de transformadores de distribución

Pregunta

De: Luis Gutierrez U.
Enviado el: Jueves, 10 de Octubre de 2002 12:27 p.m.

Srs:

Si alguno de uds. tiene información o plantear sus comentarios respecto a la vida útil de los transformadores de distribución, agradeceré me lo hagan llegar.

Respuesta

De: Sergio Gudiño
Enviado el: Viernes, 11 de Octubre, 2002 00:20

Estimado Luis: Este tipo de máquinas tienen una variada vida Útil y es de acuerdo a como la utilizas y con la periodicidad con que le realizas las revisiones de carga eléctrica, índice de polarización, análisis de aceite, como acidez, rigidez dieléctrica, contenido de humedad o cromatografía de gases disueltos para determinar si tienen fugas internas. Además, revisiones de perdidas de aceite y tratar de neutralizarlas lo mas rápido posible. También tener en cuenta la revisión periódica de los deshidratadores y la renovación del contenido de SilicaGel o elemento que utilicen para el secado del aire.

Todos estos y algunos más que los amigos de la lista aportarán son los ítems primarios para lograr una vida prolongada de estas máquinas. Es importante que algunas de estas cosas se descartan y son directamente proporcionales a la potencia de los mismos, si son de una potencia considerable es posible que le puedas realizar otras cosas también.

Un transformador de distribución tiene aproximadamente sin inconvenientes de 10 a 15 años sin tocar, con mantenimientos mínimos.

9. Defasamiento entre el primario y secundario de transformadores Delta-Estrella

Pregunta

De: Hugo Alejandro Boggi
Enviado el: Martes, 13 de Agosto de 2002 10:30 p.m.

Amigos listeros:

Deseo hacer una consulta elemental sobre unas dudas que tengo con respecto a la conexión Y-D de un transformador trifásico. Segun la literatura referida al tema se dice que la tensión primaria de línea a neutro, por ejemplo de la fase A, adelanta 30º con respecto a la correspondiente tensión secundaria (también de línea a neutro, fase a). La duda es la siguiente ¿También se produce el mismo adelanto si la conexión es D-Y?

Si alguien puede responderme estaré muy agradecido.

Sería bueno saber también si alguien conoce direcciones de Internet donde se pueda recabar información sobre el tema de transformadores trifásicos (y su modelado con diferentes formas de conexión) actuando en sistemas de potencia

Muchas gracias

De: Héctor Arellano
Enviado el: Miércoles, 14 de Agosto de 2002 11:09 a.m.

Estimado Hugo, hace algún tiempo, también tuve la misma duda que tu y al inverstigar encontré lo siguiente:

El defasamiento en tensiones de 30° en adelanto del primario respecto al secundario, se obtiene por la conexión de las bobinas monofásicas en el primario ó en el secundario al formar la delta.

Normalmente el defasamiento entre ambos devanados es de 30° y el primario esta adelante respecto del secundario, sin embargo, no siempre es así, es decir, puedo tener un Transformador de potencia con un defasamiento de 60° entre las tensiones primarias y secundarias, pero esto es solo para aplicaciones muy especiales como en grandes rectificadores. Lo cierto es mi poca experiencia me dice que para aplicaciones normales, el defasamiento debe ser de 30°. Por otro lado, las normas internacionales referidas a transformadores de potencia te indican que el defasamiento debe ser de 30° (El primario o la alta tensión, adelante respecto del secundario o baja tensión) en conexiones Delta- Estrella y Estrella-Delta. Para conexiones Delta-Delta el defasameinto debe ser 0°.

Te escribo textualmente lo que dice la norma ANSI C57.12.10

5.6.2 Angular displacement

The angular displacement between high-voltage and low-voltage terminal voltages of three-phase transfomers with Delta-delta Connections shall be 0°.

The angular displacement between high-voltage and low-voltage terminal voltages of three-phase transfomers with Delta-star o Star -delta Connections shall be 30°, with de low voltage lagging the high voltage.

De: Boris Muñoz Arce
Enviado el: Lunes, 19 de Agosto de 2002 03:46 p.m.

Sr. Boggi:

En un transformador delta estrella, existen dos formas de cerrar el triángulo y dos formas de crear el neutro. Por ejemplo si denominamos a los principios de bobina con las letras a,b y c y sus finales a´, b´y c´ se puede unir los extremos abc para crear el neutro o en su defecto los bornes a´, b´y c´.

De igual manera, en el lado delta se puede unir el extremo A de una bobina con el extremo C´, el lado A´ con B y el lado B´ con C, de tal manera que se tiene cuatro posibilidades de desfase entre la tensión primaria de línea a neutro con respecto a la correspondiente tensión secundaria:

+/- 30 ° y +/- 150° que en términos horarios se denota como 1, 5, 7 y 11

El concepto de índices horarios o índices de desfase se refiere a múltiplos de 30 ° (es decir se adopta como unidad el ángulo de 30°) de tal manera que en el caso de que el desfase sea 30° el índice horario será 1 (30/30) y por el contrario si es - 30° o +330 que es lo mismo (360-30=330) se tiene 330/30 = 11, se dice que el índice es 11.

En principio parece un poco confuso pero si Ud. ubica el vector primario (fase a tierra o tensión simple) indicando las 12 en punto de un reloj, la posición que adopte el vector secundario (también de fase tierra) indicará el índice horario, mismo que multiplicado por 30 le proporcionará el desfase entre ambos.

Note que digo desfase sin aclarar que el vector adelanta o retrasa, estos es, respondiendo a su consulta, que si tomamos al vector del lado AT como referencia y se "observa" que el vector AN (tensión fase tierra del lado AT) adelanta al correspondiente vector an del lado BT en 30 ° , cuando tomamos como referencia el vector an, su correspondiente vector AN retrasará 30 °. Por lo anterior ES CONVENIENTE HABLAR DE DESFASE Y NO NECESARIAMENTE DE ADELANTOS O RETRASOS, PUESTO QUE TODO DEPENDE DE QUE LADO SE TOME COMO REFERENCIA, ES MÁS, SI EN LUGAR DE APLICAR AL TRANSFORMADOR UN SISTEMA DIRECTO DE TENSIONES ABC, SE ALIMENTA CON UN SISTEMA INVERSO ACB EL DESFASE CAMBIA DE SIGNO (+/-30 PASA A -/+30, HORARIAMENTE PASA DE 11 A 1

En el trafo con índice Dy11 (desfase de 330 ° o - 30°) el lado de conexión estrella ha sido unido de igual manera que en el trafo de conexión Dy1 (+30°), con la diferencia de que la delta fue unida de manera diferente

De igual manera, dos trafos con la delta formada de la misma manera pero que la estrella de uno de ellos ha unido principio de bobinas y la otra ha unido finales de bobina, tendrán desfases de + 150 o -150 es decir índices 150=30 = 5 y 360-150 = 210=30 = 7 respectivamente

Para analizar este tema es mejor dibujar el diagrama vectorial de los vectores que representan las tensiones simples y compuestas del lado AT y también del lado BT, luego superponer ambos diagramas de tal manera que el vector fase tierra del lado AT indique las 12 en punto y según la posición del vector de tensión fase tierra del lado BT, que puede estar en la una en punto, cinco en punto, siete en punto u once en punto, se evidenciará el índice que multiplicado por 30 grados determinará el desfase

Saludos cordiales

Boris Muñoz Arce
Cochabamba - Bolivia

10. Transformadores de 60 Hz funcionando a 50 Hz – Saturación del núcleo de un transformador

Pregunta

De: jpereztr@wanadoo.es
Enviado el: Martes, 17 de Septiembre de 2002 10:46 a.m.

Un día escuche a unos ingeniero que querían importar transformadores de estados unidos para ponerlos a funcionar aquí en España en una zona donde todas la viviendas tenían la tarifa nocturna (es decir que durante 8 horas por la noche conectan sus acumuladores de calor para

cargarse) con la idea de que según los ensayos de las normas ANSI, se pueden sobre cargar los transformadores en un porcentaje que no recuerdo durante un tiempo relativamente largo.

Ellos lo que pretendian que se esas especificaciones de las normas ANSI, prácticamente coincidieran con la demanda de energía en las horas puntas de carga de los acumuladores, pudiendo instalar transformadores de menor potencia que si lo hacían instalando transformadores europeos ... . y yo me pregunto: Cómo afecta a un transformador diseñado para funcionar a 60 Hz el hecho de instalarlo a 50Hz. Si ese experimento comentado hubiera sido acertado (En el limite) a una frecuencia de 60Hz, el hecho de instalarlo a 50 le perjudicaría (se quemarían) o le beneficiaría (se alejaría de ese limite).

Todo esto que comento es de oídas... y como digo hace tiempo y no recuerdo muy bien los términos, pero me gustaría que comentasen algo sobre la diferencia de conectar transformadores a frecuencias diferentes para las que fueron diseñados.

Un saludo y gracias...

Respuestas

De: Juan Carlos Olivares
Enviado el: Martes, 17 de Septiembre de 2002 03:06 p.m.

Estimado José,

Si se incrementa la frecuencia del transformador (de 50 a 60 Hz) conservando los mismos voltajes originales de los devanados, la densidad de flujo magnéticos se reduce .Las pérdidas en el núcleo se reducen, ya que son directamente proporcional a la frecuencia y a la densidad de flujo magnético al cuadrado. Al disminuir la densidad de flujo magnético, la corriente de excitación se reduce.

Finalmente, lo anterior permite la posibilidad de aumentar la capacidad del transformador. Pero esto es dicho de una manera teórica, habría falta hacer las mediciones y/o los cálculos respectivos con un transformador real.

Un razonamiento similar se puede hacer para el caso de reducir la frecuencia de 60 Hz a 50 Hz.

Yo también estoy interesado en saber si alguien tiene evidencias reales de los comentarios que haga en este e-mail.

Saludos,

Juan C. Olivares
CINVESTAV, Guadalajara, México

De: CARLOS DOMINGO
Enviado el: Martes, 17 de Septiembre de 2002 06:56 a.m.

Estimado amigo José:

El hecho de utilizar una máquina eléctrica a una frecuencia distinta a la de diseño (en este caso un transformador puede considerarse como una máquina "estática"), afecta fundamentalmente

la saturación del núcleo magnetizante. Al ser diseñado el transformador para trabajar a 60 hz y usarlo a una frecuencia inferior evidentemente mejorará las pérdidas por histéresis pudiendo ser que se le pueda extraer un poco mas de potencia pero en un porcentaje creo que muy bajo. Por otra parte el límite de potencia que se le puede extraer a un transformador tiene que ver más con las pérdidas joule que con las pérdidas por saturación del núcleo. Bajo este concepto, la limitante es la cantidad de corriente que puedan manejar los devanados de alta y baja tensión. En general un transformador puede trabajar hasta con un 20% de sobrecarga por un período relativamente largo, pero esto acortará su vida útil, ya que el aislamiento de los devanados se envejece aceleradamente.

De todas formas creo tener algún artículo al respecto, voy a buscarlo y gustosamente te lo remitiré.

Saludos,
Carlos Domingo
Caracas, Venezuela.

De: Marcelo Hinojosa Torrico
Enviado el: Martes, 17 de Septiembre de 2002 04:06 p.m.

José:

Primero explicarte que el cambio de frecuencia para un transformador es muy importante, la ecuación de densidad de flujo magnético B=4.4ffNI...(etc) depende de la frecuencia (f), al estar el transformador diseñado para una frecuencia mayor (60 Hz) y trabajar a una frecuencia menor (50Hz) hace que para producir la misma cantidad de flujo que inducirá una diferencia de potencial fijada por la relación de transformación en el secundario, se deben incrementar las líneas de campo magnético (incrementando el flujo) a través del núcleo magnético, por consiguiente un mayor calentamiento del núcleo, aumentando las pérdidas en el hierro (Pérdidas en vacío).

Desde el punto de vista de sobrecarga, disminuyes su límite de trabajo.

Las normas de sobrecarga de trafos IEC-354 y la ANSI/IEEE C57.91.1995 mencionan la necesidad de cuidar la correspondencia de frecuencia y regulación por voltaje (en tanto por ciento del gradiente de regulación).

La sobrecarga de un transformador está íntimamente relacionada con la temperatura del punto más caliente de los devanados (HotSpot) y la temperatura de la superficie del aceite de la parte superior (top oil). Al incrementarse las pérdidas (pérdidas en el hierro), aumentas el calentamiento y por lo tanto el porcentaje de sobrecarga debe disminuirse para garantizar la vida útil del aislamiento del transformador.

Espero que te sirva de algo.

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Jueves, 19 de Septiembre de 2002 12:12 a.m.

Amigos listeros:

He leído los comentarios acertados de los colegas y no puedo dejar de aportar en esto que me agrada y conozco de mucho tiempo.

Un transformador diseñado para 60 Hz, al ser alimentado con 50 Hz y con los mismos voltajes de placa o nominales de origen, lo único que enfrenta es una mayor densidad de flujo magnético en su núcleo (una mayor inducción) con las connotaciones obvias que eso implica.

Es decir una mayor perdida en el Fe (manifiesta a primera vista en una mayor corriente en vacío), y probablemente una deformación de la onda, o al menos una mayor presencia de 3er 5to armónico. Es decir un estado de trabajo más cercano a la saturación. Esto resulta como si al equipo se le estuviese alimentando con una tensión de alrededor de 20% superior a su nominal, trabajando el mismo en su frecuencia de diseño. El efecto es prácticamente el mismo, lo que se entiende viendo la formulita que alguien mostró.

A objetos prácticos, la potencia del equipo definitivamente se ve limitada por el grosor de los conductores de sus bobinas y por su circuito térmico en general.

Creo que hacer lo que se proponía, no redundara en aprovechar una potencia por sobrecarga permitida, sino que se correrá el riesgo de tener un transformador además de "aceptablemente sobrecargado", con una dudosa forma de onda y una corriente de vacío poco aceptable.

Como referencia de diseño les cuento que el circuito magnético de un transformador se calcula a cerca de 1.65 Tesla. Si un núcleo diseñado para 60 Hz trabaja a 50 Hz la inducción sube prácticamente en la proporción de 60/50, lo que significa que el núcleo trabajara a 1.98 T, y les puedo asegurar que se saturara o al menos no trabajara correctamente para el gusto de cualquier cristiano. Lo se, lo he calculado y lo he probado en lab.

El hacer lo contrario, es decir un diseño original de 50 Hz hacerlo funcionar en 60 Hz (a igualdad de voltajes) resulta mejor y redunda en sobredimensión magnética.

Si alguien le interesa le cuento lo que pasa cuando se trabaja por ej. a 200 Hz y las pruebas que por norma se realizan en esas condiciones.

Gustavo Urioste

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Domingo, 22 de Septiembre de 2002 04:45 p.m.

Estimados compañeros listeros:

He recibido varios emails en relación a los comentarios que hice sobre el caso de transformadores diseñados originalmente para 60 Hz y trabajando en 50 Hz.

Para comenzar agradezco sus gratas apreciaciones conceptuosas en relación a mi conocimiento del tema y mis comentarios. Espero no defraudarles.

En realidad aunque hace años que estoy en transformadores nunca se termina de aprender en esto como en todo. Y no solo ratifico aquello de que nadie es dueño de la verdad, sino que además les advierto que como todo ingeniero también tengo mis dudas y naturales lagunas.

Entrando en este aspecto –sin pretender lo magistral ni intentar esbozar un artículo de inmaculada redacción-, encarando de manera sencilla este tema tan bonito y tratando de responder a las diversas consultas que cordialmente me han planteado; les comentaré la cuestión de fondo que en realidad en esto es el fenómeno de saturación de un núcleo de transformador. Lo de ir de 60 a 50 o a la inversa, es cuestión de seguir correctamente el desarrollo del fenómeno mencionado.

La saturación en un trafo. se evidencia de la manera mas simple subiendo la tensión de alimentación en el mismo.

Un bonito experimento: ¡Saturemos un núcleo!

Pongamos el caso dc un simple transformador de 220 a 110 V (monofásico). Si subimos la tensión de alimentación de 220 a 260 V (por ejemplo) y así sucesivamente, veremos que la corriente de vacío sube. Y lo hace gradualmente. Nos parecerá en un principio que la suba es lineal pero no es así, pues como sabemos la curva de saturación de un núcleo no lo es.

Para aclarar conceptos: al subir la tensión de alimentación, se incrementa –en la misma proporción- la inducción o densidad de flujo magnético, pues tenemos una sección de núcleo que no varía (es el mismo núcleo que en realidad ya esta construido y estamos probando), y este esta "tratando" de conducir un flujo magnético que va In Crescendo, en nuestro "experimento casero".

Por ello es muy entendible hablar de un fenómeno que llamamos "saturación", estado al que se llegará de a poco con un flujo creciente y manifiesto a través de una corriente de vacío creciente, que llega a la exageración y puede ocasionar el colapso de la bobina. En este proceso el poder inductivo del devanado va desapareciendo y –como hemos dicho- la corriente de vacío (magnetización) "se dispara". La forma de onda tiende a volverse cuadrada y obviamente se enriquece con los armónicos (3ro, 5to.)

Pero, ¿Qué pasará en el secundario de nuestro transformador 220 – 110 V?

Bueno, en el secundario (alimentado el primario con 220 V a un inicio) tendremos los 110 V y a medida que sube la tensión primaria, la secundaria –al principio- sube proporcionalmente, pero al comenzar el proceso de saturación "de lleno" ya no sube mas, y tiende a "estancarse". La mencionada deformación de onda también se manifiesta.

Este principio lo utilizan algunos estabilizadores (de núcleo saturado) y los reactores saturables para diverso uso (Transductores, Amplificadores magnéticos, etc.). Por ello muchos de esos equipos requieren de un sistema de correccion de forma de onda (filtraje).

Creo que esto ilustra –aunque de manera brevísima, informal y practica- con claridad el fenómeno de saturación que es muy importante, util y complejo.

Juguemos con la frecuencia:

Como sabemos de la formulita universal del electromagnetismo (de máquinas), el subir la tensión (a frecuencia constante. y con un núcleo construido o sea con una sección de núcleo dada y constante) resulta lo mismo que bajar la frecuencia a tensión constante en el mismo núcleo construido. Es decir que en ambos casos sube la inducción magnética.

Entonces y en consecuencia, si bajamos la frecuencia (alimentando con 220 V el primario) entramos de a poco en el estado de saturación, anteriormente mencionado. Y a frecuencia muy baja el núcleo estará totalmente (o casi) saturado y el poder inductivo de la bobina será despreciable, lo que tiene total lógica pues prácticamente seria como hablar de una alimentación en DC, universo eléctrico en que idealmente no aparecen las inductancias y el transformador no funciona como tal.

¿Qué pasará cuando subo la frecuencia a un núcleo construido?

Lo que pasa es el fenómeno inverso. El núcleo queda sobredimensionado pues inducción de trabajo baja en esa proporción. Seria lo mismo que bajar la tensión de alimentación a frecuencia constante en el mismo núcleo.

Así con todo esto podemos decir que no hay problema en alimentar con 60 Hz un transformador originalmente diseñado para 50 Hz (respetando voltajes nominales, claro esta); pero lo contrario (trafo. original de 60 Hz alimentado con 50 Hz) no es recomendable en virtud de la potencial saturación del núcleo.

¿Alimentación con frecuencias relativamente elevadas?

En mi comentario les dije que les informaría que pasa con un núcleo diseñado para 50 Hz cuando se lo alimenta a 200 Hz.

Pues bien, en los transformadores de distribución hay una prueba de rutina que es la más dura: se llama Ensayo de Tensión Inducida. Esta prueba de rutina consiste en solicitar a los devanados del equipo con el doble de tensión de alimentación, a objeto de que se ponga a prueba la aislación espira-espira y la aislación Capa-capa, con un factor de seguridad de prácticamente 2.

Habiendo hecho y entendido el experimento casero que les sugerí, vemos que si hacemos esta prueba "así nomas", los trafos. se quemarían pues la corriente de vacío se dispararía y Kaputt!

Por ello es que en ese ensayo (normalizado por la IEC, entre todas las otras normas internacionales) se debe subir la frecuencia de alimentación. Y se lo hace a 150 o a 200 Hz. De esa manera nos aseguramos que el núcleo no se saturará y podemos tranquilamente subir la tensión de alimentación sin problema y determinar si el equipo pasa o no esa prueba, que en realidad puede ser destructiva. Pero además al aplicarse "alta frecuencia" se acentúa el efecto corona y se prueba también la respuesta del equipo ante ese fenómeno (aunque esa no es su finalidad. Como diríamos en Bolivia solo es una yapa...)

¿Una "pruebita" en Lab.?

Para concluir y dando respuesta a otro colega de la lista, me tome el trabajo de probar un trafo que estaba saliendo en nuestra Fabrica (Inds. Electromatic – Santa Cruz Bolivia). El bicho es de 700 KVA 24.9 KV - 400/231 V.

Bueno, además de haberle hecho todas sus pruebas de rutina y particularmente el Test de Inducida, lo alimentamos con 400 V - 50 Hz. por el lado de bajo voltaje (un ensayo en vacío). La corriente en vacío nos dio un valor medio de 24 A. Luego subimos la frecuencia a 200 Hz

con la misma tensión de alimentación (400 V) . Y saben que paso? La corriente de vacío lógicamente bajó, y lo hizo a cerca de 1 A. Son datos de Lab., “recién salidos del horno”.

Bueno no me quiero re-extender mas en esto, les pido disculpas por abusar y espero les sirva de algo.

Cordialmente,

Gustavo Urioste

11. Transformadores con factor “k”

Pregunta

De: Henry Espinoza
Enviado el: Viernes, 11 de Octubre de 2002 12:17 p.m.

Amigos listeros:

Si alguno de ustedes tiene información sobre transformadores con factor K, su funcionamiento, así como sus ventajas y desventajas; además algo sobre la saturación de transformadores por la presencia de las componentes de continua y armónicos, por favor proporcionarme que estaré muy agradecido.

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 15 de Octubre de 2002 03:28 p.m.

Norman cordial saludo el dicho y tan mentado (como la madre) factor K del que te hablan es un índice adimencional que se utiliza para dimensionar transformadores que trabajen en ambientes armónicos, por ejemplo si tengo ya el transformador multiplico este factor por la potencia del trafo y el resultante (obviamente es mas pequeño en potencia) será la nueva máxima potencia a trabajar del transformador, si el bicho va ha ser instalado se divide (obviamente me da mayor potencia) por este factor y la nueva potencia es la capacidad del trafo a colocar, esto se aplica mas que todo a transformadores tipo seco de bajas potencias (lo que significa que cualquier trafo puede incluirse en un momento dado el factor).

Lo que han hecho varios fabricantes es optimizar el proceso de construcción de los transformadores teniendo en cuenta la orientación del grano de la lamina, los mecanismos de sujeción y la disposición en general constructiva del mismo, en pocas palabras es asegurar una buena lamina de silicio y es todo.

Hace unos años atrás compre varios de una reconocida marca y realmente salieron muy costosos.

Por ultimo estos trafos lo que hacen es reducir el posible calentamiento surgido por los armónicos y las corrientes dc, esto NO significa que con ellos se este eliminando armónicos ni siquiera atenuando (bueno en algo pero no mucho), hay que tener en cuenta esto ultimo.

12. Las sobrecargas de los transformadores afectan la vida útil de su aislamiento

Pregunta

De: PABLO ACUÑA
Enviado el: Viernes, 29 de Agosto de 2003

Amigos, estoy realizando estudios referente a la sobrecarga en transformadores sin perjudicar la vida del aislamiento. Agradecería bastante si alguien tuviera las normas respectivas:
CEI publicación 354 ANSI/IEEE C57.91-1995

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 29 de Agosto de 2003 07:57 p.m.

Pablo… Por favor déjame entender...

Dices en tu nota que realizas estudios de sobrecarga en transformadores sin perjudicar la vida del aislamiento? Sería interesante que nos aclares un poco esa base de estudio...

Hasta donde se y conozco toda sobrecarga afecta la vida del aislamiento lo que sucede es que dependiendo del tiempo de duración de la sobrecarga y de las características de diseño del equipo la afectación puede ser mayor o menor.

Incluso la carga nominal afecta la vida del aislamiento solo que en un tiempo que corresponde a la vida útil de diseño del equipo.

La mejor guía para determinar la condición y la afectación de vida actual del aislamiento la determina la partida de nacimiento del equipo cuando se efectúan los ensayos de calentamiento y las condiciones de carga en su vida útil. Sucede que muchas veces no se dispone de esta información porque estas pruebas no son de rutina pero a pedido del cliente los fabricantes proporcionan las curvas de origen de sus prototipos.

Por favor aclara un poco lo de tu estudio…

13. Pruebas de diagnóstico realizadas a transformadores para determinar el envejecimiento de su aislamiento (análisis de contenidos furánicos)

Pregunta

De: JOSE M. BURBANO ORDOÑEZ
Enviado el: Martes, 24 de Febrero de 2004 11:25 p.m.

Colegas de la lista, reciban un cordial saludo.

Bueno, en este momento estoy consiguiendo información acerca de las pruebas o métodos más confiables para tratar de establecer la vida útil de los aislamientos de un transformador sea de distribución o de potencia.

En medio de la búsqueda he encontrado algo sobre una prueba de la cual no se exactamente su denominación pero creo que es "De Furanos". Hasta donde he oído la emplean mucho las empresas de energía del Canadá para determinar la vida útil de sus transformadores y decidir si vale la pena efectuar mantenimiento o no. La prueba, según lo oído, se efectuaba sobre pequeñas muestras del papel. Otras veces he oído que se hace al aceite para determinar la cantidad de furanos diluidos o presentes en este.

Como podrán darse cuenta, no tengo mucha información al respecto y aquí es donde va mi solicitud a los colegas: Si alguien tiene o posee información sobre este tema, o sabe donde encontrarlo, por favor espero sus noticias.

Anticipo mis sinceros agradecimientos a todos los que puedan ayudarme en este tema.

Cordial saludo a todos los colegas miembros de la lista.

Ing. José M. Burbano Ordóñez
Bogotá, Colombia

Respuesta

De: Boris Muñoz Arce
Enviado el: Miércoles, 25 de Febrero de 2004 10:30 a.m.

Señor Burbano:

Las pruebas de diagnóstico en trafos se utilizan para estimar su condición o el envejecimiento efectivo. Entre los parámetros de control del envejecimiento del aislamiento sólido podemos mencionar:

Gases disueltos
Grado de polimerización del papel
Compuestos furánicos
Contenido de agua
Temperatura de devanados y de aceite

El papel Kraft y el cartón conforman el aislamiento sólido de los trafos, siendo la molécula de celulosa el constituyente básico de éste.

La celulosa es un polímero encontrado en las plantas, la cuál está formada por un gran número de unidades moleculares de glucosa. La longitud de la molécula o el número de unidades de glucosa unidas entre sí determina la fortaleza mecánica de este material y se con oce como "Grado de Polimerización".

Para un trafo nuevo el grado de polimerización típicamente es 1000, el cuál, por envejecimiento disminuye hasta que el papel pierde todas sus propiedades mecánicas. Valores de Grado de polimerización entre 150 y 200 son considerados como el final de la vida mecánica del papel y por ende del trafo, mientras que valoires de 400 corresponden a la vida media.

Para determinar el grado de polimerización hay dos metodologías analíticas:
Viscosimetría
Cromatografía

Lamentablemente, para aplicar estos métodos se requiere un pedazo del papel aislante, lo que significa desenergizar la máquina y luego reparar las áreas de donde se tomó la muestra; sin embargo existe otro método gracias a que durante su envejecimiento los materiales celulósicos generan unos subproductos llamados furanos, que son solubles en el aceite.

Existen 5 compuestos furánicos:
5 hidroximetil 2 furfural
Furfurol
2 Furfural, 2 Furfuraldehido
5 Metil 2 Furfural
2 Acetil Furano

El indicador primario de la degradación de la celulosa es el 2 Furufural y alguna aproximación matemática relaciona al logaritmo de 2 Fal y el grado de polimerización (si mal no recuerdo Xue Chendong):
Log (fur) = 1.51 - 0.0035 D
Donde Fur = Contenido de 2 Fal en ppm
D = Grado de polimerización

Esta relación es muy importante y la utilizo para aprobar los análisis de gases disueltos en aceite y de contenidos furánicos que hacemos en nuestros trafos de potencia.

Por ejemplo, para una máquina obtuvimos estos valores:

2-FAL(ppm)	5-HMF(ppm)	5-MEF(ppm)	2-ACF(ppm)	FOL(ppm)
0,06	0,00	0,00	0,00	0,00

Todos los valores se mantienen dentro de los márgenes considerados normales en esta clase de unidades.

Mediante este análisis no se han detectado síntomas de defectos internos en el transformador.

La concentración de compuestos furánicos se considera normal en equipos de esta antigüedad.

Una estimación del grado de polimeración para este ejemplo, aplicando la ecuación de Chendong es de 782, lo que equivaldría a una vida remanente del 91 %.

En nuestra empresa cuidamos mucho la vida útil de los activos, por ejemplo el porcentaje anterior indica que el trafo tiene una vida útil del 91% y corresponde a una unidad que operó siempre sin sobrecargas y bajo condiciones ambientales definidas por normas internacionales, por tanto se puede decir que la máquina está "gastando" su vida útil de forma normal, es decir pierde "un día por día", de tal manera que si por ejemplo fijamos la vida útil en 30 años el gasto sería de 0.00913% por día.

Finalmente Señor Burbano, espero haber aportado lo suficiente para que Ud. evalúe la posibilidad de efectuar análisis de contenidos furánicos de sus trafos, sin necesidad de extraer muestras.

Agradeceré que Ud. pueda compartir la información que logre conseguir respecto a este tema.

Saludos cordiales,
Boris Muñoz Arce
Cochabamba - Bolivia

14. Pruebas de rutina a transformadores de potencia

Pregunta

De: Jorge Vásquez
Enviado el: Sábado, 28 de Febrero de 2004 06:03 p.m.

Estimados amigos,

He escuchado que es necesario hacerle pruebas con el fin de determinar si las propiedades de este están bien, como rigidez dieléctrica, humedad, sólidos, etc., y que la muestra se debe de tomar del fondo del tanque. ¿Cada cuanto tiempo se tiene que hacer esta prueba y cuál seria el procedimiento y precauciones que se deben de tomar? ¿Tienen alguna válvula los trafos de donde se toma la muestra?

Respuesta

De: José Sánchez
Enviado el: Sábado, 28 de Febrero de 2004 06:03 p.m.

La pruebas a Trafos en un principio según mi experiencia debería ser anualmente... pero ojo con esto.... en un principio esto va a depender de las condiciones previas al trafo... digamos que para un transformador nuevo esta regla es útil.

Ahora digamos que si es un trafo elevador las cosas se ponen más difíciles ya que este al estar conectado al sistema de generación, el mantenimiento e inspección va a depender de mantenimiento como tal del sistema completo...

Las principales pruebas a realizar evidentemente son las del sistema de protección.

Las de aislamiento tenemos:

1. Las de aislamiento DC... comúnmente llamadas Megado por la famosa marca Megger... en ellas podemos verificar las condiciones de la resistencia y del dieléctrico. La lectura como tal te dice como está la resistencia del dieléctrico y el índice de polarización es un indicativo del dieléctrico... de esto hay bastante bibliografía en IEEE, creo, std 434. Esto va a depender de la clase de aislamiento. Las pruebas consisten el chequear entre fase a tierra por el lado de la estrella, con revisar una es suficiente ya que estas están conectadas por la estrella en común, y entre alta y baja del trafo.

2. Las otras pruebas complementarias son las de aislamiento AC llamadas comúnmente por nosotros... las DOBLE por ser esta empresa la mas destacada con los equipos que ofrece. (Esto es común entre los trabajadores de CADAFE y otras empresas del área eléctrica de Venezuela). Estas te indican como está el aislamiento internamente... ya que a medida que el aislamiento se deteriora se van creando huecos internamente en éste. Internamente esto produce diferencias de potencial y por lo tanto descargas parciales que van produciendo mas deterioro. Los valores de factor de potencia (valor a medir) va a depender de las características del trafo... la DOBLE te suministra un manual con 1000 de pruebas a diferentes trafos de marcas y capacidades diferentes.

3. Adicionalmente debemos realizar pruebas a la sangre del trasformados para saber como está la glicemia, etc.
Quiero decir... Tenemos 2 grupos de pruebas principalmente a realizar al aceite
a) Las Fisico-químicas
Tensión interfacial
Color
Tensión de ruptura.
Punto de anilina.
KOH y sus variantes, agua, etc.
Estas te indican como esta las condiciones del aceite aislante, el cual con el envejecimiento y las descargas pierde condiciones
b) Las Cromatográficas
Acetileno, etano, hidrogeno, CO, CO2, Metano.
El acetileno aparece principalmente con arcos en el interior del trafo (T> 500 °C), el CO2 y el CO principalmente al desgaste en la celulosa debido a sobrecargas en el trasformador, el hidrogeno en grandes cantidades por la hidrólisis debido a la presencia de agua en el aceite. Además se mide el TDC (Total Diss. Comb gas) Total de gases combustibles. Un estandar de la IEEE (No me acuerdo el Nro pero si estas interesado te digo cual después), indica la frecuencia de revisión dependiendo la cantidad de gases disueltos, anualmente, mensual, semanal, diario.

Espero que te sirva en algo esta info que humildemente te ofrezco, si alguien quiere contribuir bienvenido... siempre se aprende algo nuevo.

De: Leonardo Melo
Enviado el: Lunes, 01 de Marzo de 2004 10:42 a.m.

Jorge:
Acá te mando una breve guía de acuerdo a como trabajamos nosotros:

Maquinas nuevas:
Se debe extraer una muestra antes de la puesta en servicio o energización de la máquina. Luego a los 30 días se deberá extraer una segunda muestra si la maquina esta al 100% de su capacidad. Si la misma es usada a menos potencia se puede alargar el periodo de extracción de la muestra. No se debe dejar llegar a los dos meses. Luego se debe tomar una a los 6 meses y por último al año de la puesta en servicio. De ahí en más se debe hacer 1 por año salvo que se detecte algún problema: buchholz, recolector de gases. Por lo cual se debe mandar a analizar al momento de detectada la falla. Los ensayos son:
Rigidez dieléctrica
Ppm de agua

Cromatografía en fase gaseosa
Indice de neutralización
Contenido de inhibidor (en el caso que sea el aceite inhibido)
Tensión interfacial.
Punto de combustión
Para rd: ppm, cont de inhibidor y de acidez se toma de abajo del tanque.
Para cromatografía se recomienda tomarlo de arriba.

Generalmente los trafos tienen dos tomas de muestra (superior e inferior) e inclusive también la hay en la mitad del tanque.

Saludos Cordiales.
Leonardo Melo
Transformadores Faraday S.A.

15. Diferencias entre transformadores de potencia, de distribución e industriales

Pregunta

De: Norma Carolina
Enviado el: Sábado, 28 de Febrero de 2004 06:03 p.m.

Hola amigos de elistas:

Nuevamente requiero de sus conocimientos con respecto a transformadores. Necesito saber la diferencia en el comportamiento de estos en subestaciones de distribución, subestaciones industriales y subestaciones de potencia.

Muchas gracias.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 22 de Septiembre de 2004 04:32 p.m.

Hola Norma,

El tema es amplio, sin embargo en tus palabras claves "Diferencia de Comportamiento" esta el quid del asunto.

En referencia a la aplicación de trafos que indicas (Distribución, SE Industriales y de Potencia) el comportamiento eléctrico es similar. Manejar potencia eléctrica desde un nivel de tensión a otro, a frecuencia fija (50 ó 60 Hz en la mayoría de los casos), esa es su función y no difieren en la generalidad de los casos, salvo algunas aplicaciones especiales.

La diferencia básicamente se encuentra en aspectos de diseño y constructivos de los equipos y las potencias que maneja cada equipo.

Generalmente se consideran de distribución equipos hasta 10 MVA y tensión nominal en el lado primario de 34,5 kV. (Hay quienes consideran que 69 kV es distribución, otros la definen

como subtransmisión... en mi opinión ni es chica ni es limonada…pero eso será tema de otra línea de discusión en el foro..) Así un trafo de 10 MVA, relación 34,5-13,8 kV, con entradas y salidas aéreas, típicamente es un equipo llamado de distribución, porque generalmente conforma la base de una SE de las llamadas de distribución primaria que sirve a varias localidades.

Pero como variante, el mismo equipo con entrada aérea o en cable de 34,5 kV dedicado a alimentar una planta Industrial, ya se puede comenzar a pensar en un trafo de tipo industrial, porque generalmente sus salidas están asociados a Switchgears que sirven plantas y las cuales como característica de carga típica presentan demandas prácticamente planas, lo cual puede permitir al diseñador del equipo hacer ciertas consideraciones en el diseño, tal como los puntos de ventilación forzada, los pasos del tap-changer y los márgenes de sobrecarga.

Es decir, equipos técnicamente similares pueden ser de distribución (lo opera el Utility) o Industrial (sirve en forma dedicada)

Como puedes ir apreciando, el "apellido" del equipo lo define la aplicación.

Fabricantes como Siemens, ABB y otros muestran en sus páginas Web una separación tal como: Transformadores de Distribución (estoy hablando de equipos trifásicos, inmersos en aceite e instalados en losas o rieles) small, medium & big. Los fabricantes consideran que cualquier voltaje por debajo de 72 kV es distribución y un trafo small es < de 2500 kVA, 2501<Medium<5000 y > 5001 kVA es un transf de distribución grande.

Transformadores de potencia son equipos mayores de 10 MVA y 115 kV de tensión primaria.

Espero que esto te ayude en algo.

16. Posibles problemas con la energización de un transformador en vacío al final de una línea

Pregunta

De: William Bárcenes
Enviado el: Viernes, 22 de Octubre de 2004 09:53 a.m.

Estimados listeros, acudo a ustedes con el fin de que me ayuden en un tema un poco desconocido para mí.

Tengo actualmente que realizar las pruebas de todos los circuitos eléctricos de un edificio nuevo, para lo cual requiero energizar el transformador trifásico que alimentará toda la carga. Lo particular de esta situación es que el transformador (75 kVA, 13.8kV/220V) tiene una acometida subterránea en media tensión (13.8 kV) de aproximadamente 120m que se conecta a una posición de un centro de fuerza de 13.8 kV. Debido a que el transformador es de tipo compacto y que esta ubicado dentro de un cuarto pequeño, no posee seccionamiento en el lado de media tensión.

La idea era energizar la acometida con el transformador en vacío para luego ir ingresando desde el tablero principal de distribución cada uno de los centros de carga y desde estos cada uno de los circuitos eléctricos existentes.

Lo que me preocupa es que me han comentado de casos en los que al realizar energizaciones de transformadores en vacío la final de una línea, se han producido arcos eléctricos en el lado de baja tensión y alta tensión, con el consecuente daño de los equipos y demás elementos anexos.

Alguien podría ayudarme con esta inquietud y decirme si han tenido casos similares a este?, cuales son los factores que provocan dicho efecto?, existe alguna forma de determinar si se presentaría en mi caso este efecto?, me podrían facilitar la formulación matemática que relejen este tipo de fenómenos para poder hacer una análisis de mi caso?.

Desde ya agradezco sus valiosos criterios y ayuda.

Saludos cordiales,
William Bárcenes

Respuestas

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Viernes, 22 de Octubre de 2004 09:53 a.m.

William:

Si la conexión del transformador a la línea subterránea es tripolar es decir las tres fases a la vez, no hay problema. Si enganchas las fases de 1 en 1 es posible, pero no seguro que se de un fenómeno conocido como ferroresonancia. Yo lo conozco. Esto normalmente se da en trafos trifásicos de arriba de 15 KV EN DELTA (o sea de 25 o 35 KV o mas en delta) con one "phase switching" que es precisamente enganchar el equipo en vacío fase por fase.

En la "Ferro" se da un fenómeno de suba repentina de tensión hasta afectar el aislamientio del equipo. Si deseas algo mas no dudes en preguntarme.

Cordialmente,

Gustavo Urioste
Santa Cruz - Bolivia

De: Juan Carlos Verdecia
Enviado el: Jueves, 04 de Noviembre de 2004 10:07 a.m.

William, antes de energizar el trafo debes asegurarte del estado del cable de potencia si esta bien primero debes energizar el trafo con fusibles de prueba (1amp) dejar por un periodo mínimo de 30 minutos, posterior verificar voltajes por el lado secundario y si las pruebas dan los resultados esperados, puedes energizar luego el trafo hasta la protección principal del tablero con los fusibles adecuados.

17. Corriente máxima soportada por un transformador de distribución monofásico

Pregunta

De: Miguel Reynoso
Enviado el: Domingo, 31 de Octubre de 2004 03:15 p.m.

Distinguidos Ingenieros:

En esta ocasión me dirijo a ustedes para plantearle algo que es realmente sencillo, pero que a veces deja que pensar.

Cuando tenemos un transformador monofásico de 75 kVA, y queremos calcular la corriente en el secundario, decimos que 75*0.8 = 60kW.....60*1000=60000W.....60000/240V =250A.....multiplicando este por 1.25, tenemos 250A*1.25 =312.5A. Este último numero (312.5) es el que aparece tabulado como el amperaje de un transformador monofásico de 75 kVA.....este número también se pudo lograr directamente con la fórmula I=P/V.....I=75000VA/240V = 312.5A.....ahora bien....siempre he pensado que el transformador es la maquinas mas duradera y que en mas condiciones critica trabaja, ya que he visto transformadores tipo poste tirando aceite durante años y aun así trabajando.....Pero mi duda es.....¿Cómo es posible que este transformador de 312.5 Ampere en el secundario pueda dar hasta cuatrocientos y mas ampere?.....es que realmente lo que ofrece el es 312.5*1.25 =390.625??? ¿o es que da 312.5A por fase?.....he visto este transformador de 75 kVA con una carga existente de 412 ampere....que me pueden aclarar???

Respuesta

De: Ricardo Ayala
Enviado el: Domingo, 31 de Octubre de 2004 03:15 p.m.

Cordial Saludo:

Respecto a la capacidad de aguante y comportamiento de los trafos hago referencia a:

1. Capacidad de aislamiento: hace referencia a los niveles de tensión que puede soportar el aparato en diferentes condiciones y tiempo durante el cual se puede presentar el fenómeno.

2. Corriente Nominal: se dice la corriente para la cual el equipo está diseñado trabaje en su máxima capacidad, es verdad que viene relacionado con un factor de seguridad, normalmente de 1.25 o 1.2, también relacionado con un tiempo de duración que puede soportar. Puedes esperar que soporte los valores máximos por el producto de 1.25. Sin embargo el cálculo no es correcto como lo muestras en la primera parte del ejemplo se supone que la potencia aparente es dividida únicamente con el valor de la tensión y ese es el valor de corriente máxima independiente de la carga.

75kVA/240V=312.5A si le agregas un factor de 1.25 el podría suministrar 390.625A es bueno establecer que depende de la duración 15min o 30min según fabricantes.

Transformadores antiguos digo de 10 ó mas años vienen un poco sobredimensionados en el hierro y el cobre, soportan mas uso y abuso que los nuevos, pero tienen mayores pérdidas

energéticas relacionadas, de allí que en operación resulte más económico los nuevos aunque un poco menos robustos, es difícil establecer condiciones de funcionamiento que también depende de la carga no es igual una carga netamente residencial que una carga industrial, es decir si en un lapso de 18 horas el transformador soporta cargas inferiores al 50% y solo en el pico de 2 horas se somete a 1.25%, es diferente a trafos con cargas en el 80% todo el día y que soporten corrientes de arranques de motores continuamente.

Este tema es bastante amplio, no sobra agregar los armónicos que son corrientes que sobrecargan el equipo y se miden con analizadores especiales, hoy día ya se diseñan trafos con un factor K de para desempeño en presencia de armónicos y tienen un valor económico agregado.

18. ¿Deben ser cortocircuitados los transformadores de corriente que quedan instalados pero sin uso?

Pregunta

De: Flavio
Enviado el: Domingo, 31 de Octubre de 2004 03:15 p.m.

Estimados amigos espero me puedan ayudar en esta duda:

En un sistema de barras de un MCC, se tuvo que colocar transformadores de corriente convencionales de 800/5 A, los cuales no se conectaron finalmente a los Amperímetros, ya que estos últimos estaban dañados.

Mi consulta es la siguiente:

1) ¿Estos transformadores de corriente pueden quedar "instalados" en el sistema de barras sin sufrir avería alguna?
2) Por algún lado escuche que se debía de cortocircuitar los transformadores de corriente si es que no están conectados a su amperímetro correspondiente, pues corren el riesgo de quemarse. ¿Es cierto eso?.

Espero su ayuda y comentarios.

Respuesta

De: Carlos Richardson
Enviado el: Miércoles, 29 de Diciembre de 2004 05:44 p.m.

Si es correcto ya que los transformadores se saturan (su núcleo) y después miden cualquier cosa y al cortocircuitarlos esto hace como una carga y no se dañan.

De: Manuel Lopez
Enviado el: Miércoles, 29 de Diciembre de 2004 05:51 p.m.

La contestación está en la recomendación #2, si el secundario de los TCs si no están conectados a los amperímetros deben cortocircuitarse caso contrario se queman; considera la teoría de la dualidad de los circuitos eléctricos, el TC (una fuente de corriente) como el dual

del transformador de voltaje una fuente de voltaje); en el TP si no conectas carga este queda con el secundario en circuito abierto, el dual de esto es para el caso de un TC es un secundario en corto circuito; explicación adicional puedes encontrar ya con teoría de campos electromagnéticos, pero la explicación más básica es esa.

De: Luis Sánchez Pantoja
Enviado el: Miércoles, 29 de Diciembre de 2004 06:31 p.m.

Tomado del internet: bobalden.com/courses/pdc/pres/tut7_pr.pdf

Why is the secondary winding of a current transformer kept short-circuited, especially when the ammeter is removed from the circuit?

1. Otherwise the primary current drives the core into saturation causing inaccuracies and possible damage.

2. An open-circuited secondary has dangerously high voltages induced due to the large number of turns.

De: Jorge Franco
Enviado el: Jueves, 30 de Diciembre de 2004 12:00 a.m.

Flavio:

Como bien dicen los comentarios de los colegas, se tiene que cortocircuitar el secundario de los trafos de corriente que no cuenten con un amperímetro.
De lo contrario se producen altas tensiones inducidas en sus bornes que podrían dañar sus devanados. Hace un par de meses me pasó algo similar a lo tuyo. Me tocó revisar varios TCs conectados a unos transductores de 0 - 5 A -> 4 - 20 mA que no registraban corriente alguna. Revisé la conexión de los TCs y había un borne que estaba desconectado. Medí la tensión en bornes y en todos los casos era mayor a los 600 voltios. Incluso hubo un caso en el que el tester me marcó fuera de escala (OL). Conecté los cables en los bornes correspondientes y la lectura de corrientes fue normal, aunque claro, su aislamiento pudo haberse deteriorado. Espero que esto te sirva.

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Jueves, 30 de Diciembre de 2004 10:26 p.m.

Flavio: Acabo de leer tu consulta y una buena cantidad de respuestas, todas ellas impecables. En su esencia ya está todo dicho, pero deseo abundar un poco en detalles como para comprender un poco más lo que pasa cuando quedan abiertos los secundarios de los TC.

En un circuito en correcto funcionamiento, con el secundario del TC cortocircuitado por su carga de conexión (un amperímetro, relevo de corriente, bobina de corriente de un medidor, etc. en todos los casos incluyendo el cableado) la inducción resultante en el núcleo es muy baja. Por ejemplo, hasta hace unos años la inducción en un TC estaba por debajo de 0,1 wb/m2, en comparación de 1 a 1,5 wb/m2 para los trafos de potencia. Con los nuevos materiales estos valores seguramente han aumentado, pero el ejemplo vale desde el punto de vista comparativo.

Si se abre el circuito secundario de un TC, desaparece la fmm secundaria, que se oponía a la fmm primaria, lo que a su vez daba origen a la pequeña fmm de excitación. Como ahora está presente solamente la fmm primaria, se da una condición de fuerte saturación del núcleo con estos dos efectos principales:

a) Se produce una tensión muy elevada en el devanado secundario, ya que según Lentz esa tensión depende de -(la derivada del flujo/tiempo). Y en la zona de la curva del flujo saturado, la onda tiene forma plana horizontal, en cuyo caso, en teoría, la tensión inducida sería infinita. En la práctica asciende a varios kV, muy especialmente en secundarios .../1 A, que son los empleados en instalaciones de gran tamaño físico, en donde hay que llevar las señales de tensión desde el campo hasta los tableros. (Recordar que en este caso, las pérdidas en los cables son 25 veces menos que en secundarios...5 A). Personalmente, en cierta oportunidad abrí un puente en una caja de conexiones, dejando, del mismo modo, abierto el secundario de un TC en servicio, de relación 800/1 A. Debido a ese error, en los extremos del borne que abrí apareció una tensión de varios kV, a juzgar por el tamaño del arco formado. En los TC de relación .../1 A , el secundario tiene cinco veces más espiras que uno similar de tipo .../5 A, lo que explica las mayores tensiones inducidas. De más está decir que esas sobretensiones se las tiene que aguantar la aislación del secundario, seguramente no dimensionados para esos valores.

b) Las pérdidas en el hierro suben grandemente ante la presencia de la saturación del núcleo (gran cantidad de armónicas de alta frecuencia) y la consiguiente sobretemperatura puede hacer explotar al transformador, más aún en casos de aislación sólida. Y seguramente todos hemos visto algún caso de transformadores en araldite totalmente fisurados, cuando no directamente reventados. Y como "efecto colateral", y aunque no se llegue a la destrucción física del TC, el magnetismo residual que mantiene el núcleo cuando se abre el secundario, (o cuando se lo cierra en el momento en que el flujo pasa por un valor elevado) le hace variar su clase de exactitud, especialmente el error de ángulo.

Feliz Año nuevo para todos. Elevemos una plegaria para que los TC que andan diseminados por el mundo nunca vean sus secundarios abiertos!

Capítulo 14
Temas Misceláneos

1. Algunos comentarios acerca de la lista de correo listaelectrica.com 4443
2. Diferencias técnicas entre interruptores de vacío y SF6 444
3. Explicación del fenómeno de ferroresonancia 446
4. Transitorios que afectan la operación de variadores de velocidad en un sistema industrial 448
5. Tensiones inducidas en tuberías cercanas a líneas eléctricas aéreas 450
6. Protocolos de comunicación electrónica 451
7. Cómo realizar una auditoría energética 452
8. Comprendiendo a los ingenieros… 457
9. Tecnologías y criterios de selección de rectificadores de potencia 459
10. Potenciales áreas para trabajar como profesional independiente de la ingeniería eléctrica 460
11. Acerca de los proyectos “Gratis” 461
12. Estructura de una red de telefonía 463
13. Comentarios acerca del apagón en Norteamérica – Agosto de 2003 465
14. Normativas referentes a la seguridad en instalaciones eléctricas industriales 467
15. Aspectos a considerar en la elaboración de un presupuesto para una obra eléctrica 468
16. Procedimiento para las pruebas de hipot 469
17. Lineamientos para el diseño del sistema eléctrico de un centro de cómputo 470
18. Descripción del sistema eléctrico de un centro de cómputo en México 472
19. Tiempos de medición para efectuar pruebas de aislamiento y de índice de polarización. 474
20. “Ahorro” de energía bajando el nivel de voltaje 475
21. Una experiencia de aplicación de la termografía al diagnóstico de líneas de transmisión 479
22. Accidente eléctrico en “lote X” de Petrobras 480
23. Comentarios sobre las pruebas de resistencia de aislamiento 481
24. Valores recomendados de índice de polarización en prueba de aislamiento de máquinas rotativas 482
25. ¿Qué es y cómo se define la asimetría o desbalance de voltaje? 483
26. Enseñanza de la ingeniería en universidades latinoamericanas 485

27. Proyecto de iluminación de un estadio de béisbol 486
28. Métodos de cálculo y bibliografía para el diseño de iluminación de un galpón 487
29. Comparación entre baterías de Plomo-Ácido y las de Niquel-Cadmio 489
30. ¿Usar agua destilada o desmineralizada? 490
31. Métodos de prueba a bancos de baterías 490
32. ¿Cómo dimensionar cargadores y bancos de baterías? 495
33. Problemas de bajo factor de potencia en sistema industrial con poca carga y generación local 496
34. Potencia reactiva suministrada por generadores sincrónicos 498
35. Sincronización de generadores que operan a distinta frecuencia 500
36. Generadores trabajando a gran altura 501
37. Funcionamiento de una transferencia automática de una planta de emergencia 502
38. Mantenimiento predictivo de generadores sincrónicos 503
39. Mantenimiento Correctivo vs. Mantenimiento Preventivo 504
40. Comentarios acerca del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) 510
41. Algunos equipos de tecnología de punta para desarrollar labores de mantenimiento predictivo 512
42. Algunas ideas para mantenimiento de líneas de distribución aéreas con alto nivel de contaminación por salinidad 513

1. Algunos comentarios acerca de la lista de correo listaelectrica.com

“Han sido muchas las personas que han intentado ayudarme con el tema de las fluctuaciones de puesta a tierra y esa ayuda ha sido muy pero muy valiosa. Quedo muy agradecido a todos ellos. La verdad es que da gusto pertenecer a un foro como este, fundamentalmente por la solidaridad que demuestra permanentemente y el alto nivel técnico”

Carlos Pistonesi
Argentina

“...En este caso se demuestra que el aporte individual enriquece al conjunto, pues cada uno aporta su conocimiento y experiencia particular hasta llegar a una profundización del tema que yo por lo menos nunca me imaginé. Esta es una de las cosas que mas me gustan de la Lista”

Ing. Sergio Luñansky
Director Grupo de Estudios Sobre Energía (GESE)
Universidad Tecnológica Nacional (Argentina) - Facultad Regional Bahía Blanca

"...Es cierto, creo que la lista debe tomarse como una ayuda y sobre todo a perfeccionar el sistema eléctrico, con respuestas de experiencias, ya que es sabido que el profesional, cualquiera sea su condición técnica (es obvio que puede o no ser ingeniero) sabe mas por su experiencia que por la teoría.
Un profesor, en mi Universidad decía que cuando nos recibíamos, era justo el momento que comenzábamos a aprender. Porque la parte pragmática afianzada con la teoría te lleva a elaborar respuestas y soluciones.
También quisiera que los jóvenes profesionales se acerquen sobre todo en aquellos temas sencillos y complicados, por que he evaluado la calidad de los profesionales que conforman el foro y es realmente altísimo. Sobre todo permiten la unión y dejan de lado las lineas fronterizas de los países para hermanarnos en esto, tan difícil y bello que hemos abrazado como profesión"

Carlos Aramayo
Argentina

"... es fantástico todo lo que aprendo con sólo ser un simple espectador de las discusiones que se generan en la misma, además me permite bajar muchas veces material muy interesante que me permite actualizarme en campos que no son de mi especialidad"

Alberto J. Cabello
Depto. de Luminotecnia, Luz y Visión
Universidad Nacional de Tucumán (Argentina)

"Estimados amigos,
He seguido con mucho interés todas las amables respuestas de ustedes y considero que el proceso ha sido muy enriquecedor.
Gracias por todos sus comentarios y su experiencia, que han resultado de gran utilidad en mi trabajo. Espero continuemos en este círculo profesional tan interesante y ameno"

Karina Ordóñez
Quito-Ecuador

"Ante todo quiero decirles que soy nuevo en la lista y que realmente encontré un sitio apasionante en el cual puedo despejar mis dudas"

Edgar Caniggia
Argentina

2. Diferencias técnicas entre interruptores de vacío y SF6

Pregunta

De: David Silva Saucedo
Enviado el: Monday, July 18, 2005 3:14 PM

Estimados amigos:

Saludos Compañeros de la lista soy un miembro pasivo de este grupo y atento a sus correos normalmente no escribo o doy opiniones por que no cuento con mucha experiencia aun en el ramo pero tengo una duda al respecto y espero alguien pueda darme información el detalle es este.

En un proyecto que ya esta terminado se instalaron interruptores en vacío de la marca siemens para 35 kV, ahora terminado el proyecto cuestionan por que se hizo el cambio de SF6 a vacío y consultando tanto con el proveedor desde un principio menciona que los interruptores de vacío tienen mayor capacidad de ruptura (interruptiva) que los de SF6 en voltajes menores a 38 kV esto pues es un argumento confiable para mi pero si alguien de ustedes con su experiencia tiene algún documento técnico que pudiera ayudarme se los agradecería.

Respuestas

De: Luis Florian
Enviado el: Monday, July 18, 2005 6:34 PM

Trabajo para una distribuidora de Cutler Hammer en Perú, esta empresa fabrica y distribuye interruptores en vacío, cuyo principal mercado es el minero e industrial. Si bien es cierto, el SF6 debida a su tecnología de fabricación ofrece celdas modulares y compactas (de esta forma, si se tienen espacios reducidos para instalar las celdas, el SF6 es una muy buena opción), los interruptores en vacío son considerados de forma ecológica, una mejor opción. Los tubos donde se van a extingir los arcos producidos por la interrupción de tensión con carga pueden producir rupturas, en caso de fallas. Los de vacío obviamente, no presentaran ningún problema, por el contrario los SF6 es probable que emanen ciertos compuestos que pueden ser tóxicos y quizás inflamables. Predominantemente, el SF6 se usa en el mercado Francés, mientras los de vacío en casi todo el resto del mundo.

Tengo una presentación técnica que dio la empresa en la que laboro con fines informativos y comparativos en la tecnología SF6 vs. la de vacío. Si tienes más interés en esto te la puedo enviar. Me tendrías que dar la dirección electrónica de tu correo, el archivo pesa 25 Megas.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Monday, July 18, 2005 7:50 PM

Saludos amigos.

Es interesante la consulta y ya sobre ella habíamos escrito algunos en este foro. Voy a opinar como usuario de ambas tecnologías.

Respetando lo expresado por el sr. Florian, es claro que en realidad si un interruptor está correctamente dimensionado considerando la capacidad de interrupción no existen diferencias técnicas que realmente sobresalgan entre uno y otro tipo de interruptor para media tensión hasta 42 kV.

Los problemas de alto requerimiento energético para los circuitos de apertura y cierre de los interruptores en SF6 fueron superados por los fabricantes y de hecho hoy en dia prácticamente

todos los fabricantes de switchgears fuera de los EEUU presentan sus productos con posibilidades de intercambiar ambos tipos de interruptores.

Difiero un poco con el sr. Florian en el hecho de que se diga que los interruptores en SF6 son solo mercado francés. Schneider es francés pero ABB y Siemens no lo son y están presentes en prácticamente el mundo entero.

Es claro que debido al protocolo de Kyoto y su cuestionamiento al SF6 los fabricantes han tomado precauciones para defender su participación de mercado porque ya los países han venido adecuando su legislación verde en torno a Kyoto y ahí va a salir perdiendo el equipamiento en SF6. También es claro, y los números están ahí, que aunque el SF6 posee un potencial de invernadero muy superior al CO2 no hay estadísticas que respalden que las fallas de equipamientos eléctricos en Sf6 han causado o han contribuido al aumento de los efectos invernadero. No tengo claro si alguna otra aplicación en SF6 lo ha hecho pero hasta donde se los #s de los equipamientos eléctricos no lo han hecho. En realidad la tasa de fallas de los equipos de interrupción en SF6 es incluso hasta ligeramente inferior a las estadísticas que los de vacío y estas son muy buenas.

Mi opinión muy particular es que se necesita mas estadísticas para en verdad pensar que el SF6 no puede seguirse usando. Hay algo paradójico en esto. Las empresas de los EEUU son las mayores beneficiadas por los cuestionamientos al SF6...y los EEUU no han firmado (ni están próximo a hacerlo) el protocolo de Kyoto…

La mayor presencia de vació en el mundo es por simples razones de políticas y estrategias de comercialización. No por razones de superioridad técnica del vacío sobre el SF6. De hecho si alguno se pone a revisar tendencias hasta el año 1997 el SF6 venia creciendo en forma sostenida y grandes empresas como ABB tenían líneas de desarrollo mayores para el SF6 que para el vacío. Ese año apareció Kyoto y ese mismo año se cruzaron las líneas..Vacío comenzó a superar a SF6.

Así que en verdad acá lo que ocurre es que se pretende hacer leña del árbol caído y aprovechar lo de Kyoto para sacar del mercado una buena tecnología, la cual hasta el momento ha funcionado bien. De hecho ha sido tan buena que los fabricantes de interruptores de vacío han tenido que rebanarse los sesos mejorando aspectos en sus interruptores tales como la rotación de arco para limitar los problemas de sobretensiones, la cual era una causa de fallas, algo en lo que los interruptores de SF6 demostraron ser superiores.

3. Explicación del fenómeno de ferroresonancia

Pregunta

De: Eliéser A. Cedeño V.
Enviado el: Lunes, 17 de Diciembre de 2001 07:14 p.m.

Estimados amigos de esta magnifica lista. Debemos sentirnos orgullosos de formar parte de esta lista ya que para cada consulta que se haga siempre existe una valiosa colaboración por parte de profesionales en el área. Ya he recomendado esta página a algunos profesionales que no creen que existan listas de este tipo. A todos muchas gracias.

A todo esto tengo una nueva interrogante: Estoy involucrado en una investigación de un sistema eléctrico de un hospital y quisiera saber si alguien puede aclararme las siguientes preguntas:

1. En qué consiste el fenómeno de ferroresonancia.
2. Cuales son las conexiones de los transformadores que son más susceptibles de sufrir el fenómeno de ferroresonancia.
3. Cuales son los niveles de tensión de los sistemas eléctricos que son más susceptibles de sufrir el fenómeno de ferroresonancia.
4. Qué medidas se pueden tomar para mitigar o eliminar la posibilidad de ferroresonancia.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Lunes, 17 de Diciembre de 2001 10:25 p.m.

Sr. Cedeño, voy a tratar de ayudarlo con su inquietud... El tema es muy interesante…

1) Ferroresonancia consiste en una característica de la respuesta de frecuencia de una red y en especial de la relación frecuencia impedancia de un circuito en la cual las reactancias inductivas y capacitivas se anulan y es posible la circulación de corrientes a la frecuencia para la cual ocurre la anulación (normalmente las corrientes circulantes son armónicos). La baja impedancia que ve la corriente hace que esta se amplifique y se originen altos valores de sobretensiones en el equipo o la red a la frecuencia de resonancia.

En realidad el término ferroresonancia y resonancia como tal es la misma situación, en términos matemáticos y físicos. La ferroresonancia es una terminología aplicada para explicar el fenómeno (resonancia) en equipos con núcleos ferrosos, por ejm. transformadores, en los cuales la reactancia inductiva representativa es la del núcleo, el cual presenta como característica una onda de saturación no lineal

Hay dos tipos de ferroresonancia: Serie y paralelo.

Las cargas eléctricas, por su componente resistivo actúan como amortiguadores de los picos de corriente y sobretensiones que se generan al ocurrir acoplamientos resonantes. Los motores, por ser equipos altamente inductivos tienen el efecto de desplazar el valor de la frecuencia a la cual ocurre el fenómeno.

¿Cómo se produce?.. Por ejm.. al energizar en forma monofásica un transformador con conexión a tierra mediante un cable subterráneo.. En ese ejemplo existen capacitancias distribuidas en el cable, también hay inductancia en el mismo, pero el valor mas significativo lo aporta la inductancia del trafo... Los armónicos y en consecuencia la fuente de corriente se obtiene a partir de la corriente de magnetización de equipo (inrush).

La existencia de cargas no lineales en un sistema, debido a que son fuente de armónicos contribuyen a que el fenómeno se pueda presentar ya que generan un espectro de múltiples frecuencias las cuales circulan por la red y pueden llegar a presentar la condición de anular las reactancias ... Es decir el fenómeno de ferroresonancia puede presentarse por la energización monofásica de un transformador (en vacío) o por la presencia de armónicos en la red, producto de la acción de cargas no lineales…

2) Cualquier conexión que disponga de un camino a tierra. En general, no se puede hablar de una conexión de transformador en particular, es necesario apreciar el conjunto transformador, cable de alimentación y metodología de conexión. Ocurre ferroresonancia cuando hay cierres monofásicos de uno o dos polos (energización monopolar de un equipo de transformación). En operaciones de cierres trifásicos el fenómeno está anulado.

3) Cualquier nivel de tensión... El fenómeno no tiene nada que ver con los valores de tensión de la red. Depende de la geometría constructiva de la red... aparece de manera un tanto frecuente en sistemas de cables subterráneos que alimentan transformadores.

Es decir puede ocurrir en cualquier circuito que contenga una inductancia (L) y una capacitancia C constantes que hagan que la reactancia inductiva XL sea igual a la reactancia capacitiva XC, de manera que el fenómeno se presentará a la frecuencia Fr tal que Fr= 1/(2*Pi* SQR LC), donde L: inductancia de la red, C: capacitancia. (Leáse SQR como raíz cuadrada)

4) a) Determinar el valor de frecuencia a la cual ocurre el fenómeno y tomar acciones de modificarla (p ejm. Disminuyendo la longitud de los cables subterráneos de alimentación y reemplazando algún tramo de ellos por líneas aéreas b) Si lo anterior no es posible, usar seccionamientos trifásicos.

Mayor información puede ubicar en cualquier libro de texto de circuitos eléctricos y definiciones de ferroresonancia en sistemas de distribución puede ser localizada en cualquier texto universitario que trate el tema de sistemas de distribución…

4. Transitorios que afectan la operación de variadores de velocidad en un sistema industrial

Pregunta

De: Jorge Sánchez Losada
Enviado el: Sábado, 16 de Febrero de 2002 12:17 p.m.

A continuación expongo mi problema:

Cada día entre las 06:00 y las 08:00 de la mañana tengo problemas con unos variadores de velocidad Mitsubishi FR-A024, los cuáles se quedan bloqueados y se han de resetear para poder continuar el proceso productivo. Tras instalar analizadores de red se detectó que en estas horas se registraban transitorios de tensión de duración inferior a 4 ms. y relacionados con la conexión de las baterías de condensadores en la línea de 25 kV de la empresa eléctrica. Ante este fenómeno me planteo dos tipos de solución:

-Descargadores de sobretensión.
-Transformadores de alto grado de aislamiento.

Creo que la segunda opción es la más fiable y segura, pero dudo de si un transformador podrá aislarme correctamente de estos fenómenos de alta frecuencia, que por sus características se introducen con facilidad a través de las capacidades parásitas.

Mi pregunta es: ¿alguien tiene experiencia en aplicar soluciones a este tipo de problemas?

Respuestas

De: Jair Aguado
Enviado el: Domingo, 17 de Febrero de 2002 12:07 p.m.

Jorge:

Una de las primeras soluciones a buscar es el porque se presenta el transitorio cuando entran las baterías de condensadores, esto no debería ser un problema, se podría pensar en escalar por etapas la entrada del banco y así poder eliminar este problema.

Ahora, si el problema continua o es imposible escalar el ingreso de los condensadores, la segunda opción es interesante pero debes tener en cuenta que el transformador debe ser de aislamiento que incluyan pantallas de Faraday (un verdadero transformador de aislamiento debe incluir pantallas de faraday que cubran tanto el primario como el secundario si no tienen pantallas de Faraday no se considera de aislamiento), estos dispositivos te ayudan a eliminar el ruido por alta frecuencia debido a que las pantallas actúan como capacitores pequeñitos lo que significa que a altas frecuencias se comportan como un circuito a tierra o que tiende a cero, lo otro importante a tener en cuenta es que para que sea efectivo este sistema tienes que tener una buena puesta a tierra o malla a tierra debido a que las pantallas se aterrizan generando en el secundario del trafo de aislamiento un nuevo neutro que podría decirse que es diferente al del primario por lo tanto cortas o eliminas las sobretensión, si se les conectan filtros para eliminar los ruidos en modo común y en modo diferencial tienes lo que se conoce como un ACONDICIONADOR DE LINEA, pero mucho ojo para que sea acondicionador de línea tiene que tener un verdadero Transformador de Aislamiento como te lo describo arriba, te digo esto por que en mucho de nuestro países vender acondicionadores de línea con transformadores uno a uno y los asimilan como de aislamiento, la esencia de esta solución son las pantallas de Faraday.

Si se le incluye una potencia reactiva (Bobina, condensador) en el secundario igual a la mitad de la potencia del trafo esta puede ayudar mucho en la mitigación de los problemas transitorios debido a que se comportan como un circuito tanque, ayudando a retardar los efectos de las variaciones de voltaje.

De: JAIME FORERO
Enviado el: Domingo, 17 de Febrero de 2002 12:07 p.m.

Hola:

Entendí la explicación dada por JAIR, pero tengo una pequeña duda....

¿El transformador al que te refieres esta instalado a la entrada del variador de velocidad o a la salida?

En nuestra planta tenemos las dos posibilidades, pero creo que el que está instalado a la salida está como filtro ¿me podrían aclarar un poco la función de los dos?

De: Jair Aguado
Enviado el: Lunes, 18 de Febrero de 2002 05:25 p.m.

Hola Jaime, cordial saludo.

El trafo al que me refiero se conecta a la entrada del variador de velocidad, la apreciación que haces respecto al que se conecta a la salida es correcta.

Aquí cabe mencionar una cosa puede que resulte que el trafo sea trifásico y como tal se configure Delta o Triángulo la entrada y la salida Estrella o Y, aterrizando el punto común es decir generando un nuevo neutro y muchos llaman a esta configuración trafo de aislamiento en este caso las pantallas de faraday sirven es para disminuir las inductancias parásitas entre bobinas y sirven para controlar los problemas de ruido y de transitorios, por lo tanto también es valido las pantallas tanto para trifásicos como para monofasicos, hay en ocasiones que si el trafo no es muy grande se cubre por la superficie con una hoja de cobre y se aterriza esto se hace para evitar que los flujos de dispersión afecte los equipos que están cerca mas que todo los electrónicos.

5. Tensiones inducidas en tuberías cercanas a líneas eléctricas aéreas

Pregunta

De: Omar Castellanos
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002

Amigos de la Lista,

Soy Omar Castellanos, ing. electricista. En estos momentos estoy realizando una investigación sobre los potenciales que se desarrollan tanto en las mallas de puesta a tierra en subestaciones como en tuberías de petroleo y gas, en el momento en que ocurre fenómenos de sobretensión en línea de transmisión.

Uds. sabrán sobre algún software demo que me permita ver las líneas de distribución de potencial para una estructura dada.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 22 de Mayo de 2002 11:11 p.m.

Omar, el tema sobre el cual consultas, para realizarle análisis formal, no resulta trivial.

Tengo trabajando el tema de manera formal aproximadamente dos años y de acuerdo a esto te puedo asegurar que no vas a conseguir un software de manera muy fácil. Como referencia, de Canadá conozco de una empresa la cual comercializa servicios profesionales en el campo que mencionas. La empresa es dirigida por el Dr. Dawalibi quien es una autoridad mundial respecto a los fenómenos transitorios de puestas a tierra y de manera específica en este campo. Te puedo asegurar que sus servicios profesionales no son baratos. El Dr. Dawalibi ha escrito múltiples papers en el IEEE Transactions los cuales puedes gestionar.

En relación al caso de tuberías que transportan hidrocarburos el análisis en el cual he participado, hasta la fecha, ha sido limitado solo a tuberías instaladas a la vista (El análisis para tuberías enterradas está iniciándose). Los estudios estuvo basado en elaborar un modelo matemático basado en elementos finitos y con algunas consideraciones de elementos frontera.

Hay algunas conclusiones interesantes:

1) El fenómeno de interferencia se presenta para tuberías y líneas eléctricas que comparten rutas paralelas muy próximas. Los cruces perpendiculares no tienen problema.

2) Los potenciales se desarrolla en mayor proporción en aquellas tuberías que se encuentran apoyadas en soportes los cuales se encuentran aislados del suelo.
(Existe un efecto capacitivo). Por ejem. soportes de concreto o de madera.

3) Para el desarrollo de los potenciales es más importante el régimen permanente de la tensión de la red que los regímenes transitorios producto de una descarga atmosférica. Esto fundamentalmente es porque los apantallamientos y las puestas a tierra de la red eléctrica limitan las consecuencias de los rayos sobre las tuberías.

4) Se han determinado distancias horizontales de separación en las cuales las tensiones inducidas no son importantes. Se puede decir que para una red de 115 KV, altura de 10 metros de las fases al suelo y una separación de 7 metros de la tubería a la base de los apoyos esto se cumple. Obviamente existe un perfilamiento de voltajes inducidos los cuales cambian con el valor de tensión y la altura de la red.

5) Se encontró que el perfil de voltajes inducidos se eleva principalmente hacia los extremos de la tubería. Esto es muy importante porque en los extremos se tienen, en el caso de campos de producción, los "arbolitos" del pozo y en el otro extremo generalmente múltiples de producción, equipos separadores depuradores o tanques. En esto último es de extrema importancia disponer de un sistema de tierra eficiente, debido a la presencia de atmósferas explosivas.

6) Los valores de potenciales inducidos se controlan realizando conexiones eficientes a tierra de los soportes de la tubería a lo largo de la ruta. No necesariamente tienen que ser todos los soportes.

6. Protocolos de comunicación electrónica

Pregunta

De: Erik Rojas
Enviado el: Tue, 18 Jun 2002 12:57

Estimados listeros:
Se habla mucho de comunicaciones vía electrónica, en realidad no entiendo la diferencia entre uno y otro, alguien me podría dar alguna información acerca de estos, como ejemplo RS485, RS232, de campo, hart,
etc. y otros que van saliendo al mercado.

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 18 de Junio de 2002 06:41 p.m.

Bueno amigo Erik, cordial saludo el termino comunicación electrónica se da o se plantea cuando yo quiero que dos equipos "hablen" entre si, es decir cuando yo reprogramo un plc desde un portátil estoy planteando entre ellos una comunicación, se le llama electrónica para diferenciarla de las comunicaciones utilizadas por nosotros voz, datos, video.

Ahora como todo en este mundo debe cumplir ciertos protocolos para que dos equipos puedan hablar (es como sentarse haber un partido de fútbol con alguien que no tenga la mas puñetera idea de que es el fútbol, termina uno tirándolo por la ventana), los protocolos RS-232 y RS-485 son dos de los mas conocidos y aplicados el 232 fue casi el protocolo utilizado por la mayoría de equipos electrónicos utiliza nueve pines un par para transmisión y recepción otro para detección de errores y otro para verificar si esta ocupado o no y el resto son masas o tierras la desventaja de este es que su máxima distancia sin utilizar driver es 100 mts lo ideal es 30 mts, y en la mayoría de los casos esta comunicación es unidireccional y una red de equipos es limitado, para suplir estos inconveniente aparece el 485 que puede alcanzar distancias hasta 1000 mts comunicación bidireccional y en una misma red puede haber hasta 120 equipos interconectados hablando a la vez obviamente como maestros-esclavos.

Hay otro protocolo de comunicaciones llamado como I2C (I cuadrado C) desarrollado por philips que se ha implementado en la mayoría de los microcontroladores en la actualidad la ventaja de este es que utiliza dos hilos y puedes intercomunicar una gran cantidad de sistemas microprocesados. Un poco mas evolucionado y lleno de arandelas típico de los programadores de alto nivel este mismo protocolo se conoce en los pc de hoy como el USB una comunicación serial de alta velocidad ha dos hilos capaz de intercomunicar hasta 125 equipos diferentes.

Si te quieres aburrir, en entender estos sistemas te recomiendo una revista llamada Electrónica y Computadores en la numero 74 tratan sobre el tema de la comunicación entre microcontroladores y la pc y una red de comunicación de laboratorio, en anteriores ediciones de esta se han publicado sobre las comunicaciones basadas en los protocolos arriba mencionados esta la edita Cekit

y si tienes ganas de aplicar estos conceptos en algo no dudes en consultar que con gusto te ayudare.

Cordialmente,
Jair Aguado Quintero

7. Cómo realizar una auditoría energética

Pregunta

De: Carol Arenas
Enviado el: Jueves, 01 de Agosto de 2002 05:51 p.m.

Hola, amigos...
Les solicito, si tienen alguna información sobre cómo se realiza una Auditoría Energética, me la hagan llegar.

Gracias.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Viernes, 02 de Agosto de 2002 01:25 a.m.

En mi humilde opinión la auditoria se basa en dos premisas:

1.0 Que tan eficiente es nuestro sistema para consumir energía

2.0 Que parámetros existen para comprobar esa eficiencia y contra que hay que compararlos.

Una tercera premisa pero no la encajo por que suena a obvia los métodos usados deben ser lógicos y repetibles en el tiempo, es decir que para cualquier auditoria se pueden utilizar los mismos métodos (obviamente variaran según la aplicación pero a la larga son los mismos).

Ahora la auditoria varia si es una empresa pequeña o una industria o si esta es una industria papelera cementera o una acería (por que digo esto en una papelera o cementera los armónicos tienden a jugar papel importante, en las acerias o las que tienen grandes hornos los flicker y sag's de voltaje priman en un momento), entrando en lo tedioso de las generalidades podemos dividir en grandes grupos de consumo de una industria que puede ser así:

1.0 Motores de inducción, se busca medir la eficiencia de estos equipos como se hace se contrarresta la potencia de la maquina y su potencia de consumo, la mayor eficiencia de estos bichos se obtiene cuando esta trabajando a potencia nominal entre mayor se aleje de esta potencia menos eficiente será el motor (esto se contrarresta un poco utilizando variadores de velocidad).

2.0 Equipos de proceso como son compresores de aire, sistemas de enfriamiento, tolvas, maquinas de control numérico, maquinas de procesos aplicadas, que se busca comparar el tiempo de uso su consumo energético versus producción.

3.0 Equipos de Electrónica de potencia, en estos se busca obtener sus consumos energéticos, tiempo de uso y mas que todo cuanto contenido armónico introducen al sistema, también se debe tener en cuenta y muy en cuenta los tipos de tecnología que utilizan para así comparar su obsolescencia.

4.0 Equipo electrónico de control, como son los plc los computadores de proceso etc., en estos se busca su consumo energético y la susceptibilidad de estos a los problemas generados por otros (alguno dirá pero esto no encaja en una auditoria energética, les digo en un proceso de una empresa láctea el compreso de amoniaco que se utiliza en la pasterización es controlado a partir de un plc, si este ultimo es susceptible a los sag's de voltaje se bloquea paraliza el compresor y se pierde toda la producción un simple y tedioso sag's de duración mínima de un segundo le jode la vida a cualquiera y hay perdida tanto de producto como energética también y por lo tanto es medible y repetible cumpliendo las premisas expuestas anteriormente).

5.0 Un tema que estoy tratando a profundidad en estos días es el consumo energético de los alumbrados internos de las empresas, en estos también pueden encajar en una auditoria energética por que se puede contrastar el consumo y su beneficio para eso se esta aplicando ahorradores de flujo luminoso (perdónenme la cuña).

6.0 Equipos electrónicos de oficina como son computadores, etc. estos llevan inmerso unos adorables bichos que les debo mucho entonces no hablo mal de ellos (cuantas cervezas deje de tomar y cuantas chicas deje de cortejar por que estos funcionaran a días aquellos) que son las UPS's y los reguladores de voltaje, en las primeras se debe tener muy en cuenta el tipo de ups, por ejemplo las que utilizan tecnología pwm son mas eficientes que las ferroresonantes, aunque estas ultimas se muere uno primero que una de estas dañarse no son tan eficientes y consumen mayor energía y producen armónicos, las que utilicen tecnología pwm para que no produzcan armónicos tanto a la entrada como a la salida su frecuencia debe ser superior a los 25 kHz frecuencias menores de trabajo inyectan armónicas. Aquí también entra a terciar una terminología maluca que es el tipo de conversión que utilicen las primeras utilizaban conversión AC/DC/AC es decir conversión sencilla, después vinieron las de doble conversión AC/DC/DC/AC que significa esto que había una conversión dc sin regular que elevaba el voltaje del bus dc a una tensión y en la otra etapa DC se controlaba este voltaje con esto se redujo y se evito un transformador elevador es decir se introdujo eficiencia ahora hay ups's de triple conversión donde se eleva dos veces el bus de voltaje dc con esto se obtiene reducir el tamaño de las bobinas de choque y se evitan grandes bancos de baterías y condesadores resultando una ups altamente eficiente, en la actualidad se esta introduciendo ups utilizando inversores multinivel donde se evitan totalmente el uso de transformadores volviendo al sistema altamente eficiente tanto en consumo como en producción de armónicos, en esta ultima tecnología deberían apuntar los que quieran comprar ups de alta potencia, lo otro que se debería tener en cuenta es la producción de armónicos de todos los computadores y el efecto de este tanto en la ups como en el sistema eléctrico.

7.0 Si en un momento dado en cualquier proceso se utiliza o produce potencia en DC, se debe tener en cuenta la tecnología de los conversores si es a simple tiristor esta no es ni eficiente y produce muchos armónicos, también aquí se utilizan las tecnologías de conversión dc que se comentaron en el punto anterior, hay que tener en cuenta que además que introducen tercer armónicos cuando se utilizan conversor dc monofasicos en los trifásicos introducen dos venenos al sistema una distorsión conocida como notch o muesca y la otra cuando hay gran cantidad de armónicos la etapa de control falla y también hay falla de sincronía en el disparo de los scr e introducen armónicos pares que son un verdadero dolor de cabeza, por eso la tecnología tiende a utilizar en conversión dc tiristores tipo GTO (que son carísimos) o los transistores y utilizar la tecnología multinivel que es lo ultimo en guaracha.

8.0 Los sistemas de refrigeración o aire acondicionado, se debe contrarrestar en el sentido de la producción de energía versus su uso, se puede aplicar ahorro energético en estos sistemas tratando de cambiar los motores eléctricos por motores tipo Motores de Magnetismo Permanente PMM que son una de las aplicaciones que una vez preguntaban que tenían los motores síncronos, realmente no se hasta que punto los fabricantes de estos equipos estén introduciendo en sus nuevos diseños este tipo de motores por que con estos si se puede tener control en la producción de frío, también en la auditoria se debe tener en cuenta hasta la posición del sol respecto a como esta la puerta de entrada en un lugar acondicionado etc., por ejemplo si usted tiene un aire acondicionado de ventana y lo coloca donde le de en la mayoría del día el sol obviamente estará mayor tiempo encendido y consumirá mas energía.

9.0 Aunque debía haber dicho esto primero, son las doce y veinte de la noche y ya tengo sueño y en una de la cabeceadas me acorde, los transformadores de potencia y de distribución se debe medir la cargabilidad de estos si se encuentra por debajo del 50% son sistemas ineficientes y por lo tanto susceptibles a ahorro.

Si se tratase en una acería el sistema mas complejo a investigar es el horno y tiene tantas variables que no son sencillas de tratar aquí, pero no por eso no deja de ser susceptible a auditaje.

Esto a grosso modo son en mi opinión los puntos para hacer una auditoria en una empresa, sobra decir aquí que se deben cumplir las normas mas que todo las normas de compatibilidad electromagnética en los países donde se esta ya introduciendo estas normas aquí habría que pegarse de las normas de la comunidad europea que están muy avanzados en este tema y en las normas de armónicos y esta seria la cacareada y no bien ponderada recomendación IEEE 519.

Otro punto que no debe pasarse en una auditoria energética son los equipos de control y producción de energía, es decir si se cogenera verificar el funcionamiento del generador y sus protecciones asociadas y las protecciones de los sistemas en general cuanta indisponibilidad mensual o anual acumulan estos equipos por que también se puede presentar perdidas energéticas si estas son mayores.

Espero que esto te sirva Carol y si tienes dudas (que sean las sencillas, las difíciles se las preguntas a los otros listeros), con gusto tratare de resolverlas.

De: Pedro Jarrín
Enviado el: Sábado, 03 de Agosto de 2002 11:06 a.m.

La opinión del Jair, respecto a las auditorías energéticas (AE), es muy valedera y me gustaría aportar en algo a lo ya dicho por El.

Otro de los objetivos de las A.E. es determinar las oportunidades de ahorro de energía.

Las actividades que se desarrollan en una A.E. Eléctrica además tienen que ver con:

1. Análisis de la facturación de la Empresa Eléctrica local (EE) para determinar si ha sido adecuada. Para ello se debe disponer de la normativa local (o lo que en mi país, Ecuador se conoce como pliego tarifario). Esto generalmente no lo hace el cliente porque no maneja conceptos como: energía consumida, demanda o penalización por bajo factor de potencia. Ese es trabajo para el auditor. Hemos encontrado errores en la facturación que afectan al cliente o a la empresa distribuidora; obviamente el cliente ha hecho el reclamo respectivo pero la Empresa Eléctrica no hizo lo propio.

2. Contrastación de equipos de medición de la EE. Con ello se determina si la medición es la adecuada respecto a los niveles de voltaje o corriente (y sus relaciones) que se han programado en los equipos electrónicos de medición. A efectos de reclamo, en caso de encontrarse errores en la medición, la clase del equipo de contrastación (que puede ser una analizador industrial con registro horario de demanda) debe ser de la misma clase que la del equipo a contrastar, típicamente clase 0.2.

3. Análisis de condiciones de trabajo de tableros y acometidas eléctricas, para determinar el nivel de pérdidas, caídas de voltaje y bajos factores de potencia. Un alternativa muy útil es el análisis termográfico, con el cual se detecta partes de la instalación que trabajan a temperaturas fuera de norma sea por malos contactos en tableros o subdimensionamiento (o crecimiento de la carga sin planificación) de acometidas y barras.

4. Análisis de la Demanda y Balance energético. Para determinar como, donde, cuando y que equipos consumen energía eléctrica para hacer una administración de la demanda, especialmente en las llamadas "horas pico". También se determinan los consumos energéticos por unidad de producción con lo cual se puede hacer un seguimiento de proceso y una reducción de los consumos sin reducir el nivel de producción.

De: Sergio Luñansky
Enviado el: Martes, 06 de Agosto de 2002 05:35 p.m.

Hola Carol:

Después de leer los aportes de varios compañeros de la lista, me surge la necesidad de exponer algunos puntos que me parecen importantes:

1. En este caso se demuestra que el aporte individual enriquece al conjunto, pues cada uno aporta su conocimiento y experiencia particular hasta llegar a una profundización del tema que yo por lo menos nunca me imaginé. Esta es una de las cosas que mas me gustan de la Lista. Lo digo en particular por los comentarios de Jair sobre UPS, armónicos, etc.

2. Debo decir que el aporte de Pedro está más cerca de mi opinión. No es que dicienta de la de Jair, lo que pasa es que ésta es mucho mas fina y específica.

En una auditoría energética lo que trato de hacer es empezar por analizar lo más grueso primero, trato de encontrar por dónde drena la mayor parte de dinero y recién después, en una posterior etapa analizar más finamente el problema.

Lo primero que le pido al cliente antes de empezar la tarea es las facturas de energía de los últimos doce meses. Con esto analizo todo lo que tiene que ver con la tarifa, a saber:

* encuadre tarifario, para corroborar si se puede abaratar por estar con una categoría inadecuada.
* multas por bajo factor de potencia
* multas por reserva de potencia en valle y resto inadecuada. En la Argentina, toda la potencia excedida de la reservada se penaliza con una 50%.
* potencia de reserva exagerada, lo que hace que el cliente pague de más sin siquiera tener el equipamiento eléctrico que justifique ese nivel de reserva. Esto porque a veces la reserva de potencia la hace la misma prestataria del servicio, dado el desconocimiento del usuario. En Argentina, cada 6 meses se puede reveer el convenio con la prestataria.
* análisis para determinar los horarios de funcionamiento o trabajo de la empresa, hay veces que el costo de cambiar costumbres de producción es más bajo que el costo de producir en horario pico (18 a 23 hs). Este es el caso de panaderías y hospitales, por ejemplo.

Con este primer paso y dada mi experiencia, se pueden producir ahorros tan grandes en relación a otros ítems teniendo en cuenta el costo de intervención que para una primera etapa no se justifica mayor esfuerzo. Digo esto pues lo enumerado arriba no implica ningún tipo de inversión.

Ahora sí, viene la segunda etapa, que muy bien desarrollan los colegas Jair y Pedro.

Sólo deseo profundizar un poco en el tema de alumbrado. Aquí se puede ahorrar bastante dado en muchos casos el grado de obsolescencia de las fuentes de luz. Basta tener en cuenta que una lámpara incandescente transforma en luz visible sólo el 5% de la energía que recibe. En el caso de alumbrado con lámparas de descarga, (fluorescentes, HQI, SAP) es útil el reemplazo de los balastos por balastos electrónicos pues se pueden producir ahorros de hasta el 30% (tener en cuenta sólo los balastos con filtros de armónicas, para no darle tema a Jair). Aquí se debe considerar también que con estos balastos mejoramos el factor de potencia bajo con efecto colateral positivo.

También se debe considerar el mantenimiento de las luminarias y el recambio de las lámparas, pues por ej. un tubo fluorescente termina su vida útil cuando baja del 80% de su producción de luz y no cuando directamente se apaga. Cambiar los tubos en forma programada no sólo hace más eficiente el uso de la energía sino que además ahorra gastos en mantenimiento.

Cordialmente,

Ing. Sergio Luñansky
Director
Grupo de Estudios Sobre Energía (GESE)
Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Bahía Blanca

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Lunes, 19 de Agosto de 2002 09:36 a.m.

Marcelo cordial saludo, interesante lo que dice el amigo de cuba pero añado algo importante a nivel de auditorias se debe tener en cuenta que SE DEBE CONOCER DE ANTEMANOS LOS PROCESOS PRODUCTIVOS DE UNA EMPRESA, a partir de esos conocimientos a profundidad se puede optimizar y conseguir ahorros energéticos.

La auditoria en esencia lo que busca es que tanto conozco yo mis procesos productivos y hasta que medida yo tengo control de ellos, es evidente que lo que conozco lo puedo controlar y esta premisa aunque sosa y aburrida es fundamental cuando quiero conseguir ahorros energéticos apreciables.

Los auditores o las empresas que pretenden trabajar en estas lides deben conocer mucho sobre estos procesos, recuerda que la energía hay de muchas formas por ejemplo se puede lograr ahorro energético en el proceso en un ingenio azucarero pero se debe conocer desde el corte pasando por la molienda etc. entonces resulta un proceso multidisciplinario donde cada uno aporta su saber para lograr resultados efectivos.

Lo que plantea el Dr. Brito es cierto pero falta decir que hay que detenerse como auditor a conocer los procesos de las empresas, por ultimo recuerden que esto no es una receta, los métodos de ahorro en una empresa no necesariamente son efectivos en otra aunque sean de la misma naturaleza, las industrias son como los seres humanos tienen sus particularidades (obviamente fueron construidas por humanos).

8. Comprendiendo a los ingenieros…

a) Comprendiendo a los Ingenieros - Toma Uno:

Dos estudiantes de ingeniería estaban caminando por el campus cuando uno de ellos dijo:
- "¿De donde sacaste esa magnifica bicicleta?"
El segundo contestó:
"Bueno, Yo estaba caminando por ahí ayer, pensando en mis trabajos, cuando una hermosa mujer apareció sobre esta bicicleta. Tiró la bicicleta al suelo, se saco toda su ropa y dijo: "Toma lo que quieras".
El segundo ingeniero cabeceó afirmativamente:
- "¡Buena elección! ¡La ropa probablemente no te hubiera quedado buena!".

b) Comprendiendo a los Ingenieros - Toma Dos:
Un arquitecto, un artista y un ingeniero estaban discutiendo acerca de si era mejor pasar el rato con la esposa o con la amante.
El arquitecto dijo que disfrutaba pasar el tiempo con su mujer, construyendo una base sólida para una relación duradera.
El artista dijo que disfrutaba pasar el tiempo con su amante, porque con ella encontraba pasión y misterio.
El ingeniero dijo: -"A mi me gustan las dos"
"¡¿Las dos?!" Le preguntaron.
- "Sí. Si tienes una mujer y una amante, cada una de ellas asumirá que estás pasando el rato con la otra, y así puedes ir a la empresa y terminar el trabajo pendiente"

c) Comprendiendo a los Ingenieros - Toma Tres:
Para el optimista, el vaso está medio lleno.
Para el pesimista, el vaso está medio vacío.
Para el ingeniero, el vaso es el doble de grande de lo que debería ser.

d) Comprendiendo a los Ingenieros - Toma Cuatro:
Un ingeniero estaba cruzando una ruta un día, cuando un sapo lo llamó y le dijo:
- "Si me besas, me volveré una hermosa princesa".
El ingeniero se inclinó, tomó el sapo y se lo metió en el bolsillo.
El sapo volvió a hablar, y dijo:
- "Si me besas para que me vuelva una hermosa princesa, me quedaré contigo durante una semana".
El ingeniero sacó el sapo del bolsillo, le sonrió y lo volvió a meter en el bolsillo. Entonces el sapo gritó:
- "Si me besas y me vuelvo una hermosa princesa, me quedaré contigo y haré CUALQUIER cosa que quieras".
Otra vez el ingeniero sacó el sapo, le sonrió y lo devolvió al bolsillo.
Finalmente el sapo preguntó:
- "¿Qué pasa? Te dije que soy una hermosa princesa, que me quedaré contigo por una semana y haré lo que quieras. ¿Por qué no me besas?"
El ingeniero dijo:
- "Mirá, soy un ingeniero. No tengo tiempo para esas bobadas... ¡pero un sapo que habla!: ¡¡eso si que es algo interesante para contar en el trabajo!!"

e) Comprendiendo a los Ingenieros - Toma Cinco:
Encuentro de ingenieros: Un ingeniero estaba reunido con sus colegas tomando un café y les comenta a estos:
Ingeniero: Anoche conocí a una rubia espectacular en un pub.
Amigos: Guaaaauuu!
Ingeniero: Entonces la invité para ir a tomar una copa en casa....y ella aceptó!

Amigos: Guaaaaaauuuuuuu!
Ingeniero: Bebimos un par de tragos y comencé a besarla.
Amigos: Guaaaaaaaaauuuuuuuuuuuuu!
Ingeniero: Ahí, por increíble que parezca, la rubia me dijo:
"Quítate toda la ropa YA!!!"
Amigos: Guaaaaaaaaaaaaaaaaauuuuuuuuuuuuuuuuuuuuu!
Ingeniero: Entonces me quite la ropa, la agarre y la desnudé completamente, la tiré sobre la mesa donde tenía mi nuevo portátil...
Amigos: Hajaaaaaaaaaaaaaa!, ¡tenés un nuevo portátil!!!!!!!!!.
Y contá, contá, ¿qué procesador tiene?, ¿de cuánto es el disco duro?, ¿cuanto tiene de memoria?, ¿tiene Linux?, ¿pantalla TFT? Seguro que te costo un ojo de la cara... etc. etc... etc...

9. Tecnologías y criterios de selección de rectificadores de potencia

Pregunta

De: Pavel Rodríguez
Enviado el: Miércoles, 13 de Noviembre de 2002 11:31 a.m.

Compañeros de eListas:
Necesito información sobre un criterio estandarizado para la selección de un rectificador de potencia. Información sobre las tecnologías existentes de rectificación. Gracias.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 13 de Noviembre de 2002 10:22 p.m.

Pavel Rodríguez cordial saludo, realmente no conozco unos criterios definidos para la selección o la aplicación de rectificadores lo que yo podría indicar es que las características propias de la aplicación son las que dictaminan las propiedades o cualidades del rectificador por ejemplo:

1.0 Nivel de rizado en la señal dc, entre menos sea este es mas grande el banco de condensadores de filtro dc que se necesite.

2.0 Contenido de armónicos que el rectificador inyecte a la red, es de anotar que si el sistema es monofásico el armónico mas predominante seria el tercero, si es trifásico seria el 5 armónico si es hexafásico seria el 7 etc.

3.0 Nivel DC, por ejemplo si este es mucho mayor que el voltaje ac de alimentación (hay veces se necesitaría un transformador elevador), o inferior al de entrada.

4.0 Potencia de la aplicación a utilizar, no es lo mismo un rectificador para cargar un banco de baterías que un rectificador para aplicaciones galvánicas u otras por ejemplo.

Bueno en la actualidad puedes pedir o construir un rectificador lo mas sofisticado que quieras por ejemplo para evitar los armónicos se están utilizando rectificadores de factor de potencia unidad aplicando los conocidos reguladores DC/DC Buck, boost o mezcla de ellos con estos se

logra tener un factor de potencia unidad (o casi) y un contenido armónico por de bajo del 2%, también podemos elevar varias veces la tensión de entrada o reducirla también sin la utilización de transformadores para estas aplicaciones. Hay una familia de inversores/rectificadores conocidos como MULTINIVEL que son muy interesantes debido a que se pueden construir para rectificar grandes niveles de tensión sin necesidad de utilizar transformadores para el manejo de la tensión esto también se aplica a los inversores.

Ahora el criterio mas importante a tener en cuenta es cuanto es mi presupuesto, entre mayor sea mas interesante lo podría diseñar.

10. Potenciales áreas para trabajar como profesional independiente de la ingeniería eléctrica

Pregunta

De: Eduardo Osorio
Enviado el: Wed, 4 Jun 2003 16:17:57 -0400

Saludos a todos, en relación al asunto les pregunto a aquellos que ya tienen su experiencia, cómo fueron sus inicios al comenzar una empresa propia en el área de electricidad. Como seleccionaron el área específica o mercado que pensaban cubrir. Cuales son sus pro y contra. Les pregunto eso porque actualmente en mi país somos muchos los profesionales (y no sólo en el área de ing. eléctrica) que estamos pasando de ser empleado a ser un profesional independiente que ofrece su experiencia y conocimientos.

De antemano, gracias por sus comentarios.

Respuesta

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Miércoles, 04 de Junio de 2003 06:40 p.m.

Eduardo cordial saludo, muy importante tu pregunta y de alta pertinencia, en mi país (Colombia) cuando la mayoría de las empresas de energía eran estatales, el ingeniero electricista en la mayoría de veces se prepara para dar o soportar servicios y mantenimiento a ese tipo de empresas, y la mayoría de iniciativa de empresas pequeñas se orientaba hacia ese ramo. La privatización implico que este panorama cambiara y en muchos casos sucumbieron muchas empresas.

Particularmente yo tengo una pequeña empresa (tan pequeña que el único empleado soy yo) y la idea de esta es el desarrollo de Aplicaciones de la Electrónica de Potencia a los sistemas eléctricos tanto en área de control como de potencia y otra línea es la adquisición de variables tanto eléctricas (corriente, voltaje) como físicas (temperatura, presión, nivel etc.), en esta ultima aunque no lo creas hay mucha por hacer todavía (yo trabajo con varios laboratorios farmacéuticos donde les hago aplicaciones a la medida, con buenos resultados).

Una fuente interesante para laborar es el Ahorro Energético y la Calidad de la Energía, no desde la óptica de la medición y análisis sino desde el desarrollo o aplicación de soluciones en este ramo (en un estudio pequeño que hicimos en Colombia por ejemplo, varias empresas y universidades están en la capacidad de diseñar filtros pasivos, pero simpáticamente solamente hay una empresa que esta en la capacidad de hacer las bobinas para esos filtros con las

inductancias que se necesitan, esto significa que hay un nicho que no se ha explotado, desde Venezuela se podría cubrir esta necesidad por ejemplo).

Lo otro es el Diseño y aplicaciones de la Electrónica de potencia en la regulación de voltaje y UPS, se pueden desarrollar estos bichos con buenas calidades y a un buen precio.

También hay un nicho importante que explotar que es el Ahorro Energético en Alumbrados públicos.

Otro nicho importante que cobra día a día gran demanda es el mantenimiento predictivo en tiempo real, para analizar motores eléctricos, transformadores, equipos electrónicos de alta gama etc. (las empresas pierden mas del 10% de su presupuesto de mantenimiento solo en la parte de motores, ya hay desarrollos para detectar los fenómenos de fallas en motores sin la necesidad de parar el proceso), en los transformadores típicamente se ha utilizado el análisis de gases disueltos en el aceite, se están estudiando métodos de análisis de ruido o sonido producido por descargas parciales dentro del trafo cuando hay problemas de aislamiento, también el incremento del ruido es un significante de que hay problemas de otros índoles y ha esto se le esta aplicando redes neuronales para automatizar los procesos de adquisición de datos.

Como puedes notar hay varias y variadas formas de desarrollar empresa, obviamente te hablo desde mi perspectiva o donde me muevo otros listeros te pueden dar otras buenas ideas que podemos compartir muy interesante.

Como motivación para que sigas en ese empeño, con un listero de chile y yo hemos hablado del desarrollo de un equipo para el ahorro de flujo luminoso en alumbrados públicos y se ha avanzado bastante solo falta un pequeño capital por conseguir, pero con las políticas de apoyo a la microempresa (yo diría nanoempresa) en mi país, creo que a mediados del siguiente semestre podremos concretar ya las ideas. Como vez también se abren posibilidades no solo en nuestros países sino en nuestra vecindad, solamente hay que tocar muchas puertas (unas se abren otras no).

11. Acerca de los proyectos “Gratis”

Comentario

De: Alejandro Higareda R.
Enviado el: Tue, 03 Jun 2003 20:24

Estimados amigos:

Siguiendo con lo de la profesionalización y leyendo a Eduardo se me vino a la mente un viejo tema en mi país: México.

Por aca se tiene la costumbre (muy arraigada por cierto) de que cuando me dan una obra (entiéndase la instalación eléctrica) les regalo el proyecto. Entonces el que hace la obra realiza el proyecto y la mayoría de las veces es en ese orden, primero un anteproyecto, luego la obra (instalación) y después el proyecto (como si fueran los planos de como quedo la obra).

¿Qué opinan de esto? ¿Sucede igual en sus países?, afortunadamente las nuevas generaciones están aceptando que uno no puede ser Juez y Parte en esto, que debe ser:

1.- Proyecto
2.- Obra
3.- Supervisión.

Tal vez los que proyectan puedan supervisar, en México existe una persona con la investidura de Unidad Verificadora de Instalaciones Eléctricas por parte de la autoridad reglamentadora, pero no esta por demás una supervisión independiente

Creo que un problema grave es la falta de conciencia sobre el proyecto, aun se siguen construyendo casas con el conocimiento empírico del maestro de obras o contratista, sin un proyecto, con cálculos de ingeniería y avalado por una persona responsable. Y como el proyecto es un gasto de varios miles de pesos que habría que erogar se lo ahorran sin pensar en las ventajas que da un trabajo de ingeniería.

De repente escasea tanto el trabajo por acá que las empresas constructoras "regalan" este servicio, el de proyectos.

Creo, seria bueno ahondar en el tema.

Respuestas

De: Ruben Levy
Enviado el: Tue, 03 Jun 2003

También por estos lados se regalan los proyectos, en realidad no te regalan nada lo único que el cliente piensa que le sale gratis pero los empresarios de estas cosas se la cobran de alguna manera la mas común es degradando las instalaciones es decir le trasladan el gasto a los por ejemplo futuros habitantes de un edificio que deberán gastar mas para reponer y mantener las instalaciones y ni hablemos de la seguridad eléctrica donde por ejemplo los responsables de las muertes o accidentes son los dueños de la instalación independiente de quien la proyecto o instaló.

Por ello el, proyecto tiene su importancia técnica y comercial le permite decidir al dueño como y que contratar y pagar y que no le vendan gato por liebre.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: 8 de Junio, 2003 02:18

Amigos, en verdad lo de los proyectos "gratis" es una aberración que tiene que ver con la falta de aplicación de las leyes en nuestros países y la corruptela institucional que galopa nuestros solares.

Soy venezolano y estoy de acuerdo con lo que dice Carlos Saa..y veo que el mismo "desorden" impera en otros paises de la región. No se trata de que los proyectos sean o no gratis. Se trata, generalmente, de que el servicio "gratis" se hace con la plena conciencia de que se "hará" un trabajo pirata...Del cual, en caso de falla, nadie será culpado porque no existirán planos, el proyecto no fue respetado durante la construcción, los materiales usados cumplen con las normas, en mi país COVENIN, las cuales generalmente son basadas en ediciones ya superadas de normas de los EEUU u otros países que generan tecnología y así un largo etc. en el cual se incluye la corrupción de funcionarios de bomberos, ingenierías de alcaldías municipales, ministerios, etc. los cuales otorgan los permisos de construcción después de haber cobrado su

comisión por aprobar el plano o proyecto sin cubrir los aspectos técnicos básicos o de otorgar los permisos de habitabilidad sin analizar a fondo el cumplimiento de todos los aspectos legales.

Finalmente... Nadie, excepto el afectado, es responsable de daños a la planta física o muertos que ocurren casi a diario por fallas estructurales, cortocircuitos, etc...

Verdaderamente algunos ingenieros, técnicos, maestros de obra ejercemos de manera "todera" muy barato (hacemos de todo... pero casi todo mal o pirateado) que literalmente nos convertimos en "asesinos". Asesinamos normas, criterios y quien sabe en cuantos casos asesinamos de manera cruda a personas o bolsillos de los usuarios cuando les hemos entregado construcciones proyectadas de manera defectuosa…

Me disculpan si soy un poco duro... Pero es la realidad de nuestros países...Le verdad es que si algún ingeniero diseñador o constructor se ajusta de manera escrupulosa o rigurosa al aspecto técnico normativo generalmente no gana ninguna licitación...Porque siempre será mas costosa su propuesta.

La ética profesional en estos casos es algo de conciencia, pero la dura realidad es que la corrupción imperante es la que gobierna y ese es uno de los estigmas de nuestras sociedades. Existen las leyes, las instituciones pero las mismas están penetradas por la corrupción y el ámbito de nuestra profesión no escapa de ello.

Mejoraremos el día en que la justicia sea verdaderamente "ciega" y le caiga encima a todos los que la burlamos. Creo que ese es el camino para que mejoremos y crezcamos como sociedad.. Puedo hacer mi esfuerzo en mejorar... pero si veo que no ocurre lo mismo con mis colegas y de paso no hay justicia..Lo mas seguro es que termine abandonando mis buenas intenciones y me vuelva igualmente "tramposo".

Para concluir..Cuando veo o me dicen que el proyecto es "gratis"..Enseguida me pongo en guardia... Por aquello de que ningún almuerzo es gratis…

12. Estructura de una red de telefonía

Pregunta

De: Gonzalo Guzmán
Enviado el: Wednesday, August 06, 2003 10:43 AM

Saludos listeros....

En los últimos días he estado realizando un levantamiento de redes telefónicas, pero debido a que conozco muy poco del tema me he estado asesorando con un especialista en telecomunicaciones...

Mi pregunta es la siguiente, alguien tendrá información sobre como funciona una central telefónica, o una red de tendido telefónico, con los terminales, mangas y todo los sus equipos que posee....

De antemano muchas gracias....

Gonzalo Guzmán
Ing. Electricista - Universidad Simón Bolívar
Caracas, Venezuela

Respuestas

De: Manuel López
Enviado el: Wednesday, August 06, 2003 1:26 PM

Estimado Ing. Guzmán, una red telefónica está compuesta básicamente de los siguientes componentes:

1) La Conmutación o lo que se llama Planta interna, y que involucra todo lo relacionada a los sistemas de conmutación propiamente dicha es decir los equipos existentes en una central telefónica: Toda la tarjetería de líneas de abonado, matriz de conmutación, sistemas de tasación para facturación, sistemas de gestión y la parte física de cableado (llamado el repartidor general) desde el cual se conecta la Planta Interna con lo que se denomina la Planta Externa.

2) El sistema de transmisiones que es algo que está involucrado directamente con la planta interna, comprende todos los sistemas de transmisiones (sean por fibra óptica, microondas, etc.) que enlazan las diferentes centrales telefónicas existentes dentro del área de cobertura de la Empresa proveedora del servicio telefónico.

3) La Planta Externa: que es toda la red de cobre desplegada para llegar finalmente hacia el usuario final; esta está compuesta por: la red primaria, la cual conecta desde el repartidor de la central telefónica hacia los armarios de distribución que se encuentran generalmente en las esquinas de las calles, esta red está conformada por cables telefónicos multipares de grandes capacidades (600, 900, 1200 pares telefónicos) y están dispuestas en rutas según la ubicación de los armarios de distribución (los cuales son "alimentados" por estos cables, no es una norma pero dependiendo de la cantidad de abonados que se derivan de cada armario, por lo general se dejan unos 300 pares por armario), esta red primaria se la instala por canalización debido al tamaño de los cables; para la unión de estos cables se utilizan mangas de empalme para uso en canalización, estas mangas están diseñadas para proteger el empalme mismo entre los cables, el cual es realizado utilizando unos conectores denominados UY; después de la red primaria, viene la red secundaria que parte desde el armario de distribución y ya sea de manera subterránea o aérea cubre la zona de influencia del armario, la cual se denomina Distrito; esta red está conformada por cables de menor capacidad (100, 70, 50, 30, 20 y 10 pares) los cuales se conectan hacia cajas de distribución, las cuales normalmente son para 10 abonados (la conexión desde el cable hacia la caja de distribución se lo realiza mediante el uso de un empalme con su respectiva manga de tipo aérea si fuera el caso); finalmente se encuentra la red de abonados que es la que parte desde la caja de distribución hacia el abonado final, está conformado por un cable gemelo telefónico para acometidas.

Actualmente el funcionamiento de las centrales telefónicas están basadas casi en su totalidad en la informática; en la central están instalados las tarjetas de abonados, que son las que dan individualidad a cada abonado mediante la asignación de su número telefónico; la función básica de la central es la de establecer una conexión entre dos abonados telefónicos; las centrales telefónicas antiguas, que eran del tipo analógico, establecían la conexión entre dos abonados mediante la conmutación de switchs (de contactos), de allí que también se denomine a una central como conmutador telefónico; estos switchs eran manejados a través de motores eléctricos; como le mencioné al principio, en la actualidad las centrales son de tipo digital y esta conmutación se lleva a través de circuitos electrónicos.

Ing. Manuel López
ETAPA
Cuenca - Ecuador

13. Comentarios acerca del apagón en Norteamérica – Agosto de 2003

Comentarios

De: Rafael E. Rodriguez Carrasco
Enviado el: Viernes 15 de Agosto de 2003 11:36 AM

Amigos:

Cuales son sus hipótesis con respecto al enorme apagón sucedido el día de ayer en EUA y Canadá. ¿Qué comentarios tienen al respecto?

De: Luis Gutiérrez U
Enviado el: Friday, August 15, 2003 11:30 AM

Buen tema para los electricistas, para nada me la creo q haya sido un rayo q deje sin luz por varias horas a uno de los países con la mas grande tecnología del mundo.

De: Rafael E. Rodriguez Carrasco
Enviado el: Friday, August 15, 2003 12:57 PM

Luis,

Lo mismo dijo un amigo que conoce bastante bien las redes eléctricas de EUA, exclamo: "... Imposible!..", yo le dije, simplemente mira el sitio de CNN, y veras que esta sucediendo de verdad. Es así amigo, este apagón, que algunos dicen es el más grande desde la masificación de la electricidad en el mundo esta que se convierte en un gran problema de análisis y discusión. Por aquí tampoco creemos que sea simplemente un rayo, quizás un problema de inestabilidad del sistema y/o fenómenos oscilatorios, quien sabe, pero aun así es increíble que un país con 150 areas de control y la automatización como la que poseen los norteamericanos pueda sucumbir ante la salida de una central (Manhattan) y se arme tremendo alboroto.

Sin la electricidad simplemente no funciona nada!. Una razón más para estar orgullosos de nuestro arte.

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Saturday, August 16, 2003 1:08 PM

Amigos, hipótesis surgirán a montones. Culpables y señalamientos también.

Una idea bastante creíble y digna de investigar a fondo es que por la época del año, hubo un repunte importante de la demanda (el día de la falla pronosticaban las temperaturas mas altas

de la época.. 97- 99 F)y a eso hay que sumarle que la red de los EEUU en esa y otras zonas no está lo suficientemente potenciada para manejar incrementos de hasta el 30% de crecimiento que ha ocurrido en los últimos años. La red solo ha crecido el 15%

Así que no es extraño que la red esté operando cerca de sus condiciones térmicas y un repunte pico de carga genere una cascada, debido a que si bien es cierto que existen mas de 100 centros de control, también es cierto que operan bajo criterio individual de las compañías y no con un criterio centralizado porque las leyes que debían haberse aprobado e implementado en ese sentido no existen.

Así que aunque surgirán muchas hipótesis, etc., mitos , leyendas y otras cosas la verdad puede ser mas terrenal.. Existe una lucha de poderes entre las grandes compañías, los legisladores y el gobierno de las ciudades que ha impedido que los aspectos técnicos de la red sean atendidos de manera global…

Quizás ahora si se resuelva porque ya está interviniendo el gobierno federal de los EEUU.

Sin embargo, estaremos atentos... Porque como escribió alguien por ahí... Lo que pasó es para coger palco y anotar muy bien…

De: Luis Gutiérrez U
Enviado el: Monday, August 18, 2003 9:39 AM

Está claro q si se sale una central ocasiona un desbalance en el Sistema, si este se encuentra interconectado y no se han tomado las previsiones del caso como el rechazo de carga o la Central es una de las principales como el caso relatado del Perú pues quedará todo en tinieblas; esto es algo que esta claro para todos los que conocen electricidad de potencia, mi observación era que esto se debería haberse solucionado en 1 o 2 horas alimentando puntos estratégicos y dejando fuera de servicio otros de menor importancia, sin embargo el tiempo tomado para este caso llama mucho la atención.

Esto puede justificarse de acuerdo a lo explicado por el amigo Molina, donde especifica que los muchos Centros de Control q disponen no se comunican o no coordinan entre si y traerá muchas reformas o cambios en su manera de operar el sistema eléctrico de los EEUU.

Pienso lo mismo, a separar su palco y veremos que pasa...

De: Juvencio Molina
Enviado el: Martes, 09 de Diciembre de 2003 06:25 p.m.

Hola Eduardo. Estoy de acuerdo contigo. No es fácil operar grandes sistemas interconectados.

Sin embargo la falla ocurrida no ha sido un problema técnico, los tiros apuntan hacia una lucha de poderes entre empresas regionales las cuales compiten entre sí y no terminan de ponerse de acuerdo en términos operativos y ello ha causado una serie de errores y omisiones que culminaron en el apagón. Básicamente ha eso me refiero cuando indico el exceso de Federalismo.

Los EEUU tienen deficiencia de legislación nacional en el tema de los sistemas interconectados. En parte ha sido por el poder y los intereses económicos de las grandes empresas lo que ha impedido que la legislación avance.

Es casi seguro que a partir de los momentos en que sucede la falla y el gobierno federal se ve forzado a intervenir lo más probable es que se resuelva la situación.

Lo interesante de todo esto es que ya varios estudios y análisis habían apuntado a que en cualquier momento por razones ajenas a fallas técnicas podría producirse un apagón masivo. En lo que fallaron fue en la gran extensión que finalmente abarcó.

Por cierto que en Agosto 2003 en los días siguientes en que ocurrió el apagón algunos escribimos sobre el mismo y entre las hipótesis del apagón que manejamos estuvo la de falta de procedimientos y fallas en su aplicación. Creo que no estuvimos muy lejos del blanco y eso es bueno…

Tenemos algo de olfato y algunos datos a mano...

14. Normativas referentes a la seguridad en instalaciones eléctricas industriales

Pregunta

De: Geovanny Pardo
Enviado el: Martes, 09 de Septiembre de 2003 12:56 p.m.

Amigos listeros:

Tengo una pregunta que espero me puedan ayudar con alguna información:

Cuando una persona está trabajando a niveles de voltaje de 13,8kV o 69kV, que medidas de seguridad en cuanto a vestimenta y herramientas se utilizar?

Existe alguna norma internacional que regule este tipo de maniobras a esos niveles de voltaje?

Si bien la pregunta podría parecer muy general, cualquier referencia en cuanto a las medidas mínimas de seguridad industrial serían valiosas.

Mil gracias de antemano por su ayuda.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 17 de Septiembre de 2003 06:55 p.m.

Amigo Geovanny una fuente base de normas relativas a la seguridad industrial son los documentos de la OSHA (Occupational Safety & Health Administration) de los EEUU. Es la organización que de manera específica trata tu requerimiento. Accesa la página web de ellos http://www.osha.gov

También existe un documento complementario al NEC (NFPA 70) y me refiero a la norma ANSI C.2 . (National Safety Code).

Este documento trata todo lo relativo a la seguridad en instalaciones eléctricas para áreas industriales de alta y extra alta tensión.

La mayoría de los documentos normativos sobre el tema desarrollado en nuestros países latinoamericanos tienen como base la OSHA o el ANSI C2

Pregunta

De: Hernán Cortéz
Enviado el: Martes, 09 de Noviembre de 2004 09:23 a.m.

Buen día estimados colegas, me gustaría saber la diferencia entre las normas IEEE y NESC para instalaciones eléctricas, ya que según lo que tengo entendido, la NESC está basada en la IEEE.

De antemano gracias.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Martes, 09 de Noviembre de 2004 05:17 p.m.

Amigo Hernán, NESC son las siglas de National Electric Safety Code el cual es publicado por IEEE (Institute Engineering Electric Electronic) de los EEUU…

El NESC es reconocido como norma ANSI (American National Standards Institute) y se conoce en el medio como la ANSI C.2 El documento establece las reglamentaciones y practicas seguras aceptadas para la instalación de sistemas y equipos en redes de transmisión, distribución y sistemas de comunicaciones via cable. Define distancias de trabajo, elevaciones de líneas aéreas sobre vías carreteras y de ferrocarril, entre otras muchas cosas..En general cubre los aspectos de instalaciones eléctricas exteriores no cubiertas por el NEC (National Electric Code) publicado por la NFPA (National Fire Protection Asociation)

De manera que no existen diferencias entre ellas porque NESC es un documento del IEEE.

15. Aspectos a considerar en la elaboración de un presupuesto para una obra eléctrica

Pregunta

De: JORGE MODESTO
Enviado el: Friday, December 05, 2003 10:34 AM

Señores de la lista antes que nada un saludo cordial a todos ustedes, el motivo de mi contacto es el de apelar a su amplia experiencia en el campo de la construcción e instalación eléctrica, pues hasta no muy poco yo trabajaba en una empresa de construcción e instalaciones eléctricas, pero uno en la vida tiene que hacerse en algún momento independiente y formar su propia empresa y es este mi caso, y es por esta razón que recurro a todos ustedes para que me puedan orientar en los siguientes puntos: - que factores influyen o se tienen que tomar en cuenta en el

cobro de un trabajo a realizar, - como se presenta a una licitación, - ¿cómo hago la cotización y luego el presupuesto?, ¿cuál se realiza primero? ¿y en base a qué?

Tomemos por ejemplo un caso particular en el que se hablo verbalmente con un empresario sobre la instalación de un tren de hornos que fue adquirido de segunda mano es decir comprado sin ninguna información, el control es realizado por un PLC, ahora este es un trabajo que nos queremos adjudicar, pero (siempre existe un pero ¿o no?) al no contar con la información que es lo que debemos realizar para presentar una propuesta económica sobre dicho trabajo.

En espera de una respuesta afirmativa de parte de ustedes ya sea mediante un consejo, una dirección electrónica, pagina WEB, etc. y esperado no haberlos cansado con mi situación me despido con las atenciones mas distinguidas.

Respuesta

De: Anibal R. Vallini
Enviado el: Martes, 09 de Diciembre de 2003 09:08 a.m.

Jorge:

Cualquier oferta está compuesta básicamente de los siguientes items como mínimo-
* Material
* Mano de obra
* Equipos
* Movilización (obrador, desplazamiento de equipos, personal, etc. en general al lugar de la obra)
* Servicios de tercros o subcontratos
* Luego la parte de $. Gastos generales y beneficios que pretendes.

Ante todo debes conocer el lugar de la obra.

Los antecedentes que puedas obtener sobre el trabajo a realizar, planos existentes, características de los equipos a instalar (tamaño, peso, ubicación actual de los mismos (si no estuvieran en obra).En otras palabras el layout de la instalación, si no existe debes prepararlo tu.

En tu caso es posible que para instalar y poner en funcionamiento el PLC, necesites una tercera empresa de la especialidad, para su puesta a punto y posible programación y puesta en servicio. Esa empresa te asesorará sobre el tipo de cables que debes emplear para el conexionado del mismo, los demás trabajos seguro que los conoces tu.

16. Procedimiento para las pruebas de hipot

Comentario

De: José Sánchez
Enviado el: Jueves, 05 de Febrero de 2004 08:28 a.m.

Te envío el procedimiento de la ASSOCIATED RESEARCH INC, con el cual yo he trabajado eficientemente.

Prueba de Hy-Pot

Primero se debe identificar el voltaje nominal de equipo y aplicamos la siguiente formula:
Et = (2xEn + 1000)x1.6 x f
Et: Máximo voltaje
En: Voltaje nominal de placa
1.6: Factor de de conversión de AC a DC.
f: % del voltaje de prueba en fabrica
Pruebas de inspección en planta 0.6
Prueba de aceptación 0.8

Para pruebas de mantenimiento en planta el voltaje mínimo debe ser de 1.7 veces el de operación hasta un máximo de 50% a 60% del voltaje de prueba en fabrica.

Existen dos tipos de pruebas a realizar con el Hy-Pot

Go No go Hypotting

Es una Buena prueba e indicativa de las condiciones del aislamiento.

-Colocamos el micro en máximo rango.
-Incrementamos el voltaje a una razón que mantenga al micro por debajo de máxima escala.
-Mantenga el voltaje al valor mientras la corriente de fuga se estabiliza.
-Si la corriente se mantiene y no se torna excesiva el equipo pasa la prueba..
-Una repentina subida en la corriente es indicativo de falla en el aislamiento.
-Si la corriente parece incrementar mucho detenga el incremento de voltaje y espere, si la corriente se detiene prosiga subiendo el voltaje.

Test Hypoting

-Escoja incrementos de voltaje en pasos de 8 o 10 hasta el voltaje de prueba.
-Prepare un papel milimetrado con Voltaje en las x´s y corriente en la y´s. (Debe seguir una linea recta creciente)
-Prepare un papel milimetrado con tiempo x´s y corriente en la y´s. (ambas graficas se pueden prepara en una misma hoja) (Debe seguir una curva exponencial decreciente)
-Realizar las conexiones y los ajustes necesarios.
-Incremente el voltaje al 1er valor lentamente y ajuste las escalas, una vez llegado al valor de voltaje tome el tiempo que le toma a la corriente estabilizar.
-Tome los valores de corriente y voltaje.
-Incremente el voltaje al 2do valor, tome las mismas lecturas y continúe hasta el máximo voltaje determinado para la prueba.
-Verifique constantemente los cambios de pendiente en la curva V&I si subitamente la pendiente se incrementa demasiado pare la prueba, al menos que vaya a ruptura adrede.

17. Lineamientos para el diseño del sistema eléctrico de un centro de cómputo

Pregunta

De: Ramón Alejandro Díaz Corona
Enviado el: Viernes, 13 de Febrero de 2004 06:41 p.m.

Estimados amigos, alguno de ustedes tiene o sabe de algún lugar en donde descargar información acerca de los lineamientos que se deben cumplir en la instalación eléctrica de un centro de cómputo???

Me refiero a las características oficiales (de preferencia en México), como pueden ser planta de emergencia, capacidad de los contactos a instalar, forma de identificación de los contactos regulados/no regulados, protecciones termomagnéticas, tipo de tierra a instalar, distancia entre contactos, etc.

Por su atención muchas gracias.

Ing. Ramón A. Díaz Corona
Informática Chiapas - Coordinación Estatal - Financiera Rural

Respuesta

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Miércoles, 18 de Febrero de 2004 01:45 a.m.

Estimado Tocayo:

Un consejo antes que nada: checa todo con tu UVIE antes de realizar cualquier cosa.

Respecto a las necesidades del centro de computo realmente son muchas y dada mi experiencia al respecto (3 obras de este tipo) te sugiero que consultes el alcance con el usuario, será un site de computo en forma ($$$$$$?) o sólo una salita de computadoras?:

1.- La planta de emergencia debe ser normal pero asegúrate que sea la salida en Y aterrizada (esta debe de conectarse solidamente a tierra).

2.- Coloca un UPS de por lo menos 35% más de la carga instalada o por instalar entre la fuente y tu site de computo.

3.-Búscate el libro verde (esmeralda) de la IEEE y consúltalo, te suguieren 2 cosas:

a) un neutro al 200%.
b) una tierra de menos de 5 ohms (TODOS LOS SISTEMAS DE TIERRA DEBERAN ESTAR INTERCONECTADOS EN POR LO MENOS UN PUNTO)

4.- Chécate el artículo 250 de la NOM-001-SEDE-1999.

5.- Los contactos (127V) deberán ser del tipo tierra aislada, te recomiendo unos de LEVITON con alarma de falla.
Recuerda que existen equipos a 220V, chécate los equipos para verificar la configuración NEMA de sus clavijas.

6.- La distancia entre contactos lo marcará el usuario de acuerdo a la colocación de sus equipos.

7.- Verifica la tensión de tus equipos, los AS 400 de IBM funcionan a 220 V, 2f-2h+t.

8.- Respecto a la tierra física deberás llevar 2, una desnuda para proteger los equipos metálicos no portadores de corriente (tierra de seguridad) y una aislada (la NOM indica que debe ser color verde o amarilla con franjas verdes 250 NOM) para tener una referencia a tierra de baja impedancia a los equipos electrónicos. TODOS los sistemas de tierras se unen con un puente de unión en por lo menos un punto. Realiza las mediciones correspondientes para un sistema de tierras "aislado" (este se recomienda que se canalice por dos distintos puntos al sistema de computo). Las mediciones son muy importantes, nosotros encontramos que la tierra física de la planta de emergencia estaba contaminando nuestro sistema de tierras aisladas, al grado de meterle "ruido" a los contactos.

9.- Los cuates de SHNEIDER o SQUARED venden unos tableros especiales, con doble barra de tierras, transformador de aislamiento integrado y supresor de transitorios.

10.- Un site lleva aire acondicionado y se recomienda ventilación forzada pero cuidado con ensuciar los equipos o el polvo. También llevan un sistema de emergencia contra fuego, humo y humedad.

11.- Evita por todos los medios (un buen sistema de aterrizamiento) las descargas estáticas, las computadoras son muy sensibles (y el corazón humano también) a este tipo de descargas.

12.- No estaría por demás (si es una remodelación o ampliación) que realizaras un estudio de calidad de energía y del sistema de tierras, que te indique armónicos hasta de 13 orden, corrientes circulatorias en el neutro, forma de conexión de tu sistema (nosotros descubrimos que la tierra física de nuestra planta de emergencia funcionaba como neutro de mi sistema, que las fases llegaban invertidas, que el sistema de tierras era prácticamente inexistente y que un sistema a 220V, 3F-4H+T.F. se convertía al llegar al site en un sistema 220V 2F-3H, para alimentar un UPS trifásico).

Lamentablemente no puedo darte una receta de cocina para hacer un site, cada caso es distinto pero puedo ayudarte a distancia (yo estoy en D.F.), y te sugiero que no te fíes mucho de los vendedores de equipos luego son plomeros vendiendo UPS.

Espero haberte ayudado y si tienes alguna duda escríbeme que por aca lo intentaremos resolver.

18. Descripción del sistema eléctrico de un centro de cómputo en México

Pregunta

De: Ronald Pacori Serpa
Enviado el: Jueves, 01 de Abril de 2004 11:15 p.m.

Señores listeros, la presente es para solicitarles información para el diseño y selección para una empresa donde tiene prioridad el uso de computadoras. Se requiere seleccionar un grupo electrógeno como plan de contingencia, lo segundo es seleccionar el sistema de control para accionar automáticamente ante desperfectos de las redes que alimentan a las computadoras, es la parte que requiero sugerencias en la selección en el equipamiento de la protección y proveedores que tengan equipamiento, para el accionamiento automático del grupo electrógeno.

Respuesta

De: Alejandro Higareda
Enviado el: Viernes, 02 de Abril de 2004 12:25 a.m

Estimado amigo listero:

Te platico de nuestra experiencia con un site de computo en la Cd. de México. (Trabajaba en una empresa cuando se diseño, yo fui el jefe de ingenieros; el proyecto estuvo congelado por presupuesto casi 2 años, al cambiarme de empleo la nueva empresa fue agraciada con el fallo del concurso de construcción y me toco participar ahora en la construcción del site).

No tengo a la mano los planos pero, recuerdo que todo el sistema del site (contactos normales, regulados, alumbrado y sistema de emergencia) esta controlado por un tablero POWER LINK grado electrónico de SQUARED, con monitoreo y función ON/OFF de cada circuito remoto por medio de UTP.

Los contactos para las computadoras son del tipo Tierra Aislada Polarizados con alarma de fase y TVSS mca. LEVITON de este tipo de contacto creo que hay a 220V y 127V.

En el site se cuenta con piso falso, totalmente aterrizado (se realizo una pequeña malla dentro del site), así como TODOS los elementos metálicos no portadores de corriente. Lo anterior para evitar fallas por estática y mantener la seguridad del personal humano en todo momento.

El site cuenta con un sistema de tierra individual del de la planta (es una fabrica de alimentos) que esta por abajo de 5 ohms, pero unido en un arreglo de barras con un puente de unión para formar un solo conjunto de sistema de tierras y mantener la equipotencialidad en el site y dentro de la planta de producción. Por cierto que todas las canalizaciones dentro del site fueron de acero, canaletas de la marca WIREMOLD.

Todo este sistema esta conectado a un UPS mca. MITSUBICHI de 80 KVA a 220V, en un sistema trifásico +neutro (200%) por cuestiones de armónicos+tierra aislada (el sistema individual del site)+tierra desnuda (el sistema general de cables desnudos de toda la planta). El UPS tiene su propio transformador tipo K13 en delta y estrella en el secundario. Este UPS en la alimentación lleva un Supresor de Transitorios.

Todo esto alimentado por otro transformador de aislamiento K13 delta-delta, mca SQUARED, el motivo de colocar otro transformador antes del propio de la UPS es la cantidad de armónicos de varias ordenes que teníamos, así como para bajar el voltaje de la planta misma (la planta trabaja a 480V).

Como paréntesis debo aclarar que esta obra fue una remodelación, a la cual se le realizaron pruebas de calidad de energía (Una de las cosas que motivo y dificulto la remodelación) con mediciones en las fases, en el neutro y en la tierra física. Encontrándose graves problemas y armónicos en un grado severo, no recuerdo de que orden de armónicas estamos hablando.

Este transformador principal se conecta de un tablero de transferencia automática que controla la transferencia del sistema normal a emergencia, el elemento electrógeno de emergencia que tenemos conectado en este ejemplo es una planta de diesel de 150kW trifásica, mca. IGSA.

Si crees que te sirvan los planos o por lo menos el diagrama unifilar de este site, avísame, lo consigo y te lo envío.

Por favor cualquier duda coméntala y en cuanto pueda de contesto.

Alejandro Higareda R.
http://www.pime.zzn.com

19. Tiempos de medición para efectuar pruebas de aislamiento y de índice de polarización.

Pregunta

De: Carlos Aguiar
Enviado el: Martes, 10 de Febrero de 2004 09:58 a.m.

Cordiales Saludos a todos los listeros...

Quisiera su accesoria con respecto a los tiempos para la medición de aislamiento e índice de polarización, según ANSI/IEEE Std. 43-1974 (que es la que pude encontrar) dice que la toma de muestra se hace a un (01) minuto y a diez (10) minutos... pero me han dicho que eso ha cambiado ¿...? pero no me han dado evidencia de ello, ...lo cierto es que existe una "ANSI/IEEE Std. 43-2000" y no la he podido ubicar, es decir, quien la pueda tener para consultar esos tiempos...
y si todavía hay que hacer la prueba a 40ºC en los devanados...

Agradecería a un listero colaborador y me actualice al respecto...

Respuesta

De: JOSE M. BURBANO ORDOÑEZ
Enviado el: Sábado, 14 de Febrero de 2004 12:38 a.m.

Estimado Ingeniero Urioste:

Antes de empezar reciba mi cordial saludo y disculpas por no haber respondido antes, debido a que estaba preparando una charla de capacitación sobre reparación de transformadores para el personal de una empresa dedicada a esta actividad.

Bueno, entrando en materia le comento que en lo referente a la normatividad respecto a la medida de resistencia de aislamiento en transformadores tiene toda la razón. La prueba se desarrolla como prueba de rutina a un minuto.

Esto es muy válido cuando, como fabricante, conoce el historial de los procesos de secado propios de su proceso productivo, pero en campo o cuando hace una interventoría (auditoría) para recepción de transformadores o para instalación de los mismos, una medida de resistencia de aislamiento tomada a un minuto no dice mucho, porque no conoce el proceso de fabricación del transformador en cuestión. Me explico: por ejemplo, mido la resistencia de aislamiento AT vs Bt de un transformador 13.2/0.208 kv y obtengo un valor de 5000 megaohmios; mirándolo en forma escueta y de pronto apoyándome en la ley del megaohmio por KV, concluyo que está correcta y el equipo apto para darle el visto bueno y continuar con las demás pruebas, pero

Usted como fabricante que conoce y tiene registros históricos de su proceso sabe que para este tipo de trafo lo normal es obtener valores por encima de de los 10000 o 15000 megaohmios. En este caso es donde, de acuerdo a mis andanzas, acudo a la prueba de los diez minutos, para ir a la fija o sobre seguro. Como puede ver, la prueba desarrollada bajo estos parámetros es un aseguramiento adicional al cual ningún fabricante ni reparador se opone y sí da un mayor cubrimiento que ayuda a verificar la idoneidad del transformador para cumplir con sus expectativas de vida útil.

Ahora bien, con los transformadores de media potencia y de potencia con tensión de serie de 15, 30, 115 o más kV, la cosa es a más exigente sea en el caso de pruebas de recepción o para instalación en campo. Aquí casi que es perentorio efectuar la medida de resistencia de aislamientos por el método resistencia tiempo ya que lo que está en juego tiene mayores implicaciones en la eventualidad de una falla.

Siempre que me ha tocado recepción o instalación y puesta en servicio de transformadores de potencia, nunca rebajo esta prueba y si es posible la cruzo con una de tangente delta (factor de pérdidas) y capacitancia efectuada por el método FP vs Voltaje.

En ambos casos, como decía anteriormente, la realización de estas pruebas nos dan una indicación cierta de tendencias y no de valores puntuales, lo que lleva a que se obtengan mejores elementos de juicio para la toma de decisiones.

Estos criterios responden al desarrollo de alguna experiencia en fabricación reparación y puesta en servicio tanto de transformadores de distribución como de potencia. Esta es la razón por la cual recomiendo efectuar la medida por este método, aunque como Usted lo enuncia, no es normalizada.

De todos modos la discusión está abierta y si alguno de los colegas tiene otros elementos de juicio que pueda aportarnos, bienvenidos sean.

Bueno colega, reciba un cordial saludo y espero que sigamos en sintonía porque el tema de estos equipos es bastante apasionante, más para los que han estado vinculados directamente a este ramo (fabricación, reparación y puesta en marcha de estos equipos). Por ahí tengo un par de panfletos buenos sobre el tema además de algunos artículos.

Cordial saludo

Ing. JOSÉ M. BURBANO O.
BOGOTÁ COLOMBIA

20. “Ahorro” de energía bajando el nivel de voltaje

Pregunta

De: Ricardo Ostrovsky
Enviado el: Saturday, April 03, 2004 1:56 PM

Recientemente el gobierno Argentino decidió bajar el nivel de tensión de 220 a 209 volt para ahorrar energía. ¿Alguien me puede decir donde está el ahorro?

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Sábado, 10 de Abril de 2004 08:54 p.m.

Bueno Ricardo Cordial saludo, el tema que tu planteas tiene de todo, en parte es mentira y en parte es verdad, veamos si me acuerdo lo que dice la ley de ohm es que la tensión es directamente proporcional a la corriente multiplicada por una razón (la cual la llamaremos resistencia o impedancia), y a partir de esta ley puedo obtener la potencia que es la relación entre la tensión y la corriente, concentrándose en que V=IR y que P=VI entonces yo podria definir que P=V*V/R, si aseguro de verdad pa Dios (y ojo que estamos en semana santa) que la Resistencia o Impedancia no varia (NO VARIA) puedo asegurar que reduciendo el voltaje puedo reducir la potencia consumida por una carga y por lo tanto encontrar el cacareado ahorro energético, este concepto se utiliza en unos dispositivos que se conocen como Reguladores de Flujo Luminoso para alumbrado publico y se consiguen ahorros hasta del 40% (esto lo aseguro no solo por haberlos visto sino por haberlos diseñados y perdonen la poca modestia).

Ahora cual es el veneno de la situación, esta R o Impedancia en la vida real es la carga si esta varia obviamente la potencia variara y si la carga necesita mayor potencia la requerirá es decir que aumentará el consumo y eso no es lo que buscamos por lo tanto no siempre el ahorro se consigue.

Como conclusión un poco romántica es que el empleado que propuso la idea no esta mal enfocado pero el problema es la realidad que es diferente.

La pregunta para mi no es si disminuyendo algo se encuentra ahorro para mi todos los métodos que buscan ahorrar energía disminuyendo el consumo están mal enfocados, lo que debemos buscar es optimizar el consumo (y esto no significa disminuir) de energía de cada proceso o equipo eléctrico y electrónico miren una cosa un motor encuentra su mayor eficiencia si trabaja a tensión nominal y su carga nominal, el doctor Enmanuel en un articulo que si titulo dice en español "Verdades y Mentiras del ahorro de Energía" demuestra que no se encuentra ahorro de energía por ejemplo utilizando banco de condesadores que es muy común y muchos de los ingenieros instalan banco de condesadores dizque para ello.

A mi me parece tonto pensar que a los generadores les interesa que la gente ahorre energía, esto implicaría disminuir sus ganancias y yo como accionista no estaría muy de acuerdo, lo que se debe buscar es evitar las perdidas tanto técnicas como no técnicas, los problemas de medición y los sistemas de medición e incentivar el buen consumo y penalizar a los que introducen asimetrías y armónicos al sistema. Si las empresas contabilizaran el desperdicio de energía (es decir dinero) debido a las asimetrías de corriente y voltaje les aseguro que pondrían mayor atención a esto.

Es que nuestros países se parecen mucho, en Colombia limpian los canales de aguas lluvia y podan los árboles en plena temporada de lluvias es decir cuando han sucedido las inundaciones, se preocupan de la sequía cuando no hay agua (en mi departamento sucede algo particular con una central hidroeléctrica que esta prácticamente seca debido a que se ha centrado a vender energía al sistema interconectado a un país vecino, sin importar que su segundo propósito se convirtió en ser un centro vacacional y ahora esta casi cerrado, es decir ahorrar agua para cuando haya la sequía no es su fin por decir lo mínimo).

Lo que plantearía yo como ingeniero era desarrollar metodologías para optimizar el consumo energético de los procesos para incrementar su productividad.

PD: Al artículo que referenciaba es el siguiente:
A. E. Emanuel,True and False Energy-Saving Devices IEEE Transactions on Industry Applications. Vol 33, No 6. November/December 1997 pp. 1439-1443.

De: Luis Ochoa
Enviado el: Martes, 13 de Abril de 2004 11:44 a.m.

Amigos vengo observando que se esta tratando el tema de ahorro de energía por reducción de tensión y no pude dejar de hacer mis comentarios:

Me preocupa que me causa que se propongan ahorrar energía por esta vía, es primordial tener en cuenta que existe 2 tipos de carga las que se definen como:

a) Impedancia Constante (iluminación incandescente, Hornos, etc.) en este tipo de cargas se podría tener un ahorro de energía al disminuir la tensión, pero no se olviden que el rendimiento baja considerablemente.

B) Potencia Constante (motores, etc.) en este tipo de cargas la bajar la tensión, la corriente aumenta, y con ella las pérdidas.

Por otro lado no se olviden que el momento de diseñar un circuito eléctrico, se lo ha realizado con una tensión nominal con lo cual se podría tener caídas de tensión admisibles que se encuentran en los límites exigidos, y al disminuir la tensión nominal de servicio para el que fue diseñado causaría problemas.

Sin embargo desde mi punto de vista no creo que esta alternativa sirva de mucho en el ahorro de la energía a mas de que la aplicabilidad de este criterio sea en iluminación, teniendo en cuenta que esto sacrificará el rendimiento de los niveles de iluminación deseados.

Esperando algún comentario.

De: Miguel Mejía
Enviado el: Martes, 13 de Abril de 2004 05:04 p.m.

Apreciados compañeros de lista me uno a la opinión de Luis.

El tema de "ahorro de energía bajando tensión", debería mas bien llamarse "RACIONAMIENTO por tensión"; practica que alguna vez en mi país (Colombia) usaron algunas empresas prestadoras del servicio público de electricidad cuando en el año 1992 nos vimos sometidos a racionamientos forzados por deficiencias en el parque de generación hidraúlico; con el agravante de tener un fuerte fenómeno del niño(época de sequía) en ese año originando periodos de oscuridad de hasta 12 horas diarias en algunas regiones del país.

Esto como ven fue una situación de "emergencia" que inclinó a optar por esta alternativa a las empresas de energía a fin de que una mayor cantidad de usuarios pudiera tener como encender por lo menos un bombillo o la radio para escuchar las noticias; por su puesto a costa de una pésima calidad el servicio y por ende de desastrozas consecuencias económicas para las industrias nacionales.

Con las consideraciones anteriores podemos decir que ejecutar un "ahorro" de energía bajando tensión, es absolutamente inaceptable para una Prestadora del servicio de electricidad, por la mala calidad del servicio ofrecida y contraproducente en el caso de industrias con cargas tipo "Z" constante.

Un abrazo a todos los compañeros de la lista!

Miguel Mejía
Gerencia de Pérdidas y Planeación
Electrificadora de Santander S.A -E.S.P

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Miércoles, 14 de Abril de 2004 04:46 p.m.

Hola amigos, he estado ausente por unos días de la lista y encuentro este tema el cual es de sumo interés.

Tarde…pero voy a opinar.

Es absolutamente falso que al bajar el nivel de tensión se produzcan ahorros de energía. Se producen son problemas…

No olvidemos que la potencia transmitida depende principalmente de la carga servida y las pérdidas del sistema eléctrico. Al mantenerse la carga, se mantiene el requerimiento de demanda y por consiguiente al disminuir el nivel de tensión simplemente aumenta la corriente circulante por que la potencia servida es la misma...A mayor corriente mayores pérdidas y sumado al menor voltaje tendremos problemas funcionales del sistema como ya lo explicaron algunos colegas en otras notas.

Ahora bien...Las soluciones no son fáciles, requiere crear cultura de ahorro energético principalmente en el usuario y eso no se logra de la noche a la mañana

1.- Uso racional de cargas, mejoras de eficiencias en los sistemas operativos de plantas e instalaciones, uso de sistemas inteligentes de control de alumbrados, Aire Acondicionado, etc. Eso funciona pero no es de aplicaciòn inmediata, toma tiempo y son requeridas inversiones por parte de los usuarios generalmente.

2.-En casos críticos, los despachos de carga de sistemas eléctricos aplican medidas tales como disminuir un porcentaje de la frecuencia de la red de transmisión. Esto disminuye las impedancias de las redes y de los trafos y contribuye a disminuir pérdidas. Tiene consecuencias en la calidad del servicio eléctrico porque por ejm. afecta el funcionamiento de relojes eléctricos entre otros sistemas, incluso puede afectar redes de computación. Esa medida radical se aplicó en el año 2002 en Venezuela y los resultados no fueron una gran cosa.

Particularmente pienso que los ahorros los logramos cuando diseñamos sistemas eléctricos ajustados a nuestras verdaderas necesidades y los usamos con conciencia de costos real.

21. Una experiencia de aplicación de la termografía al diagnóstico de líneas de transmisión

Pregunta

De: Nelson Aguilar
Enviado el: Martes, 08 de Junio de 2004 11:59 a.m.

Saludos a todos los estimados miembros:

Les escribo para ver si pueden ayudarme a obtener normas o procedimientos con respecto a termografia en líneas de transmisión de alta tensión, y también agradecería mucho sus comentarios con respecto a este campo que me parece muy interesante.

Respuesta

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Martes, 08 de Junio de 2004 08:20 p.m.

Nelson: Antes de jubilarme como Jefe del Lab. de Ensayos de la empresa de energía de mi provincia, tuve en mi laboratorio un equipo de termografía, que lo empleábamos para detectar puntos calientes en estaciones de transformación, transformadores MT/BT de distribución y muy especialmente en Laboratorio para análisis comparativos de morsetería de todo tipo, incluyendo sistemas preensamblados. Es una herramienta poderosísima, que se la valora a los diez minutos de haberla usado. Sus usos son casi ilimitados.
Pero yendo a las líneas de AT, te cuento que ese termógrafo, en realidad vino montado en un helicóptero que se empleaba para rastrear problemas en líneas, especialmente en una zona montañosa de muy difícil acceso. Era un equipo muy sensible (resolución dentro de 0,1 ºC). Por falta de experiencia, compramos el equipo completo, pero dejamos de lado un accesorio fundamental, que más abajo te explico cuál era. Al principio recorríamos la línea con el termógrafo enfocado a lo largo de los conductores, en busca de eventuales manguitos de empalmes flojos, por consiguiente, con temperatura superior al resto del cable. (Naturalmente que la línea debe estar no sólo energizada, sino también transmitiendo energía, por ese asunto de Mr. James Joule :-)) Ajustando el nivel de sensibilidad a la temperatura de operación del conductor, se lo veía como un trazo blanco en la pantalla del termógrafo.

Cualquier sobretemperatura por chica que sea aparecía más luminoso, indicando algún percance en el cable. Desde el aire se tomaba nota de la numeración de los apoyos adyacentes para su futura identificación y reparación. (No se hacía mantenimiento bajo tensión). El inconveniente principal era que el helicóptero no es tan estable y suave como aparece en el cine. Aún en días calmos algo se movía y dificultaba el enfoque, porque en la pantalla no había referencia del suelo. Y aquí viene le accesorio que compramos después: un sistema óptico que permitía ver la pantalla con la termografía y, superpuesta, una imagen virtual de la línea, su entorno y el suelo. Entonces, era como si a ojo desnudo se vieran los puntos calientes del cable. Ahora no importaba tanto el bamboleo del helicóptero. Pero en la práctica, el helicóptero resultó mucho más útil para detectar problemas mecánicos en la línea, y muy especialmente, nidos de cotorras en las crucetas de los apoyos. Estos nidos, al aumentar de tamaño y en días de mucha humedad o lluvia generaban sus lindos cortocircuitos. (*) En algo más de un año, prácticamente se dejó de usar el termógrafo a bordo del helicóptero, porque la cantidad de problemas de sobretemperatura era realmente mínimo. Y lo que realmente significaba problema para la operación del sistema era fácilmente visible a simple vista. Esta decisión me

vino de perillas, ya que heredé el termógrafo para mi laboratorio, en donde fue mucho más útil para la Empresa. La lista de aplicaciones de estos equipos es impresionante.

Saludos a la Lista.

Enrique Jaureguialzo
enriquej@infovia.com.ar
Córdoba, Argentina

(*) Nota curiosa: Cualquiera sabe que es muy difícil evitar que las cotorras hagan sus nidos en los apoyos. También es bastante trabajosos sacarlos, ya que hay que desernegizar la línea e ir con hidroelevadores, cosa que no siempre se puede por la topografía del terreno. Un buen día apareció un señor con la "solución": una especie de gel o grasa de su invención con la cual había que untar la parte superior de las crucetas. Esa grasa, según él, les provocaba ecozor en las patas a las cotorras y se iban con la música a otra parte.

22. Accidente eléctrico en “lote X” de Petrobras

El peor amigo de la seguridad es la confianza.

En la mayoría de los incidentes y accidentes registrados encontraremos como factor común:

1. El exceso de confianza. La misma rutina de hacer siempre el mismo proceso lleva a cometer actos subestandares: La no conexión de la puesta a tierra y la no verificación de la condiciones del sitio de trabajo para la autorización del trabajo (No es simplemente "firmar" la planilla)
2. La falta de comunicación.
3. La incorrecta (o falta) de planificación.
4. La delegación incorrecta de responsabilidades. La persona que verificó ausencia de tensión no probó el equipo previamente para corroborar su buen funcionamiento.
5. La falta de equipos de prueba (certificados). Por una batería dañada el detector de ausencia de tensión dió una información que se interpretó erróneamente.

Comentarios

De: Víctor Rodolfo CEDRON
Enviado el: Jueves, 10 de Junio de 2004 12:57 p.m.

Sin duda que lo que dices es acertado.
Pero creo que en este caso más que un tema de confianza se trata de una fuerte dosis de "negligencia", donde hay una responsabilidad compartida entre la persona que debe asegurar las condiciones de seguridad para la entrega del equipo (para que se pueda trabajar en el mismo) y la persona que va a realizar el trabajo quien debe verificar que las medidas de seguridad sean correctas y además suficientes.

Daría la impresión que los trabajadores no tienen ni idea de lo que significa trabajar en una línea de tensión.
Creo que la difusión, la concientización, la revisión de las normas que regulan este tema, y los controles de campo de la línea jerárquica, ayudan a que estos accidentes sean cada vez más esporádicos hasta alcanzar el ideal que es por supuesto que nadie sea víctima de un accidente eléctrico.

De: Norman Toledo
Enviado el: Jueves, 10 de Junio de 2004 04:28 p.m.

Colegas, buenas tardes

Llevo mas de 20 Años ejerciendo la profesión de electricista y hay algo que no ha cambiado nada desde que se invento la electricidad, "EL PRIMER ERROR DEL ELECTRICISTA ES EL ÚLTIMO", suena trágico pero no deja de ser cierto, podemos correr con algo de suerte algún día, pero esa dama, es demasiado coqueta para estar con uno siempre y se va. Desde que se inventaron las excusas nadie es culpable. Coincido totalmente con Víctor con respecto a la negligencia. ¿POR QUÉ? Todo trabajador independiente de su nivel o rango, tiene un jefe ó supervisor y su trabajo es hacer que se cumpla con todas las reglas de seguridad. Nosotros no podemos darnos el lujo de tener imprevistos, ese lujo nos cuesta dinero ó accidente.

23. Comentarios sobre las pruebas de resistencia de aislamiento

Comentario

De: Norman Toledo
Enviado el: Lunes, 12 de Julio de 2004 09:55 a.m.

Armando buenos días;

Hay muchas cosas escritas sobre aislamiento, sin embargo te voy a recomendar las más prácticas, que son utilizadas por la mayoría de profesionales. Sin embargo cuando se trata de equipos especiales tanto en BT como en MT lo correcto es solicitar información al constructor ó proveedor del equipo.

Para voltajes iguales o menores de 24 Volt, utilizar un multímetro con una salida de hasta 24 volt tomando en consideración que el voltaje de prueba aplicado no debe ser superior al voltaje nominal de trabajo de equipo. Ejemplo alternadores de automóviles.

Para todos los voltajes de BT (hasta 1000 volt), utilizar un medidor de aislamiento con un voltaje de salida similar al voltaje de utilización del equipo, estos voltajes están normalizados en 150V, 250V, 500V. Hay equipos que tienen hasta 1000V. la regla que se aplica aquí sirve desde 0 a 1000 volt y se debe considerar 1000 ohm por cada volt de trabajo mínimo, es decir si tienes unas barras que van a trabajar a 600 volt, debes aplicar una tensión de 1000V y el aislamiento debe ser de mínimo 600.000 ohm con una tensión de prueba aplicada durante 60 segundos.

Para todos los voltajes de MT (hasta 72KV), utilizar medidor de aislamiento de 5.000 volt y la referencia debe darte el fabricante del equipo, sin embargo en caso de necesidad de tener un valor referencial rápido, MEGGER el fabricante mas famoso de equipos de medición de aislamiento recomienda 1.000.000 ohm por cada volt aplicado mas 1.000.000 ohm durante 60 segundo, es decir que si el equipo es de 2.400 volt el aislamiento recomendado es de 2.400.000.000+1.000.000 ohm es decir 2.401 Mohm

Hay otras consideraciones y cálculos que realizar cuando hay humedad, temperatura.

Método tiempo - resistencia: Cuando utilice un instrumento manual, opere continuamente durante un minuto. Tome una lectura al fin de los 30 segundos y otra lectura al fin de un minuto. Cuando utilice un instrumento con motor eléctrico u operado por rectificador, los intervalos de tiempo son generalmente 1 minuto y 10 minutos a partir del momento que se aplica el voltaje de prueba. "Se recomienda a quienes operan y mantienen maquinaria rotatoria obtengan copias de la publicación IEEE, "Prácticas recomendadas para probar resistencia de aislamiento de maquinaria rotatoria", que pueden obtenerse solicitándolas por escrito al IEEE a la dirección 345 East 47th St., New York, 10017."

Ajunto alguna información que puede ser de utilidad.

Norman Toledo Carrión
Ing. Electricista (ISPJAE)
Manta – Ecuador

24. Valores recomendados de índice de polarización en prueba de aislamiento de máquinas rotativas

Pregunta

De: Luis Gama
Enviado el: Martes, 30 de Noviembre de 2004 07:39 p.m.

Hola listeros, estoy investigando como medir el índice de polarización de un generador de 10,4 kV. de los años 60. Quisiera saber donde encontrar información sobre el método. La tensión aplicada con un meger de 5 kV de vcc es la correcta.

Saludos y gracias por su valiosa colaboración.

Respuesta

De: Harold José Díaz
Enviado el: Miércoles, 01 de Diciembre de 2004 10:21 a.m.

El criterio de índice de polarización, está definido como la relación entre las resistencias de diez y un minuto.

El estado de los aislamientos tipo B, en una máquina, a partir del índice de polarización, se puede determinar a partir de la siguiente tabla:

Estado del Aislamiento	**Índice de Polarización**
Malo	Menos de 1
Pobre	Menos de 1.5
Dudoso	De 1.5 a 2
Satisfactorio	De 2 a 3
Excelente	Sobre 4

Los valores mínimos recomendados de índice de polarización para otros tipos de aislamiento en máquinas rotativas de corriente alterna son:

Para la Clase A 1.5

Para la Clase E 2.0

Para la Clase F 2.0

Estos valores son satisfactorios para devanados impregnados con barniz o asfalto. Devanados impregnados con poliéster o epóxicos pueden obtener un valor diferente, no habiéndose definido aun su valor.

Está reconocido que puede ser posible operar las máquinas a valores por debajo del valor mínimo recomendado: sin embargo, normalmente no se considera como una buena práctica.

Si un índice de polarización es menor que uno después de efectuar la limpieza y un buen secado, se debe de consultar con el fabricante del equipo.

Un alto índice de polarización en un devanado viejo, puede ser una condición anormal. Por ejemplo, un índice de polarización de cinco o más, para un devanado de veinte años de uso, podría indicar un devanado intacto, pero sin vida, el cual podría incurrir en una fractura repentina por un choque mecánico, Debido a la fragilidad del aislamiento.

Cuando las cabezas de bobina de la máquina son tratadas con material semiconductor, con el propósito de eliminar el efecto corona, la resistencia de aislamiento observada puede ser algunas veces más pequeña que el valor de una máquina similar no tratada.

Te recomiendo comenzar la prueba con un valor menor de tensión tal vez 2 KV, para así reducir el riesgo de falla.

Para más información:

IEEE Std 115-1983, “Test Procedures For Synchronous Machines”

IEEE Std 118-1978, “IEEE Standard Test, Code For Resistance Measurement

IEEE Std. 95-1977. “Recommended Practice for Insulation Testing of Large AC Rotating Machinery with High Direct Voltage”

25. ¿Qué es y cómo se define la asimetría o desbalance de voltaje?

Pregunta

De: Eduardo Canqui
Enviado el: Martes, 14 de Diciembre de 2004 06:41 p.m.

Estimados Amigos listeros... necesito su ayuda para aclarar algunos conceptos:

¿Que es asimetría de tensión?, ¿Que valores son aceptables en instalaciones industriales?
¿Asimetría es igual a decir desequilibrio de tensión?
¿Como debo calcular la asimetría?
¿Cuando los relés indican que protegen contra asimetrías, a qué se refieren? ¿Cómo lo calculan?

Agradezco desde ya su gentil ayuda, he consultado algunos textos pero no encuentro una definición clara al respecto.

Respuestas

De: Alex Pareja
Enviado el: Miércoles, 15 de Diciembre de 2004 09:05 a.m.

Eduardo:

La asimetría de tensiones también conocido como el desequilibrio de tensiones, entonces bajo el siguiente concepto creo se puede comprender mejor lo que se quiere expresar:
Un sistema de tensiones trifásico se considera equilibrado cuando está constituido por tres señales senoidales de igual amplitud y cuyo desfase relativo es de 120º. Entonces un sistema trifásico de tensiones se considera desequilibrado cuando sus tensiones de fase presentan bien las amplitudes o los desfases relativos distintos.

En instalaciones industriales se pueden aceptar un desequilibrio de hasta el 2% según recomendación de la IEC 146, en la que los motores deben estar preparados para soportar este nivel de asimetría, en caso de superar este valor su funcionamiento puede verse afectado de manera significativa.

El grado de asimetría o desequilibrio de tensiones se calcula de la siguiente manera:

%VUF = componente_de_la_tensión_de_secuencia_negativa*100 / componente_de_la_tensión_de_secuencia_positiva

Existen otros métodos de calcular, pero la fórmula anterior es la definición verdadera.

Los relés que protegen las asimetrías, generalmente los de la serie RM4T, el más indicado el RM4T-A32, estos relés detectan cuando se produce u ocasiona una asimetría en la red después de un tiempo ajustado entre 0.1 s y 10 s, e inmediatamente el relé realiza la apertura, es decir la desconexión del equipo de la red eléctrica. El relé se reactivará cuando el valor de la asimetría medido sea inferior a la mitad del valor de asimetría ajustado.

De: Augusto Abreu
Enviado el: Miércoles, 15 de Diciembre de 2004 10:15 a.m.

La norma americana IEEE 1159, también recomienda un límite de 2% de desbalance. Como menciona Alex el método exacto de cálculo es el que el muestra. Pero también se puede calcular de manera "aproximada" de la siguiente forma:

% de Desbalance = (Max_Desviación (D1, D2, D3) / Promedio)*100%

Promedio = (V1+V2+V3)/3

D1=Abs (Promedio - V1)

D2=Abs (Promedio - V2)

D3=Abs (Promedio - V3)

Pregunta

De: Ponce de León
Enviado el: Lunes, 20 de Diciembre de 2004 06:52 p.m.

Alex tengo una duda:

Como se sabe el nivel máximo de desequilibrio de la tensión esta del 2%, pero esto es en BT. ¿Qué hay en los niveles de Distribucion MT (10KV/22.9KV), cual es el valor recomendado/limite?, ¿Existe en esa misma norma limites para estos niveles? Agradezco anticipadamente tu respuesta. Gracias

Respuesta

De: Alex Pareja
Enviado el: Martes, 21 de Diciembre de 2004 08:42 a.m.

Ponce de León:

La recomendación indicada por la norma IEC del 2% es para ambos niveles de tensión BT y MT, debido a que expresamente y en forma general indica que todos los motores deben estar preparados para soportar este nivel de asimetría el cual se considera tolerable. Pues si analizamos la pérdida de vida útil del motor, este perderá un aproximado de entre 12% y 20% de su vida útil recomendada por el fabricante (dependiendo de la potencia del motor).

Leí en otras bibliografías límites similares que a continuación las resumo:

Redes de MT y BT	u < 2% en intervalos > 1 minuto
Redes de AT	u < 1% en intervalos > 1 minuto
Cargas Individuales	u < 0.7% en intervalos de minutos
Cargas individuales	u < 1% en intervalos de segundos

26. Enseñanza de la ingeniería en universidades latinoamericanas

Comentario

De: Manuel Briceño
Enviado el: 19-nov-2006 22:33

Muchas gracias Salvador. Amigos, ciertamente hay un desfase entre las Universidades Venezolanas y el mundo industrial, pero el problema no solo es nuestro, el problema es en toda América Latina. Actualmente, la ASIBEI (Asociación Iberoamericana de Instituciones de

Enseñanza de Ingeniería discute en su seno si actualizar constantemente los pensum de las carreras técnicas motivados por cambios tecnológicos (presión que ejerce la industria) y la crisis vocacional ; o por el contrario fortalecer las asignaturas básicas (educación tradicional) y dejar vía formación continua el mejoramiento profesional.

Existe también una corriente de notables académicos cuya doctrina es formar personal integral y no especialistas en un campo determinado de la ingeniería (léase cualquier área), según su pensamiento esto despertaría en el individuo una curiosidad científica sin precedente capaz de dar soluciones de manera integral a los problemas tecnológicos que se avizoran en las próximos años. Según esa corriente, basta con fortalecer las ciencias básicas para obtener resultados. Bajo este punto de vista, mi opinión muy personal sería refundar el papel de las Universidades, equivalente al momento histórico de la edad media, donde una persona era humanista, doctor e ingeniero; existieron ciertamente figura históricas con esos dones. Pienso que para aquella época el volumen de información era poca por lo difícil de acceder a ella, pero nuestros días eso es totalmente accesible, lo cual según mi parecer no permitiría digerirla (en sentido figurado) en una vida, con todo el respecto que se merecen esos señores, creo que están equivocados.

El modelo de educación superior alemán es muy funcional, ellos tienen dos tipos de universidades una que es conducente a títulos de Phd, mientras la otra no, me disculpan pero no recuerdos los nombres. Las conducente a títulos de Phd. los pensum de estudios giran entono a la investigación de las ciencias básicas en conjunción con la ingeniería para resolver, mejorar o desarrollar nuevas tecnologías. Mientras que las universidades técnicas, que no conducen a titulo de Phd resuelven problemas de aplicaciones tecnológicas del ámbito industrial, pero ambos tipos de Universidades están estrechamente relacionadas con el mundo industrial. Miremos el modelo alemán para los futuros cambios que se darán tarde o temprano en la educación superior Venezolana.

Amigos invisibles (como diría Uslar Prieti), les invito a visitar la página web de la ASIBEI.

Les anexo un ensayo que escribió el Prof. Gilberto Enríquez Harper (muy conocido por nosotros), algo parecido al tema, pero en el contexto Mexicano que perfectamente puede ser el caso Venezolano.

Sinceros Saludos

Prof. Manuel Briceño
La Universidad del Zulia
Escuela de Ingeniería Eléctrica - Departamento de Potencia
Maracaibo Estado Zulia – Venezuela

27. Proyecto de iluminación de un estadio de béisbol

Pregunta

De: Leo
Enviado el: Tuesday, July 19, 2005 2:00

Saludos amigos, el presente email es para pedir consulta sobre la iluminación de un estadios de béisbol.

Es primera vez que realizo un proyecto así y estoy nuevo en el campo. Así que les pido toda la colaboración posible.

Respuesta

De: Yvan Hernández
Enviado el: Tuesday, July 19, 2005 2:08 PM

Leo yo no tengo experiencia en esto pero estoy realizando un diplomado en iluminación y por lo menos la teoría la tengo bastante clara.

Ahorita los fabricantes en los mismos catálogos de algunas luminarias te dicen cuantas debes utilizar a que altura y la distribución (claro estas luminarias son las que ellos te recomiendas que uses para tu caso en un estadium de béisbol). Pero no te dicen cual es la orientación de cada una de ella que en este caso es lo más importante para una gran uniformidad. Eso en el caso que no tengas ningún tipo de estructura.

Por otro lado debes considerar algunos factores como: que tipo de estadio es, profesional se realizaran transmisión por televisión? esto te va a afectar mucho los niveles que debes obtener sobretodo cuando tomas en cuenta la televisión ya que debes tomar en cuenta el nivel de iluminación en el plano vertical de acuerdo a las posibles tomas que pueda una cámara tomar.

Cada caso es diferente de acuerda a la espacio físico y las estructuras que puedan entorpecer.

Busca en la página de Holophane, podrás encontrar algunos papers muy útiles y un programa llamado “visual” muy bueno pero es una versión de 30 días.

Para realizar los cálculos debes utilizar un programa, la verdad no me imagino como seria hacerlo sin ellos.

Otro programa te puedo nombrar el Luxicon es muy bueno te ofrece una amplia librería de luminarias de grupo de fabricantes que no me acuerdo como se llama, yo lo tengo pero no se si lo puedes encontrar en la red. Otro que me atrevo a decir que es mejor que ese aun que muy parecido es el GENESYS II utilizado por otro grupo de fabricantes. Estos son muy fáciles de utilizar y cualquier cosa me puedes consultar ya he utilizado estos. De todos modos hay muchos programas y si mas no me equivoco hay uno llamado Calculux que esta en la red.

Espero que sirva la información. Saludos.

28. Métodos de cálculo y bibliografía para el diseño de iluminación de un galpón

Pregunta

De: Julio Parra
Enviado el: Viernes, 29 de Agosto de 2003 07:00 p.m.

Amigos colegas.

Tengo posiblemente la tarea de realizar la canalización eléctrica para dos galpones, uno de ellos de 1000mt cuadrados y el otro de 500. mi inquietud es que por primera vez realizaré tal

tarea y estoy un poco inexperto en esto. También, es necesario saber la cantidad de luminarias para estos dos galpones. Agradecería a uds., que son muchos los que tienen muchos años de experiencia, la ayuda que me puedan dar en este tema.

Gracias de antemano por sus sabios consejos.

Se despide un listero de esta maravillosa página o forum de discusiones.

Respuesta

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Viernes, 29 de Agosto de 2003 07:37 p.m.

Hola Julio. No voy a entrar en detalles del diseño pero si te voy a orientar hacia donde apuntar los tiros...

Debes considerar datos complementarios aparte del área de los galpones.

El número de luminarias es determinado principalmente por el nivel de iluminación que se requiere y este a su vez lo determina el uso y las tareas que serán efectuadas en los galpones. Los valores de LUX o CANDELAS según las aplicaciones están definidos por publicaciones y normas en cada país. En tu país seguro están definidos. También pueden usarse valores generalizados internacionalmente sin grandes márgenes de error.

Otro aspecto que influye en el número de luminarias es el grado de polución del área, las practicas de mantenimiento y la altura del montaje de la luminaria.

Igualmente es necesario conocer la geometría de la planta de los galpones para definir la distribución de luminarias, el plano de trabajo y las características reflectantes de techos, paredes y pisos.

Existen métodos muy buenos de cálculo. Para áreas interiores puedes usar el método de la cavidad zonal.
Para exteriores existe el método punto a punto. El método punto a punto es un parece un poquito complejo para un primer cálculo sin mayor pericia pero en realidad es muy sencillo. Se trata de saber calcular ángulos en elevaciones y desplazamientos laterales.

Debido a que indicas que no tienes mucha pericia en estos cálculos te recomiendo que ubiques el manual llamado Lighting Discipline de Westinghouse es un clásico en la ingeniería de iluminación y es una herramienta tremenda que te lleva de la mano para entender los conceptos y efectuar los cálculos tanto para interiores como exteriores.

Otro clásico es el manual de iluminación de la Philips. En lo particular prefiero usar el Lighting Discipline.

Me parece más didáctico y práctico...

En fin gustos y sabores...

Lo mas seguro es que lluevan por ahí unos cuantos programas sobre cálculos de iluminación... Te sugiero que los tomes ...Pero úsalos luego de haber entendido los conceptos y para eso lo mejor son los textos que te he indicado…

29. Comparación entre baterías de Plomo-Ácido y las de Niquel-Cadmio

Comentario

De: Enrique Jaureguialzo
Enviado el: Lunes, 2 de Julio, 2001 20:12

John Fernando: Incluyo alguna información para tu pregunta sobre baterías estacionarias para centrales eléctricas. Entiendo que se trata de baterías para servicios generales, como alumbrado de emergencia, desenganche de interruptores, etc. Lo que te puedo decir es lo usual hasta hace unos cinco años atrás, pero no creo que haya variado mucho. Es más, estoy seguro de que no. La más barato es instalar baterías tipo plomo/ácido, pero lo más durable (por mucho) son las baterías alcalinas de níquel-cadmio (NiCd). O sea que a la larga son mucho más económicas. Su único inconveniente es la mayor inversión inicial.

Te pongo algunas características comparativas entre ambas:

- A igualdad de capacidad, las de NiCd son más caras que las de plomo/ácido.

- Las de NiCd pueden descargarse al 100% sin pérdida de su capacidad, que recuperan luego de la carga.

- Las de NiCd mantienen su rendimiento aún con temperaturas bajo cero. A -20ºC mantienen el 75 % de su capacidad, contra el 50% de las de plomo. Las de plomo/ácido, si están algo descargadas, buena parte de ácido sulfúrico pasa a las placas quedando agua como electrolito. Eso es peligroso para el almacenamiento a bajas temperaturas por la dilatación del agua. Las de NiCd no intercambian parte del electrolito (hidróxido de potasio al 20% en agua) con las placas, de modo que su densidad es constante en todo momento. Entonces el frío, cualquiera sea, no les hace daño físico.

- El electrolito circula libremente entre las placas, por lo que se elimina la posibilidad de cortocircuito por desprendimiento de la materia activa.

- Las baterías de NiCd son mucho más livianas y pequeñas, en relación a su capacidad, que las de plomo. Por ejemplo, una batería para arranque de motores diesel requiere la mitad de capacidad que si fuese de plomo.

- Se considera que una batería ha llegado al límite de su vida útil cuando su capacidad ha llegado al 60/70% de la inicial. Una batería NiCd permite 2.000 ciclos (carga/descarga) antes de llegar a ese límite. En situación estacionaria puede llegar a durar 30 años, y montadas sobre trenes (para alumbrado y arranque de los motores diesel) puede durar 15 a 20 años. Estoas tiempos son impensados en baterías de plomo.

- Pueden conseguirse, con NiCd, baterías con gran capacidad de descarga en relación a su peso y volumen, o bien con gran poder de descarga en relación con su capacidad. Creo, no estoy seguro, que esto está bastante limitado en las de plomo.

-Soporta corrientes de cortocircuito sin apreciable merma de su capacidad. Un cortocircuito en las de plomo le puede destruir las placas.

- De ser necesaria una carga rápida, las de NiCd lo pueden lograr en menos de la tercera parte del tiempo que el necesario para las de plomo.

- Las baterías de NiCd no desprenden gases corrosivos, ya que su electrolito no forma parte del proceso de carga y descarga, como las de plomo.

Te puede parecer que soy agente representante de alguna fábrica de baterías alcalinas. Desgraciadamente no lo soy,. Digo "desgraciadamente" porque si lo fuera tendría una buena fuente de ingresos.

Espero que esta información te sea útil. Un saludo de
Enrique Jaureguialzo
Córdoba, Argentina

30. ¿Usar agua destilada o desmineralizada?

Pregunta

De: JAIME DULON REYNOLDS
Enviado el: Miercoles, 18 de Julio, 2001 13:38

Entre los compañeros de trabajo ha surgido una duda que se las transmito a uds: que diferencia existe entre el agua desmineralizada y el agua destilada, ambas son utilizadas en baterias, ¿cuál recomiendan que debería
Utilizarse y por qué? , influye el tipo de batería?

Respuesta

De: Carlos Wong
Enviado el: Miércoles, 18 de Julio, 2001 13:38

Sólo debes usar agua destilada en la preparación o relleno de los electrolitos de las baterías.

Nunca debes usar agua desmineralizada. Esta, se entiende por lo general su nombre, como un agua producto de un proceso de eliminar la dureza a través de un ablandador que usa por ejemplo permutita sódica, o en el mejor de los casos un proceso de osmosis inversa Las aguas desmineralizadas no están libres de metales o sales, o compuestos orgánicos que reaccionan o degradan la calidad del electrolito y dependiendo de la cantidad y naturaleza, estropean la batería.

Información detallada puedes verla en un libro de física o química, capitulo baterías.

31. Métodos de prueba a bancos de baterías

Pregunta

De: Eric F
Enviado el: Tuesday, July 05, 2005 6:00 PM

Estimados listeros, los consulto a los que tienen más experiencia sobre las pruebas a realizar en un banco de Baterías alcalinas de 125 VCC, para determinar su estado, o la curva que deberían responder.

Respuestas

De: Sergio Gudiño
Enviado el: Tuesday, July 05, 2005 6:57 PM

Estimado listero Eric, las pruebas de carga y descarga tiene directa relación con la potencia de las mismas y se realiza con un banco de resistores a distintos valores para trazar la curva de descarga normalmente los Fabricantes poseen las cubas de cada elemento pero, lo que tu puedes realizar es:
a) Desconectar el equipo rectificador
b) Con un densímetro adecuado le tomas la densidad o mides el peso específico de cada elemento. Con esta medición se establece el estado de carga individual y puedes detectar algún problema.
c) Con un voltímetro de CC le tomas las mediciones individuales a cada elemento cuidando la polaridad.-
Para ello debes confeccionar un planilla y puedes controlar periódicamente el estado sin desafectar el servicio del banco tener en cuenta, para poder comenzar las mediciones dejar transcurrir 10 minutos de reposo a descarga normal…y cuidando que la misma no caiga demasiado (esto detecta que tienes problemas en el Banco de Baterias).

De: Francisco Estévez R.
Enviado el: Tuesday, July 05, 2005 8:08 PM

Estimado Eric:
A medida que envejecen las baterías. Desciende la capacidad. Entonces la batería no puede suministrar la intensidad especificada durante tan largo tiempo. En condiciones favorables, la vida de servicio de una batería puede llegar hasta los 20 años, pero hay muchas que duran bastante menos.

Midiendo la capacidad actual, se puede determinar si es hora de cambiar el sistema de baterías o si se puede seguir usando durante más tiempo. El envejecimiento de una batería aumenta progresivamente con el tiempo. Por ello, es importante medir regularmente la capacidad.

El método más seguro y mejor establecido para determinar la capacidad de un sistema de baterías es efectuando el ensayo de descarga. El sistema de baterías deberá estar bien cargado antes del ensayo, lo cual se efectúa descargando la batería con una intensidad constante indicada por el fabricante. Esto continúa hasta que la tensión de la batería haya alcanzado un nivel equivalente al de una batería descargada.

El tiempo necesario para alcanzar esta tensión mínima multiplicado por la intensidad nos da la capacidad actual AH. a intervalos regulares, se mide la tensión de las celdas. La medida de la tensión de las celdas al final del ensayo tiene especial importancia para revelar las celdas débiles

De: Alfredo Tuccio
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 6:51 AM

Estimado Eric:

Los ensayos cíclicos mencionados por Sergio Gudiño y Francisco Estévez Ruiz son costosos, consumen mucho tiempo y requieren personal técnico capacitado. Hay que estar dispuesto a sacar el banco de baterías de servicio con el RIESGO de que ante una necesidad del mismo en ese momento este NO ESTE EN SERVICIO.

Hoy en día se aplica un nuevo y efectivo método de análisis de datos denominado **Método de Impedancia**, el cual ha sido utilizado internacionalmente en una amplia variedad de aplicaciones industriales de baterías.

El Concepto Clave es: El aumento de la impedancia interna de una batería es directamente proporcional a la disminución de la capacidad de retención de carga (Ah).

Impedancia: Brinda una medida de la resultante entre la resistencia y la reactancia de una celda electroquímica. El aumento de la impedancia a través del tiempo, aporta una referencia sobre cambios en las uniones internas y soldaduras de placas a bornes. También, y lo que es más importante, pone de manifiesto los efectos de la reducción del área efectiva de las placas, debido a la sulfatación.

Una regla práctica básica de control indica que la impedancia de una batería en buen estado, puede variar entre un ± 20% de la línea de base de impedancias. (Este valor dependerá del tipo de batería)

La única posibilidad de medir una impedancia es valiéndonos de la inyección de una corriente alterna de frecuencia y magnitud determinada en los bornes de la celda, la cual se superpone y no es influenciada por la corriente continua propia. Esto implica **no tener la necesidad de desconectar la carga** que en ese momento alimenta al sistema **y aún el cargador que lo respalda**. Esto se logra solamente si el equipo de ensayo tiene poder como para anular o ignorar el ripple (componente de alterna) de la fuente. Cada valor de impedancia de cada celda es almacenado como dato al igual que su tensión (CC). El promedio de todos estos valores, es calculado automáticamente para crear una línea de base. Adoptando el parámetro práctico del 20% o según la IEEE en sus documentos 1187-88-89, la cual recomienda un máximo de desviación del 30%, se puede detectar cuales son las celdas defectuosas que superarán esta barrera o la tendencia al aumento de otras para fines predictivos. **El incremento de la impedancia es el principal indicador de degradación paulatina.**

En el mercado hay varios instrumentos para tal fin, yo tuve la oportunidad de conocer el de Megger, llamado BITE.

De: Boris Conde
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 7:43 AM

Buenos días listeros, lo que indica Alfredo es un técnica que nos indica mediante la medición de la conductancia de la celda su estado, sin embargo, no estoy seguro que aplique a todos los modelos de batería, se que aplica a las de plomo acido por que el cambio que se experimenta en la medición es paulatino y te permite analizar y tomar decisiones entre cada periodo de mantenimiento preventivo, mientras que en otro tipo de batería esta variación es muy abrupta, por lo que hace muy dificil tomar decisiones sobre las mediciones, a menos que tengas equipos que hagan la medición en línea y envíen una alarma.

De: Alfredo Tuccio
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 8:37 AM

Estimado Boris:

Esta técnica NO ES MEDICIÓN DE CONDUCTANCIA, como podrán apreciar en el adjunto.

La medición mediante el método de CONDUCTANCIA: Brinda una medida relativa al estado superficial de las placas (sulfatación). La conductancia no es generalmente la inversa de la impedancia, ya que los métodos de medición son diferentes y a diferentes frecuencias; y sus conclusiones no son de la misma calidad o exactitud.

La medición mediante el método de IMPEDANCIA: Brinda una medida de la resultante entre la resistencia y la reactancia de una celda electroquímica. El aumento de la impedancia a través del tiempo, aporta una referencia sobre cambios en las uniones internas y soldaduras de placas a bornes. También, y lo que es más importante, pone de manifiesto los efectos de la reducción del área efectiva de las placas, debido a la sulfatación.

El hecho de tener en cuenta la REACTANCIA: Brinda una medida de las características inductivas y capacitivas, las cuales son una función de las dimensiones físicas constructivas de una batería.

Te comento que hace un tiempo atrás esto que estamos debatiendo aqui fue una larga discusión que mantuvimos con varias empresas y la conclusión fue utilizar el método de impedancia de baterías, yo como responsable de servicio técnico de una empresa que comercializa baterías usaba los dos métodos de ensayo tanto Descarga como Medición de Impedancia

De: Alfredo Tuccio
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 8:52 AM

Para concluir con la respuesta al mail de Boris:

Con respecto a la aplicación de todos los modelos de baterías, comento que en aplicaciones estacionarias este método es aplicado y avalado según IEEE 450, 1188 y 1106 para las baterías del tipo Plomo Ácido Sumergidas, Plomo Ácido Selladas (VRLA) y Níquel Cadmio respectivamente.

Boris, el hecho de que en "algunos tipos de baterías las variaciones de sus características sea muy abrupta lo que hace muy difícil tomar decisiones sobre las mediciones", es también aplicable al método que tu mencionas como "mas seguro y mejor para determinar la Capacidad de un sistema de bancos de baterías" el ensayo de descarga.
Las IEEE mencionan este hecho de la variación de las características y función de ello establece cada cuanto tiempo es aconsejable la medición de IMPEDANCIA DE BATERIAS.

Y por ultimo, para no aburrir con este mail, las baterías tipo VRLA por su naturaleza impredecible debe ensayarse cada 4 meses... Crees que en una Central Eléctrica, SubEstacion o grandes empresas de servicio continuo podrán sacar de servicio todo su sistema auxiliar de

continua para realizar un Ensayo de Descarga?????? o preferirán realizar una medición sin la necesidad de sacar los bancos de baterías de servicio realizando una medición ONLINE con el método de Impedancias de Baterías?

De: Alberto Mikalaiunas
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 9:49 AM

Hola:

Yo trabajo en la parte de energía de ANTEL - Uruguay la empresa estatatal de telecomunicaciones y les cuento que SÍ sacamos, parcialmente, las baterías del sistema de respaldo para probar la capacidad de las mismas por medio de una descarga controlada. Y tenemos cientos de baterías, tanto ventiladas (abiertas) como selladas (VRLA). Por lo que la pregunta retórica de "Crees que en una Central Eléctrica, SubEstacion o grandes empresas de servicio continuo podrán sacar de servicio todo su sistema auxiliar de continua para realizar un Ensayo de Descarga?????? " les digo que la respuesta es sí. Y es sí acá y en la mayoría de los países del mundo. Y lamento con esto ir en contra de todos los que están más que contentos con el método de la impedancia.

Parte de la cuestión es que un sistema que se quiere que sea "lo mas seguro posible " siempre debe tener 2 o mas baterías en paralelo como respaldo.... y no una sola. Por lo que sacar una de servicio y hacerle todos los ensayos posibles es algo muy sencillo y de bajo peligro.

Ahora bien, si de lo que hablamos es de la batería de una UPS, donde en general tienen una sola, les comento que las UPS modernas tienen una rutina de chequeo de baterías.

Por lo que el metodo, "casi impresindible e innovador" que podrá decir cualquiera de los que vende un dispositivo de prueba de impendancia de baterías, viene quedando para casos muy especiales.

Por supuesto que no despreciamos la utilidad de estos medidores de impedancia...en particular cuando el análisis dinámico interno de una batería viene creciendo y los medidores de impedancia dan datos muy útiles..... pero le damos el lugar que merece... y si bien están comprendidos en las IEEE, no lo están como algo desequilibrante.....mas bien están como algo complementario.

Sumado a todo esto, y pueden consultarlo por ustedes mismos, la propia Yuasa de USA recomienda que el ensayo formal de calidad y capacidad de una batería sigue siendo el de probarle la capacidad por medio de una descarga.... siendo el método de la medida de impedancia algo complementario.

De: Alfredo Tuccio
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 11:47 AM

Estimado Mikalaiunas:

La realidad es que muchas empresas, centrales y subestaciones NO tienen duplicado el sistema de Bancos de baterías con lo cual es una perdida de confiabilidad en el sistema de Descarga.

Por supuesto que lo lógico seria la duplicación, pero lamentablemente por desconocimiento o distintos motivos de índole la mayoría económicos no se observan la duplicación del sistema de baterías. Te podría nombrar muchas empresas de la argentina que no poseen la duplicación.

Además tengo entendido que este sistema no perjudica ni disminuye la vida útil de las baterías.

Tampoco es algo innovador, hace varios años que esta en uso este método, nosotros comenzamos a utilizarlo en el 98.

Estimados, por favor no quiero generar roces con nadie, no mal interpreten yo hablo desde la postura de usuario del método (cuando lo usaba, ahora ya no pertenezco a esa empresa).

Ya hablaron largo y tendido el uso de las normas en la ingeniería de todos los días, no volveré a mencionar lo que se discutió varios días aquí.

De: Luis Castillo Torres
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 8:56 AM

Saludos a todos, es cierto que el método aquí planteado es el mas real y el que mas se ha trabajado en la historia de los bancos de baterías, pero también es cierto que este método, reduce tanto la disponibilidad del equipo para poder hacer la prueba (estimo que en bancos de 125 Vcc, hasta 8 horas) como la vida útil que le queda, ya que se genera un desgaste de las mismas por las exigencias a las cuales se ve sometido el banco durante las pruebas. Incluso, si son bancos de mayor edad, se reduce su respuesta al momento de una contingencia y debes realizar las pruebas con mucho cuidado para evitar una posible inversión de polaridades.

Mi recomendación apunta hacia la implementación de la prueba de Impedancia, con las observaciones ya realizadas por los otros compañeros.

De: Alfredo Tuccio
Enviado el: Wednesday, July 06, 2005 9:46 AM

Como bien menciona Luis, el método de Descarga reduce la disponibilidad del equipo para hacer la prueba.
Dichas pruebas de Descarga puede llegar a durar varias horas hasta días (2 o 3 me han llevado en su momento) en función de las características del Banco de baterías, cuando el método de Impedancia se realiza en minutos.

32. ¿Cómo dimensionar cargadores y bancos de baterías?

Pregunta

De: Jorge Cruz
Enviado el: Viernes, 05 de Noviembre de 2004 02:35 p.m.

Estimados amigos de la lista:

Los consulto nuevamente para saber si alguno de ustedes tiene información o sabe adonde la puedo obtener, acerca de como se calculan los rectificadores/cargadores de baterías, así como los bancos de baterías.

Les agradezco a todos por su atención y ayuda

Respuesta

De: Hernán Parra
Enviado el: Sábado, 30 de Octubre de 2004 02:49 p.m.

A continuación les indico el paper de la IEEE para el dimensionamiento de baterías bien sea de plomo o Níquel Cadmio. Espero que esta información les permita aclarar todas sus dudas.

Para Baterías de Níquel-Cadmio:
- IEEE 1106 Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of Nickel-Cadmium Storage Batteries for Generating Stations and Substations
- IEEE 1115 Recommended Practice for Sizing Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications

Para Baterías de plomo-ácido:
- IEEE 485 Recommended Practice for Sizing Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations.

Allí también encontrarán como dimensionar el cargador.

Traten de conseguirlas.

33. Problemas de bajo factor de potencia en sistema industrial con poca carga y generación local

Pregunta

De: Salvador Martínez
Enviado el: Monday, August 27, 2001 4:06 PM

Amigos listeros, tengo un gran amigo que necesita una asesoría en un caso interesante. Les agradezco lo que puedan hacer por él, en caso de que lo puedan ayudar.

Les retransmito su mensaje:

Salvador, como te conté el caso es el siguiente:

El sistema esta configurado con una red en anillo, donde tu puedes separar la barra del grupo de generadores A (2 unidades) con la barra de los generadores B (2 unidades). Los generadores poseen las siguientes características: 580 kW, A.C.450 Volt, 3 Fases, 60 hz, F.P 0,8.

Los generadores A tienen asociados motores de corriente alterna y dos transformadores que alimentan a los controladores rectificadores que a su vez alimentan motores DC, con variación de velocidad por voltaje.

Cuando los generadores A trabajan con la carga asociada a los generadores de servicio, el factor de potencia varia entre 0,7 y 0,8, pero cuando estos mismos generadores trabajan con los transformadores conectados en vacío el factor de potencia en la red disminuye entre 0,1 y 0,3, y cuando se alimentan los motores DC, disminuye a 0,09 - 0,1.

A esta barra se le instaló un banco de condensadores de 600 kVAR, para mejorar el valor del factor de potencia cuando los generadores de carga trabajen alimentando los transformadores - controladores - motores DC, el resultado que arrojo esta modificación fue la de alcanzar un valor de factor de potencia de 0,3, siendo el valor de diseño de trabajo de los generadores de 0,8.

Los generadores vienen para soportar una corriente de 960 Amperios y durante la operación de los equipos el consumo fue de 250 Amperios, con F.P 0,3.

¿En estas condiciones de trabajo, qué se podría ver afectado en la red y en el generador?

¿El generador está en la capacidad de soportar estas condiciones de trabajo en el tiempo?

¿Los reactivos que se están generando cuando se conectan los transformadores a la red me indican que existe una falla en el diseño de los mismos?

Respuestas

De: Carlos Wong
Enviado el: Lunes, 27 de Agosto de 2001 07:11 p.m.

Los generadores están diseñados para una carga en kVA.

Como regla general se puede usar su potencia total en kVA no importa el factor de potencia, pues mientras este dentro de los KVA nominales no va a existir sobrecarga térmica en los conductores del generador, en lo que respecta al estator.

Pero esta regla tiene limitaciones que vienen dadas por:

a.- capacidad del circuito de excitación, incluida la del rotor.

b.- variación del voltaje del sistema y tipo de circuito de reparto de carga reactiva

c.- ajuste de las protecciones de los generadores

d.- estabilidad del sistema

De ordinario el punto c y d, limitan la operación de los generadores hasta un máximo de 0,9 capacitivo. Por detrás de este valor, desde 0,9 capacitivo hacia cero, va a activar la función 40 o pérdida de excitación con un retraso de tiempo. Esto significa que variaciones temporales del factor de potencia son permitidos, sobre todo en la etapa de sincronización y carga de un generador.

Esta limitación deja un rango de operación desde 0,9 capacitivo- 1- inductivo.

La operación con un factor de carga inductivo por debajo de 0.8 es permitido, mientras no se sobrepase la capacidad en KVA del generador y mientras exista capacidad de soporte del circuito de excitación.

Una carga de 250 amperios con un factor 0,3 en un generador de 960 Amperios se puede hacer sin daño en la red y los generadores.

Pero existe una limitante y es el sistema de reparto de carga reactiva de los generadores. Si usa el sistema "droop voltage", entonces la barra de generación va a mirar una reducción del voltaje en forma automática producida por los reguladores de voltaje. Si esta variación es aceptable, entonces no habría problemas.

Esta es la idea general.

Espero ayude a clarificar el entendimiento del problema planteado.

Para encontrar una solución operativa adecuada, se necesitan más datos, incluido un diagrama unifilar, mirar la forma de operar de la planta, el usar el banco de capacitores que se instalo, mirar el ajuste de las protecciones y plantear con toda esta información el uso racional de los generadores dentro de la carga variable de esa planta.

Saludos,

CARLOS WONG
ELECTRICAL ENGINEER
INDUSTRIAS ALES CA

34. Potencia reactiva suministrada por generadores sincrónicos

Pregunta

De: Javier Jiménez
Enviado el: 24/03/02 10:38

Estimados amigos colegas listeros soy Ingeniero Electromecánico, actualmente laboro en una empresa cogeneradora de energía eléctrica en la cual se dispone de un generador de una potencia de 22.7 MVA el cual aumenta su temperatura cuando la potencia reactiva de este aumenta lo que obliga a reducir un poco la carga. Por consiguiente necesito información sobre el comportamiento de los generadores cuando hay un aumento de la potencia reactiva y su efecto negativo para con el generador y que hacer para contrarestar este efecto negativo (considerando que es imposible eliminar el consumo de potencia reactiva ya que estas son cargas externas fuera de nuestro control).

Respuestas

De: Carlos Wong
Enviado el: Lunes, 25 de Marzo de 2002 10:21 a.m.

Estimado Javier:

Un generador de ordinario esta diseñado para trabajar a un factor de potencia de 0,8. Significa que puede entregar carga reactiva dentro de ese límite. Si la carga activa es menor es posible cargar el generador con mayor nivel de reactivo hasta dentro la capacidad de KVA del generador con limitaciones por la excitación y por calentamiento del rotor. El aumento de temperatura al subir la carga reactiva es normal si esta dentro del rango de temperatura de clasificación del generador. Mayor carga reactiva mayores perdidas.

El gráfico anexo muestra estas ideas.

Un generador en forma práctica debe mantenerse con un factor de potencia desde 0,8 en atraso hasta 0,9 en adelanto, mientras los kW de carga se mantengan al máximo permisible.

Si los KW de carga disminuyen se puede aumentar la carga reactiva del generador siguiendo la curva de carga reactiva del mismo.

Si desde el punto de vista operacional motivado por diversas razones se lo intenta hacer, se debe conocer perfectamente los ajustes de la protección realizadas al generador porque estas entrando al umbral del ajuste de las mismas y consecuentemente se puede disparar o desconectar el generador.

El sistema de protección no sigue exactamente la curva limite de carga reactiva del generador si no que se tienen limitantes técnicos y por ende el ajuste disminuye el rango teórico disponible.

El valor práctico operativo para la carga reactiva del generador dejado siempre libre es desde 0,8 en atraso a 0,9 en adelanto.

Invasiones temporales se pueden efectuar pero se comienza a invadir la zona de activación de la protección y esta comienza a iniciarse con sus retardos de tiempo respectivos.

A mayor invasión menor tiempo.

La operación de un generador de 20 MVA fuera del rango indicado requiere la intervención del ingeniero de protecciones quien deberá indicarte hasta donde llegar operativamente.

De: Jair Aguado
Enviado el: Domingo, 31 de Marzo de 2002 04:47 p.m.

Estimado Javier cordial saludo, escribo tarde pero espero colaborar en tu inquietud:

Un generador esta en capacidad de entregar Potencia Activa en un momento dado a toda su potencia, el fenómeno de la Potencia Reactiva nace cuando se incluyen cargas no-lineales las que ocasionan la aparición de reactivos y estas son las que afectan el factor de potencia o en pocas palabras la capacidad de transferencia de la máxima potencia del generador a la carga.

Al fabricar los generadores se tienen en cuenta el factor de potencia como una características de las perdidas del equipo (esto se traduce en calentamiento), ahora la potencia reactiva es necesaria para que funcionen los motores de inducción, los transformadores etc., por lo tanto hay que vivir con esta en un momento dado molestia.

Doy por sentado que el problema del generador es el que planteas por que necesariamente los generadores no se calientan por el problema de factor de potencia debido a que una de las protecciones que se implementan en los tableros de control es la detección del Factor de Potencia, la solución a este problema es instalar banco de condensadores para corrección del factor de potencia debido a que es un sistema de cogeneración pueden ser Bancos automáticos los cuales ingresan los condesadores en la medida que aumenten los reactivos, así se mejora el f.p. otra posibilidad es detectar cuales son las cargas que inyectan reactivos y conectarles a estas cargas condesadores para mejorar el Fp esta solución también mejora los Reactivos respecto al generador.

Otra fuente de problemas para los generadores son las cargas desbalanceadas (cargas monofásicas), estas generan respecto al Neutro y a la Tierra Corrientes de Secuencia Cero u Homopolar que producen Potencia de Secuencia Cero y a su vez generan problemas de oscilaciones en el generador y calentamiento, otra cosa importante se ha encontrado que cuando hay muchos desbalances tanto de corrientes como de voltajes esto afecta el Factor de Potencia, produciendo un problema que se asemeja a problemas de reactivos.

Cordialmente,
Ing. Jair Aguado Quintero

35. Sincronización de generadores que operan a distinta frecuencia

Pregunta

De: Paúl Zamora
Enviado el: Viernes, 12 de Abril de 2002 02:05 p.m.

Buen día a todos los amigos listeros.

Necesito saber por medio de qué expresión están relacionados el aumento de tensión con el aumento de frecuencia, cuando voy a poner una maquina en paralelo con otra. y además esto me produce frentes de onda (tensión) perjudiciales para el usuario. Por ej.: una máquina funcionando a 50 Hz - 13.2 kV y entramos con otra maquina a 50,2 Hz, en que porcentaje aumenta el valor inicial de la tensión. Desde ya muchas gracias.

Respuestas

De: Carlos Wong
Enviado el: Viernes, 12 de Abril de 2002 05:10 p.m.

Paúl:

No existe variación de tensión ligado a variación de frecuencia cuando esta de por medio un regulador de voltaje. En el caso expuesto, si los voltajes antes de sincronizar eran iguales a 13,2 kV, lo que se a producir en el momento de la sincronización es un aumento de carga por la mayor velocidad que lleva el generador a 50,2 Hz entrante. Este aumento de carga va a depender del tipo de regulador de velocidad y el modo de trabajo de ellos, isócrono o no isócrono.

De: Jair Aguado
Enviado el: Sábado, 13 de Abril de 2002 10:11 a.m.

Complementando la respuesta de Carlos, lo que debe quedar claro es que no se debe conectar dos generadores a diferentes frecuencias, lo que se debe hacer es que el regulador sincronice a la misma frecuencia, aunque en la practica no debería presentarse problemas por esta frecuencia de 50.2 Hz, si la frecuencia nominal es de 50 Hz porque el porcentaje es de 0.4% y en muchos casos se acepta una oscilación de la frecuencia hasta el 1% de la frecuencia nominal.

36. Generadores trabajando a gran altura

Pregunta

De: Gustavo Urioste
Enviado el: Jueves, 11 de Julio de 2002 02:20 p.m.

Amigos listeros:

Me llamaron de una empresa amiga, preguntando como se debe calcular la potencia que entregarán sus generadores eléctricos al trabajar a una considerable altitud. Hablo de alrededor de 4000 o mas metros sobre el nivel del mar.

Quisiera su ilustrado criterio al respecto.

Respuestas

De: JUVENCIO MOLINA
Enviado el: Jueves, 11 de Julio de 2002 04:00 p.m.

Gustavo, esa pregunta requiere análisis particular.

Si los equipos son existentes lo mejor es consultar con el fabricante de los equipos, el cual debe disponer de datos de los equipos y las características de diseño adaptadas al lugar de instalación. .

Si es proyecto, deben conocerse aparte de la altura, otro datos de sitio, tales como: Temperatura de admisión del aire, humedad relativa y absoluta, tipo de combustible a usarse, restricciones ambientales, potencia requerida, disponibilidad de la planta, etc.

El análisis es especializado y normalmente los fabricantes son los que realizan ese tipo de evaluaciones:
Puedes ponerte en contacto con empresas fabricantes tales como General Electric (contacto en Miami: ivan.hurtado@ps.ge.com) o Alstom (contacto en Venezuela: nelson.a.izquierdo@power.alstom.com o jose.hernandez@power.alstom.com)

De: CARLOS WONG
Enviado el: Domingo, 14 de Julio de 2002 02:46 p.m.

El tema planteado tiene por respuesta:

- Para motores de aspiración natural la perdida de potencia es del 4 % sobre 1000 ft por cada 1000 ft.

- Para este mismo tipo de motores la pérdida de potencia por incremento de la temperatura ambiental es del 1 % por cada 10 °F sobre 70 °F.

Para motores turboalimentados si la central es relativamente pequeña le puedes aplicar la misma regla.

Si la central es relativamente importante entonces hay que calcularlo mas exacto.

37. Funcionamiento de una transferencia automática de una planta de emergencia

Pregunta

De: Jimmy Rodríguez
Enviado el: Miércoles, 10 de Noviembre de 2004 09:08 p.m.

Necesito su ayuda en el aspecto de como hacer un sistema automático de un encendido de un generador.

Por ejemplo tengo subministrado en una casa energía de la empresa generadora (deocsa aquí en Guatemala) pero cuando esa energía se corte, se encienda el generador y alimente todo la residencia pero cuando vuelva al energía que suministra tal empresa se apague el generador, si uds. pueden ayudarme, también necesito los accesorios.

Respuesta

De: Danilo de La Cruz
Enviado el: Miércoles, 17 de Noviembre de 2004 09:28 a.m.

Buenos días: Ante todo para lo que ud. quiere hacer, necesita un sensor que le anuncie la presencia de tensión en la red, ya sea mono o trifásica, esto lo puede encontrar en fabricantes tales Schneider, Lovato, etc. Cuando este sensor, detecta que la red del sistema ha fallado, debe ordenar el accionamiento de un contacto en serie con el arranque del grupo, para permitir el arranque del mismo, y luego que el grupo electrógeno haya arrancado, ý alcanzado sus parámetros nominales de trabajos, tales como rpm, frecuencia, voltaje, entonces se produce la conmutación.

Cuando ocurre el fallo de energía del sistema, por lo general, la orden de arranque al grupo no se hace esperar, al retorno de la energía del sistema, el grupo si queda trabajando un rato (10 o 15 minutos por lo general) para verificar que el sistema entro definitivamente y no fue un recierre fallido, cuando el grupo sensa que definitivamente entro la energía del sistema, se hace la transferencia, el grupo sigue en funcionamiento en vacío otro rato mas para su enfriamiento, luego se desconecta.

La transferencia la puede hacer a base de contactores, generalmente escogidos en régimen AC-1, o con interruptores, en este último caso si quiere que la transferencia sea automática, entonces debe poner mecanismos motores, bobinas de mínima tensión o de emisión etc. a los

interruptores, esto en potencias pequeñas se encarece, por lo que es aconsejable el uso de contactores y en potencia mayores, se hace mas racional el uso de interruptores con motores. SIEMPRE debe existir un bloqueo eléctrico y mecánico entre ambos elementos, el de red y el de grupo, esta condición es más que obligatoria si no quiere perder el grupo por una mala operación. Bueno espero esto le sirva de algo.

38. Mantenimiento predictivo de generadores sincrónicos

Pregunta

De: Manuel Martínez
Enviado el: 2 Jul 2002 03:58:44 +0200

Necesito información sobre mantenimiento predictivo de generadores síncronos de una escala de 5 a 10MW. Gracias.

Respuestas

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 09 de Julio de 2002

Manuel cordial saludo, realmente información puntual respecto al tema para colaborarte no tengo, lo que he hecho respecto al mantenimiento predictivo de generadores síncronos es trabajar sobre tres aspecto interesantes que los he aplicado en un equipo que yo desarrolle para detectar fenómenos de falla en estos grandes bichos.

1.0 Detección de fallas en el sistema de excitación DC, poder detectar cualquier fenómeno de fallo en los diodos si es el caso, desde uno dos y tres diodos en corto como en circuito abierto.

2.0 En la mayoría de los casos los generadores van aterrizados se trata de verificar en tiempo real la componente tanto de secuencia cero como la componente de secuencia negativa, estas se pueden comportar como unos índices que si aumentan van afectar directamente el comportamiento del generador la de secuencia cero aumenta la temperatura en la carcaza estatórica y este aumento afecta directamente el aislamiento del generador, y la de secuencia negativa genera fenómenos de oscilación en el rotor y estos pueden degenerar en perdida de la excentricidad tanto dinámica como estática del generador (dinámica es la excentricidad que se define con el generador en funcionamiento e interactuando con su carga, estática esta definida por la incapacidad de hacer totalmente redondo un rotor).

3.0 Detección de la excentricidad del eje del generador esta nos puede indicar fenómenos de falla y es donde mas se esta tratando de estudiar.
Y por ultimo aunque se esta trabajando mucho en ella poco se ha escrito es la detección en tiempo real de la impedancia del generador y su interacción con las corrientes de carga, se trata de aplicar el concepto de espectro de corriente, con esto se pretende detectar fenómenos de fallas en las bobinas polares y en general en el estado del generador.

Es seguro que mas adelante te pueda ayudar con algo escrito. Pero la idea central de los métodos es la aplicación de los modelos del generador tanto en estado transitorio como en estado estable para poder determinar fenómenos de falla. Tuve buenos resultados en un generador de 10 MVA y en otro pequeño de 2 MVA que estaba siendo afectado mucho por las

corrientes de secuencia negativa debido a desbalances frutos tanto de los armónicos como de los desbalances de carga.

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Martes, 09 de Julio de 2002 08:20 p.m.

Bueno hay veces soy como lento y tardío para responder (de vez en cuando hay que justificar el salario mínimo que gano), alguien envió un articulo en pps muy interesante de mantenimiento preventivo llevado al predictivo de generadores sincrónicos donde se utiliza la técnica del análisis vibracional, el método es bueno y da resultados pero en si no se puede decir que sea mantenimiento predictivo por si no mas, para que utilizando análisis vibracional se llegue al predictivo las señales tomadas deben ser llevadas a modelos matemáticos de la maquina y utilizando lo que se conoce en la actualidad como computación flexible es decir la aplicación de inteligencia artificial redes neuronales y lógica difusa, se puede determinar bajos los parámetros de las frecuencias obtenidas y la proyección de estas frecuencias en el tiempo y en el modelo de la maquina en que tiempo se puede generar un problema de falla de la maquina, basado en estos conceptos si podemos hablar de predictivo y que estos métodos son fiables, quería aclarar esto debido a que muchos ingenieros se llenan en sus departamentos de mantenimientos de herramientas raras parecen niños con sus juguetes y creen que estos les pueden hablar y hacer por ellos todo.

En los métodos de computación flexible se esta trabajando mucho en la actualidad y se aplican muchos métodos de los mencionado en el análisis vibracional de maquinas.

Quería hacer solamente este comentario.

39. Mantenimiento Correctivo vs. Mantenimiento Preventivo

Pregunta

De: Walter Oré
Enviado el: Martes, 17 de Junio, 2003 22:31:15

Amigos de la lista, espero puedan ayudarme en esta confusión:

Tengo entendido que el mantenimiento correctivo se da en 2 tipos, el mantenimiento correctivo por emergencia y el mantenimiento correctivo programable.

En ambos se tienen que hacer lo necesario para reparar la falla, solo que en el primero tengo que hacer lo imposible por reparar la falla al instante, mientras que en el otro tipo todavía puedo programar el mantenimiento correctivo.

Por otro lado dentro del mantenimiento preventivo, hay 3 tipos: el preventivo sistemático o periódico, el preventivo por estado y el preventivo por tiempo.

Aquí viene la gran confusión, tengo que evaluar y discernir varios casos, ahí les envío uno:

Tengo un poste de concreto que forma parte del infraestructura eléctrica de una red de distribución, este poste se encuentra con la base en mal estado la cual ya tiene la estructura de fierro a simple vista y el concreto ya no existe en la base, la solución es que se tiene que cambiar el poste, pero a donde corresponde:
A un mantenimiento correctivo programable o a un mantenimiento preventivo por estado (ojo el poste esta fallado, pero aun cumple con la función de sostener las redes, pero por otro lado aun no se produce la falla en el sistema eléctrico, este ultimo aun no sale de servicio por esta falla del poste), les agradeceré me puedan un alcance y poder diferenciar claramente esto, en todo caso si tienen links en donde pueda indagar les agradeceré me los envíen, gracias.

Respuestas

De: Boris Muñoz Arce
Enviado el: Miércoles, 18 de Junio, 2003 08:43:31

Sr. Oré:
La filosofía de mantenimiento actual no debe considerar un solo tipo de mantenimiento, sino más bien considerar el correctivo, preventivo o productivo, como una opción para cada equipo o grupos de equipos en particular. La integración de los tres tipos de mantenimiento permite realizar un "Mantenimiento por Condición". A la hora de determinar el tipo de mantenimiento a aplicar se debe hacer un análisis del contexto real de operación de cada equipo, es decir dos máquinas de la misma marca y modelo, pero operando en condiciones diferentes, no deberían estar sometidos al mismo tipo de mantenimiento.

La Disponibilidad de instrumentos de prueba predictivos y confiables, los equipos que por su ubicación operativa o por las dificultades que conlleva su reposición son considerados estratégicos, son factores determinantes al momento de realizar un análisis previo a la determinación del tipo de mantenimiento elegido para cada caso.

Con referencia al tema del poste que, estando en malas condiciones (evidentemente por inspección ocular es necesaria un corrección urgente) debe programarse el cambio para una ocasión que repercuta lo menos posible en el servicio, por tanto este mantenimiento podría decirse que es de urgencia y no de emergencia. Por lo anterior, si de clasificar este trabajo se trata, Yo diría que es un mantenimiento preventivo porque el poste sigue cumpliendo su función; sin embargo para enfatizar mi punto de vista pongo otro ejemplo:
Si programamos la reparación o cambio y mientras se espera para ello el poste cae con la consiguiente interrupción del servicio entonces deja de ser preventivo y se convierte en correctivo porque el poste dejó de cumplir su función.

Por otro lado si hubiesen detectado el mal estado del poste cuando el defecto era incipiente o imperceptible, mediante aplicación en de algunas técnicas que permitan predecir el futuro estado del poste (requiere análisis de otros factores, causas, etc. para determinar cuando es posible que falle) entonces podría decirse que se está aplicando un mantenimiento predictivo que permita también hacer luego un mantenimiento preventivo programado "oportuno".

En nuestra Empresa también estuvimos preocupados sobre el "nombre" que deberíamos dar a cada estilo de mantenimiento, finalmente decidimos hacer un "mantenimiento básicamente predictivo" que nos permita determinar el momento oportuno para hacer un "mantenimiento preventivo" y si pese a esta metodología se producen fallas entonces aplicamos el "mantenimiento correctivo".

Saludos cordiales

Boris Muñoz Arce
Cochabamba - Bolivia

De: Jorge Farfán
Enviado el: Miércoles, 18 de Junio, 2003 07:51:29

Walter:

El mantenimiento es de tres clases, a saber: Mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo y se definen más o menos así:

El predictivo, es toda actividad que tiene por objeto PREDECIR la falla mediante inspecciones periódicas con el equipamiento necesario que permita evaluar el estado del equipo sin necesidad de interrumpir el proceso de producción.

El mantenimiento preventivo es el conjunto de actividades periódicas y estratégicas para prevenir ocurrencias que puedan acarrear la indisponibilidad de las instalaciones y equipos, manteniéndolos en condiciones óptimas de operación, en este tipo de ser necesario se interrumpe el proceso de producción.

El mantenimiento correctivo, como su nombre indica es toda intervención en las instalaciones y/ o equipos para REPARA FALLAS O ELIMINAR DEFECTOS, obviamente con interrupción del proceso productivo.

Dicho esto me parece que lo que tienes que hacer es un mantenimiento correctivo.

Espero haber contribuido a aclara tus dudas.

Atentamente,

Ing. Jorge D. Farfán Escalante
Supervisor de Control de Calidad - División de Operaciones
Electo Sur Este S.A.A.
Cusco - Perú

De: Walter Oré
Enviado el: Wednesday, June 18, 2003 11:12 PM

Seguimos en la discusión:

Boris Arce: Preventivo
Jorge Farfán: Correctivo
Nicolás Togo: Preventivo

Ahora le voy a poner algunos casos mas:

Tengo que cambiar conductores que si bien aun están en servicio, su falla puede producirse a corto tiempo, aun no fallan, pero su estado es malo (¿Preventivo por estado o correctivo programable?).

Otro: Tengo aisladores que están rotos, y en cualquier momento pueden generar falla a tierra y sacarme el circuito, pero aun están trabajando y por lo tanto también el circuito (¿Preventivo por estado o correctivo programable?).

Finalmente: Una retenida fue colisionada por un auto que rompió el cable, sin embargo las redes no salieron de servicio, tampoco se cayó el poste. (¿Preventivo por estado o correctivo programable?)

De los tres casos espero sus comentarios y permítanme redefinir de acuerdo a algunos artículos revisados:

Mtto. Correctivo Programable: mantenimiento que se basa en programar las reparaciones necesarias para corregir una falla o anormalidad detectada y que por sus características no afectan a la seguridad del personal calidad del producto, producción, y a la vida de la maquinaria o al equipo. La programación se realiza evaluando la disponibilidad los equipos y recursos necesarios.

Mtto. Preventivo, hay 3: Sistemático o periódico, por estado y por tiempo.

Sistemático o Periódico: es el mantenimiento en cada equipo después de un período de funcionamiento, para que sean hechas mediciones, ajustes y si es necesario, cambio de piezas en función de un programa preestablecido a partir de la experiencia operativa y/o recomendaciones de los fabricantes.

Por estado: es el mantenimiento efectuado a partir de la condición de funcionamiento del equipamiento.

Por tiempo: Preventivo por tiempo, es el mantenimiento efectuado a partir de un programa pre-establecido

En todos los casos no hablo de correctivo por emergencia, que es otro correctivo pero que no es el caso de los 3 casos mencionados al inicio.

Espero sus comentarios y aclaraciones al respecto.

Atte.
Walter Oré

De: Víctor Rodolfo CEDRON
Enviado el: Thursday, June 19, 2003 9:14 AM

Estimado Walter:

A mi humilde entender, creo que tus dudas se disiparán cuando hayas elaborado previamente un "Plan de Mantenimiento". Entonces, una vez que hayas detectado las variables que puedan ser causas futuras de interrupción del servicio, y además hayas fijado sus parámetros límites como así también su correspondiente control (periódico o no) y por supuesto, las acciones a tomar, podrás decir que todo lo que se encuentre fuera de ese plan forma parte de una acción

"correctiva".

Creo que es muy delgada la línea que separa un mantenimiento preventivo por estado de un mantenimiento correctivo programable, justamente esta división la puedes lograr en función del criterio que hayas adoptado para elaborar tu plan de mantenimiento.

Si me preguntaras a mí donde encuadraría los ejemplos que mencionas, te diría que son mantenimientos correctivos, dado que involucran puestas "fuera de servicio no programado" (o no contemplado previamente en tu plan), de la instalación.

Espero no haber empeorado la cosa.

Saludos, Víctor.

De: Eduardo Marín Dorta
Enviado el: Tuesday, June 24, 2003 8:44 PM

Compañeros, he visto varios correos sobre el tema de mantenimiento y bueno he seguido los que he podido, quiero decirle que en la página WEB de www.mantenimientomundial.com hay situado dos libros en una de sus secciones que no recuerdo cual es, un libro de Lorival Tavares sobre gestión de mantenimiento moderna y otro sobre modelos de mantenimiento, en ellos se explica sobre los tipos de mantenimiento existentes, además de tocar algunas nuevas tendencias como el RCM, el TPM y el SAM, cualquier cosa yo poseo ambos libros.

Atentamente,
Eduardo Marín Dorta
Téc. en uso Racional de Energía
Hotel Brisas Trinidad del Mar

De: Carlos Aramayo
Enviado el: Tuesday, June 24, 2003 8:44 PM

El mantenimiento preventivo y el predictivo.

Una clara idea de la filosofía desatada en este foro es sobre un tema que aunque parezca desenfocado es la pieza clave que los une ...el factor económico.

El mantenimiento preventivo es una realidad en instalaciones que necesitan un tiempo de función permanente, esto es un factor de utilización por encima del 97%. El resto obviamente es el tiempo que deberá ser usado en su mantenimiento. Los tipos, formas y sucesos del este mantenimiento debe ser hecho teniendo en cuenta cada tipo de sistema, materiales y esta claro el uso.

Pero corresponde un lugar especial es estudio predictivo. Y acá existe una diferencia, tenemos claro que la palabra predictiva es de predecir, en un sentido mas semántico es decir predecir una falla. En clara diferencia de prevenir, cuando se previene es que se toman medidas de un hecho a suceder en algún momento. El predictivo toma estadísticamente el tiempo de vida de los materiales y decide tomar un posible fallo del material, aunque se tomen las medidas de

solución, el sistema mas tiene que ver con el recambio de los
materiales.

Esta filosofía es muy tomada y equivocadamente le dan un aspecto mas de preventivo, pero prevenir significa sin duda subsanar con algún elemento alguna falla posible en algún material que pueda observarse o se este dando por las causas mas normales.

Sin entrar en lo exotérico, tampoco esto es que estamos entrando el tema espiritistas al deeecir que podemos predecir una falla, esta teoría del mantenimiento se remonta a datos estadísticos, que usamos quizás también en el mantenimiento preventivo.

Un caso....
Un contactor marca conocida, el cual tiene una determinada vida para el fabricante lo podemos ver de dos formas:
a) Si nos ocupamos de limpiarlo, cambiar contactos ajustar los conductores etc.. realizamos cada tanto un mantenimiento preventivo...(ojo preventivo de fallas)
b) Si en cambio nos ocupamos directamente estudiando casos anteriores y probables estadísticas de vida, que pueden ser o no nuestras las experiencias, tenemos que realizar un cambio, pero no de las piezas, sino
del material completo. Por que se PREDICE que probablemente este elemento, tenga o no un cierto mantenimiento tendrá una falla. En solución realizamos un cambio completo del contactor.
c) si no se nos ocurre hacer ninguno de los mantenimientos anteriores... podemos esperar a solucionar el problema cualquiera sea este, pero ya ocurriendo.

Como vemos el factor económico influye, pero es también cierto que debemos estudiar bien estos tipos de mantenimiento por si existe un aprovechamiento favorable o no de tomar el mantenimiento que mas nos convenga sea o no el mas cierto en todo el análisis
.
Esto son simplemente ideas que he tomado de algunas experiencias, me gustaría que den un ejemplo de estos es que lo han tenido…

De: Jair Aguado Quintero
Enviado el: Wednesday, July 23, 2003 4:55 PM -

Cordial saludo, aunque llego al baile bastante tarde, pero espero bailar algunas piezas.

El tema en referencia es el mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo. Algo que no se toco mucho por los listeros que enviaron respuestas al tema es que en la actualidad el mantenimiento mas que una función de una persona o grupo se esta viendo como una filosofía de trabajo y mas aun una forma de vida. Aunque suene como a romántico y fuera de contexto la realidad es otra.

Hablar de mantenimiento es pensar no solo en reparar algo que haya fallado, que puede fallar o cómo bajo ciertas condiciones de funcionamiento algo pueda fallar y se pueda expresar en una función probabilística, en los tres niveles anteriores debemos encajar nuestras empresas o nuestras funciones en una empresa, veamos un ejemplo un poco dramático: un fallo del hilo de guarda en un sistema de transmisión de mediana tensión por ejemplo. En el primer nivel si hay tiempo se repara en forma rápida no hay problema (en esto se encaja mucha de las empresas del sector eléctrico), en el siguiente se hace una verificación de los motivos por los cuales

puede fallar y se tratan de minimizar al máximo (las empresas que ponen en practica alguna de las normas de calidad existentes y obviamente los sellos de calidad), y el ultimo nivel se busca no solo simular las posibles causas de que ese elemento falle sino lo mas importante que efectos podría causar a todo el entorno la falla de ese elemento. Como se nota son formas de ver las cosas. Lo que no es romántico es el costo cada nivel obviamente tiene un costo que solo se podría contrarrestar si el sistema, equipo función a proteger lo amerita en un momento dado (no es lo mismo la alimentación eléctrica de un pueblo en el medio de la selva, a la alimentación eléctrica del mismo pueblo en la selva pero que se explote por ejemplo petróleo).

Aunque con el advenimiento de la microelectrónica y el procesamiento digital de señales se ha reducido los costos en muchos casos y ya se pueden aplicar en forma masiva en la protección de la función de cada objeto o maquina inmersa en un proceso. un ejemplo son los transformadores eléctricos antiguamente (y es el caso en Colombia) se dejan que se dañaran para cambiarlos debido que el costo de mantenerlo era elevado, ahora con el análisis de señales y los potentes DSP´s ya hay esquemas que detectan tempraneramente las posibles causas de falla de estos elementos y se están realizando mantenimiento ya no ni siquiera preventivos sino predictivos en un momento dado, esta gama también entran los motores eléctricos (análisis de las corrientes estatóricas) y hay otras casos.

Este tema es importante y podríamos seguir hablando los que les gusta el tema

40. Comentarios acerca del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

De: Rodrigo Alfonso Hidalgo Anfoss
Enviado el: Tuesday, June 24, 2003 6:00 PM

Cordial saludo a todos los compañeros de la lista. Si bien como les dije en una oportunidad anterior tengo poca experiencia laboral, quisiera aportar un par de conceptos a la discusión del asunto, que espero les sirvan de algo. Me disculpan si repito algo ya dicho, o si alguien no está de acuerdo pues bienvenido sea el debate!

En días pasados tuve la oportunidad de asistir, enviado por la empresa para la cual trabajo, a un curso sobre RCM (Reliability Centred Maintenance) o Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (pueden buscarlo, su autor es de apellido Aladon creo) el cual es básicamente un método para aprender a tomar decisiones en las políticas de mantenimiento de cualquier industria (y que conste que no estoy vendiendo la idea!!!)

Tratare entonces de brindarles de manera corta las definiciones que este método brinda para mantenimiento, donde desde mi punto de vista aclara mucho la diferencia (o la similitud!) del centro de este debate.

El mantenimiento es causar que una función continúe, se encarga de preservar las funciones de los activos. Un mantenimiento correctivo se da donde un activo deja de cumplir su función (falló), para lo cual se requiere cambiar/reparar y de esta manera recobrar sus funciones diseñadas (prácticamente un arranque como nuevo).

El mantenimiento preventivo lo redefine este método en dos tareas diferentes:

a) Tarea de reacondicionamiento cíclico: Consiste en actuar periódicamente para reacondicionar a su condición original (valga la redundancia) una pieza o equipo, es decir restaurar la resistencia a la falla original de la pieza (preventivo clásico).

b) Tarea de sustitución cíclica: Reemplazar un elemento o componente por uno nuevo a intervalos prefijados, independiente de su estado en ese momento, entendiendo que el cambio por una parte nueva restaurará la resistencia original a la falla. Depende de la vida útil del componente y de su impacto para la seguridad, la producción y/o la economía, aunque esto trae una definiciones mas extensas para tratarlas aquí (tal vez, ojo!, tal vez este sea el correctivo programable).

Una última definición es el mantenimiento predictivo o a condición, gracias a que algunos tipos de modo de falla dan algún tipo de advertencia que ya están ocurriendo o que están por ocurrir (falla potencial). Así, en el momento que se detecte una falla potencial, es posible actuar para prevenir o evitar la falla. Es decir, que estamos tratando de predecir si (y posiblemente cuándo) un elemento va a fallar basándonos en su comportamiento actual. Ejemplos de este son los análisis que resultan de mediciones de termografías, vibraciones, variaciones de calidad del producto, inspecciones basadas en los sentidos humanos, etc.

Espero sus comentarios al respecto, cualquier duda con lo anterior estaré gustoso en discutirlo, un abrazo a todos, atentamente,

RODRIGO HIDALGO ANFOSSI
Ingeniero Oper. & Mtto.
Área Guatapé – Playas - Subgerencia Operación Generación
Empresas Públicas de Medellín E. S. P.

De: Eduardo Osorio
Enviado el: Tuesday, June 24, 2003 8:24 PM

Un comentario adicional sobre lo descrito por Rodrigo:

Esa misma metodología de trabajo se aplicaba en mi antiguo trabajo y pienso que hacia allá se está inclinando la mayoría de las empresas a nivel mundial. La idea principal es preservar la función de la instalación o activo. RCM o MCC (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional.
RCM forma parte de las mejores prácticas del Mantenimiento Clase Mundial que si es aplicado de forma coherente puede generar ahorros sustanciales a las empresas.

Yo tuve algunas experiencias con RCM y les comento que es un proceso muy metódico que requiere tener una mente abierta al cambio de los paradigmas, requiere también el apoyo y participación de todos los entes involucrados en el funcionamiento de la instalación o activo (representantes de Electricidad, mecánica e instrumentación de los departamentos de ingeniería, mantenimiento y operaciones). Es básicamente una cultura de trabajo en equipo y existe una cantidad de conceptos involucrados.

De: Guillermo Junco
Enviado el: Sunday, June 22, 2003 9:37 PM

Estimados amigos, estoy trabajando en algunos temas sobre políticas de mantenimiento, no soy un especialista pero les puedo dar otro punto de vista, que tal vez sirva para formar una idea integral.

Una definición moderna del objetivo de mantenimiento es la siguiente: el mantenimiento debe buscar, conseguir un determinado nivel de disponibilidad de producción en condiciones de calidad exigible, al mínimo coste, con el máximo nivel de seguridad para el personal que lo utiliza y lo mantiene y con una mínima degradación del medio ambiente, si se consigue cumplir con estos puntos estaremos ante lo que podría decir una buena gestión de mantenimiento.

En los años ochenta ya el mantenimiento se comienza a ver como una unidad productiva y entonces se habla de la "Gestión de Mantenimiento", en la década de los años 90, el concepto sé amplia modificando completamente la visión del problema de mantenimiento y entonces se lo redefine como la "Gestión de Activos". En el año 2000 se desarrollo el concepto de "Gestión de Confiabilidad", tan así que la empresa sueca Volvo ya no cuenta con Gerentes de Mantenimiento, ahora son Gerentes de Confiabilidad, o la empresa SIDERCA de Argentina que tampoco tiene Gerentes de Mantenimiento, ahora son
Gerentes de Activos Físicos.

No importa el nombre que se utilice, hoy no solo es necesario asegurar que un equipo funcione, también es importante como funcione, es decir cuan confiable es. Bueno disculpen por lo extenso.

41. Algunos equipos de tecnología de punta para desarrollar labores de mantenimiento predictivo

Pregunta

De: Maria Hinostroza
Enviado el: Thursday, July 10, 2003 6:35 PM

Sres. Ingenieros:

Recurro a Uds. para solicitarles sugerencias para adquisición de equipos de tecnología de punta para desarrollar labores de Mantenimiento Predictivo.

Muchas gracias por sus sugerencias.

Respuesta

De: Eduardo Osorio
Enviado el: Thursday, July 10, 2003 11:21 PM

Hola, específicamente ¿qué tipo de técnica predictiva te interesa y para que tipo de equipos?

De manera general te puedo recomendar una cámara termográfica para medir temperatura por medio de la radiación infrarroja de los equipos inspeccionados, son muchas las fallas que

comienzan con una anormalidad térmica y que luego deterioran el aislamiento y hasta funden las partes conductoras produciéndose la falla eléctrica. Fabricantes de este tipo de cámaras hay muchos, entre los más conocidos están Flir, Raytheon, Infrared Solutions, entre otros.

Para el mantenimiento predictivo de motores, te recomiendo equipos como el MPM Explorer del fabricante Baker Instruments o los equipos del fabricante Pdma. Estos equipos pueden ser utilizados con el motor en operación normal y permiten evaluar sus variables eléctricas (potencia, eficiencia, desbalances de voltaje y corriente, armónicos, etc.)

Para mantenimiento predictivo de baterías estacionarias existen equipos portátiles que miden la conductancia o la resistencia interna de las celdas, este valor medido permite evaluar su capacidad, detectar celdas dañadas y con un análisis de tendencia se puede estimar la vida útil de una batería y planificar el momento más adecuado para su reemplazo. Fabricantes que conozco: Midtronics (equipo micro celltron) y AlberCorp.

Para transformadores de potencia inmersos en aceite dieléctrico está un analizador de gases portátil del fabricante Morgan Schaffer, que te permite evaluar el contenido de gases disueltos en el aceite del transformador y con un adecuado análisis de tendencia y software basado en normas, te ayuda a diagnosticar fallas incipientes en el transformador.

Para motores, generadores y tableros eléctricos de media tensión te recomiendo a medición de descargas parciales para evaluar la condición del aislamiento en estos equipos. El analizador universal UPDA y el InsulGard de Cutler Hammer y otros equipos similares de los fabricantes Adwel e Iris son algunas de las opciones en esta técnica. Para estos equipos se requieren sensores que pueden ser instalados temporalmente o sensores de instalación fija y es muy importante el análisis de tendencia de las mediciones realizadas.

Todas estas técnicas predictivas son efectivas con un buen plan de mantenimiento, con una frecuencia de inspección o medición adecuadas y un buen análisis de tendencia de los resultados.

Espero te sirva la información y cualquier otra duda estoy a la orden.

42. Algunas ideas para mantenimiento de líneas de distribución aéreas con alto nivel de contaminación por salinidad

Pregunta

De: Santos Luzardo
Enviado el: Martes, 14 de Diciembre de 2004 12:12 p.m.

Hola colegas.

Recientemente fui pasado al departamento de mantenimiento y operaciones de líneas de distribución en nivel de tensión 13800 V, agradecería información sobre procedimientos o estudios previos para realizar mantenimientos donde el nivel de contaminación por salinidad es muy alto, este problema es la causa de muchas interrupciones en nuestros alimentadores. El primer objetivo impuesto para nuestro departamento este nuevo año que se inicia es el de reducir el número de interrupciones por esta causa. Muchas gracias.

Respuesta

De: Eduardo Hernández
Enviado el: Martes, 14 de Diciembre de 2004 02:28

Que tal Santos,

Mira, de la poca experiencia que tengo en redes de distribución aéreas y subterráneas lo que normalmente hacemos para realizar un programa completo de mantenimiento es comenzar por realizar las inspecciones necesarias a los circuitos haciendo un levantamiento estructura por estructura revisando de manera integral herrajes, amarres, aisladores, postes, etc.

Se anotan las anomalías de todos los circuitos. Para poder determinar que circuito es el que más interrupciones te ha aportado necesitas los datos estadísticos de años anteriores y sacar el porcentaje de que circuitos son los más críticos y así con base en ello son los que vas a atacar de manera pronta.

Necesitarás también las causas encontradas que te han ocasionado las interrupciones para completar de manera integral de programa de confiabilidad o mantenimiento.

Imagino que en el área donde trabajas tienes herrajes, aislamiento del tipo PC (para contaminación) esto esta especialmente diseñado para estas condiciones climatológicas, lo que no quita que tengas que atenderlo, ahora bien, si tu problema central es la contaminación salina en aislamiento, lo primero que tienes que hacer es preparar tu equipo de lavado de línea viva y mandar a hacer los trabajos.

No se te olvide reforzar puentes, remates ya que con la sal se sulfatan muy rápido y se originan puntos calientes lo que provoca un mayor numero de interrupciones...si tienes una cámara de termovisión te recomiendo que te eches tus vueltas en la noche con ella para realizar unas cuantas fotos y detectar dichos puntos calientes.

Me la podría pasar dándote ideas pero si en algo mas te puedo ayudar no dudes en preguntar.