

TRANSICION ENERGETICA ARGENTINA

Generación, distribución y políticas públicas

David Alejandro Trejo Pizzo

PRO Libertad



CONTENIDO

I	Introducción	8
1	¿ Que significa la transición energética?	9
1.1	Lucha contra el cambio climático	10
1.2	Reducir la energía importada	11
1.3	Estimular la innovación tecnológica y la economía verde	12
1.4	La reducción y la eliminación de los riesgos de la energía nuclear y sus desechos	13
1.5	Seguridad energética	15
1.6	El fortalecimiento de las economías locales y la justicia social	16
II	Estado del arte en la generación de energía local	18
2	Conceptos introductorios	19
2.1	Tensión eléctrica	19
2.2	Potencia eléctrica	19
3	Estadísticas globales	20
3.1	Uso energético per capita	20
3.2	Consumo electricidad per capita	20
3.3	Combustibles renovables y residuos (% del total de energía)	21
3.4	Pérdidas en las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica (% de la producción)	21
4	Hidrocarburos	23
4.1	Consumo de energía de combustibles fósiles (% del total)	23
4.2	Producción de electricidad a base de petróleo, gas y carbón (% del total)	23
4.3	Petróleo y derivados	24
4.4	Gas natural	26
4.5	Carbón	28
5	Energía nuclear	30
5.1	Producción de electricidad de fuente nuclear (% del total)	30
5.2	Reactores de investigación y producción	30
5.3	Centrales nucleares en actividad	36
6	Solar	40
6.1	Planta Solar Fotovoltaica de Ullúm (San Juan)	40
6.2	Planta Solar Fotovoltaica Hornaditas (Jujuy)	40
7	Hidroeléctrica	42
8	Biomasa	45
8.1	Residuos Sólidos Urbanos provenientes de la Cuenca Matanza-Riachuelo	45
9	Mareomotriz	46
9.1	Central Mareomotriz	46
10	Biodisel	47
11	Energía eólica	53

11.1	Generación Eólica en Argentina	53
11.2	Marco regulatorio, Potencia Instalada y Proyectos en desarrollo	54
11.3	Reducción del costo medio de la energía	56
11.4	Previsibilidad de precios a mediano y largo plazo	56
11.5	Aprovechamiento de Infraestructura Existente	57
11.6	Independencia económica y geopolítica	57
11.7	Corto plazo de instalación	58
11.8	Desarrollo de Industria Nacional, tanto de equipos como de servicios	59
11.9	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	60
11.10	Diagnóstico del Sector	60
11.11	Barreras y propuestas para el desarrollo de parques eólicos en Argentina	61
12	SADI	63
12.1	El Mercado Eléctrico Mayorista	64
12.2	Demanda de energía y potencia	65
12.3	Demanda máxima de potencia	66
12.4	Potencia instalada	67
12.5	Generación bruta nacional	68
12.6	Aporte de los principales ríos y generación hidráulica	68
12.7	Generación térmica y consumo de combustibles	69
12.8	Generación bruta nuclear	71
12.9	Evolución de los precios de la energía en el MEM	72
12.10	Evolución de las exportaciones e importaciones	73
III	Tecnologías	74
13	Eficiencia	75
13.1	Las percepciones de uso de la energía	75
13.2	Sensibilización	76
13.3	Mejorar la eficiencia	77
14	Disminución del combustible fósil	78
15	Basura por electricidad	79
15.1	Solución Integrada	79
16	Energía eólica	81
16.1	Caso de estudio: Dinamarca, líder mundial en energía eólica	82
17	Hidroeléctrica	85
17.1	Caso de estudio: Hidroeléctrica "Alta Dam", Noruega	85
18	Ósmosis	90
18.1	La fuerza de la ósmosis	90
18.2	Realeza y elogios	90
19	Biomasa	92
19.1	Caso de estudio: Biomasa en Alemania	92
20	Energía solar	94
20.1	Caso de estudio: Alemania apuesta a reducir costos en PV	96
20.2	Otras fuentes de calor térmico	98

20.3	Calor renovable a partir de bombas de calor y energía solar térmica	98
21	Almacenamiento eléctrico	100
21.1	Los acumuladores electroquímicos: baterías y baterías de flujo	101
22	Smart Grid	103
22.1	Caso de estudio: Estados Unidos, estrategias para una exitosa implementación	105
22.2	Alternativas a la expansión de la red	106
IV	Políticas públicas para las energías renovables	107
23	Ley 27.191	108
23.1	Modificaciones regulatorias	108
23.2	Modificaciones impositivas	109
24	Ley de Energía Renovable con tarifas de alimentación	111
24.1	Tarifas flexibles	112
24.2	Tarifas de alimentación subsidiadas	112
24.3	Escalas técnicas	113
24.4	Cambios propuestos	114
25	Comercio de emisiones	115
25.1	Emisiones del sector industrial	115
25.2	Limites de acuerdo a la demanda	115
25.3	El comercio de emisiones a nivel internacional	116
26	Fiscalización ambiental	118
26.1	Gravar a los malos, no a los buenos	118
27	Generación comunitaria	120
28	Generar cerca, ahorrar energía	121
28.1	Tecnologías para mejorar la eficiencia del sistema	122
28.2	Reducir pérdidas de energía optimizando el diseño y la operación de la T+D	124
29	Ley Calefacción mediante Energías Renovables	126
30	Implementar una Smart Grid	127
30.1	Desafío	127
30.2	Generar empleos	128
30.3	El rol del sector IT	129
30.4	Estimular una inversión inteligente	129
30.5	Plan de acción para crear una red inteligente	131
30.6	Conclusiones	132
30.7	Caso de estudio: Chile	132
31	Programa de reducción de las emisiones de CO ₂	134
31.1	Triángulo de estabilización	134
31.2	Acuerdos voluntarios	135
32	Programa de reciclaje para hogares y pequeñas industrias	137
32.1	Definir ¿ Qué es reciclar?	137
32.2	¿ Cómo incentivar el reciclaje domiciliario?	137
33	Sistema de Interconectado y Almacenamiento Solar Domiciliario	139
34	Proyectos de educación	141

34.1	Objetivos de educación primaria	141
34.2	Objetivos de la educación secundaria	141
34.3	Educación técnica y terciaria	141
35	Reducción de perdidas en sistemas de transmisión y distribución	143
35.1	Caracterizar las perdidas de distribución	144
35.2	Tecnologías para la reducción de perdidas	145
35.3	Caracterizar las perdidas de transmisión	147
35.4	Tecnologías para reducir las perdidas de transmisión	148
36	Reducción de las centrales nucleares	151
36.1	Implicancias político sociales	152
37	Programa Nacional de Diques	153
37.1	Turismo y agua potable: San Luis	153
37.2	Control de cauces e inundaciones	155
37.3	Análisis de los proyectos	158
38	Coordinación del bloque MERCOSUR para políticas de energías renovables	160
V	Perspectivas regionales	162
39	Brasil	163
39.1	Líder en renovables	163
39.2	La presa que cambiará el paisaje	164
39.3	Ni líder ni villano	165
40	Chile	167
40.1	La potencialidad del norte	168
40.2	La barrera de 10%	169
41	Colombia	170
41.1	Energía para toda la vida	170
41.2	Ley de energías renovables	172
41.3	Nuevos proyectos	173
41.4	Asistencia técnica externa	174
42	Uruguay	175
42.1	Caracterización del sector energético en Uruguay	175
VI	Perspectivas globales	181
43	Alemania	182
43.1	Abandono de la energía nuclear	182
43.2	Las energías renovables, el futuro eficiente	183
43.3	Innovación y fuerza exportadora: las tecnologías verdes	183
43.4	La cooperación climática internacional, una necesidad	184
44	Escocia	186
44.1	No todo es el viento	186
44.2	Statoil financia proyectos eólicos off-shore	186
45	Dinamarca	188

46	Energías renovables en Sudáfrica	189
47	Mas energía renovable en las Filipinas	191
48	Jordania busca la asistencia de Alemania en energía solar	194
48.1	Vulnerabilidades claras	194
48.2	El lobby nuclear en ciernes	195
48.3	Tomando el ejemplo de Alemania	195
48.4	Habitación para Diplomacia y Sociedad Civil	196
49	La transición energética en Japón	197
49.1	Debate sobre Energías Renovables de Alemania en Japón	197
49.2	Situación en Japón	197
49.3	Política Nuclear Discusión después de Fukushima	198
49.4	Lecciones de Japón?	198
50	Desarrollo de Energía Sostenible de China	199
50.1	Establecimiento de objetivos ambiciosos	199
50.2	Oportunidades de Cooperación entre China y Alemania	200
51	India, una oportunidad de ingreso a las energías renovables	202

VII Reflexiones 206

52	¿ Porque es necesaria una transición energética en Argentina?	207
52.1	La transición es posible económicamente?	207
52.2	¿ Cómo hacer para que la energía siga siendo accesible para todos en Argentina?	208
52.3	¿ Cuando se pagarán las energías renovables por sí mismas?	210
52.4	¿ Es posible obtener un retorno económico de la energía eólica y solar ?	210
52.5	¿ Argentina deberá importar más energía desde el extranjero después de reducir las fuentes convencionales?	211
52.6	¿ Habrá energía para mantener todos los hogares argentinos ?	212
52.7	¿ La transición energética reducirá puestos laborales ?	213
52.8	¿ Como equilibrar una transición energética con un proyecto de industrialización nacional ?	213
52.9	¿ Que papel jugara el shale gas en la transición energética ?	214
52.10	¿ Está Argentina experimentando un renacimiento de carbón?	215
52.11	¿ Que capacidad de almacenamiento de energía requerirá la Argentina ?	216

Part I.

Introducción

Argentina es un país que goza de enormes cantidades de recursos naturales y renovables para ser explotados. Esto la coloca en una posición de relevancia a nivel regional en el marco de la generación de energía y también a nivel mundial como posible caso de estudio.

A pesar de contar con bastos recursos naturales, la económica argentina hoy se encuentra estancada. En cierta medida, esto se debe a la creciente necesidad de importar energía y a la escasez de recursos monetarios para hacerlo. La matriz energética argentina depende en gran medida de combustibles fósiles y la falta de inversión y competitividad en el sector derivaron en la necesidad de conseguir energía externa.

Frente a la situación actual, emerge una solución que combina todos los recursos naturales disponibles pero con un crecimiento del porcentaje de energías renovables en la matriz energética. Esta solución es lo que se denomina "**Programa de transición energética**".

1 ¿ QUE SIGNIFICA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

El concepto de transición energética describe la transformación del modelo energético actual, caracterizado por el uso de energías convencionales y grandes infraestructuras de generación, como térmicas y nucleares, en un modelo energético que se cimiente principalmente en las energías renovables, la eficiencia energética y la coexistencia de instalaciones de gran tamaño con soluciones distribuidas próximas al consumidor final.

La transición energética implica la progresiva sustitución de las tecnologías tradicionales que empleamos para generar electricidad, así como aquellas que, por ejemplo, utilizamos para transportarnos y calentarnos en nuestros hogares.

La transición se enmarca en la necesidad de luchar contra el cambio climático, proteger la salud de las personas, reducir riesgos económicos, financieros y tecnológicos, favorecer la máxima eficiencia en el consumo, facilitar precios predecibles y asequibles y disminuir las tensiones geopolíticas propias de un modelo sustentado en la dependencia energética.



La transición energética también conlleva cambios en nuestro comportamiento como consumidores de energía para incrementar el ahorro energético y la eficiencia energética. Para poder materializar la transición de una manera ordenada y eficiente es preciso establecer marcos regulatorios que internalicen los costes ocultos del modelo energético actual y permitan transitar hacia la descarbonización de nuestra economía de una manera acompañada con los objetivos adoptados para luchar contra el cambio climático. Así mismo son precisas políticas que favorezcan la investigación, el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías.

Hay razones para cambiar a la energía renovable y para aumentar la conservación de energía, y hay razones para hacerlo ahora.

1.1 Lucha contra el cambio climático

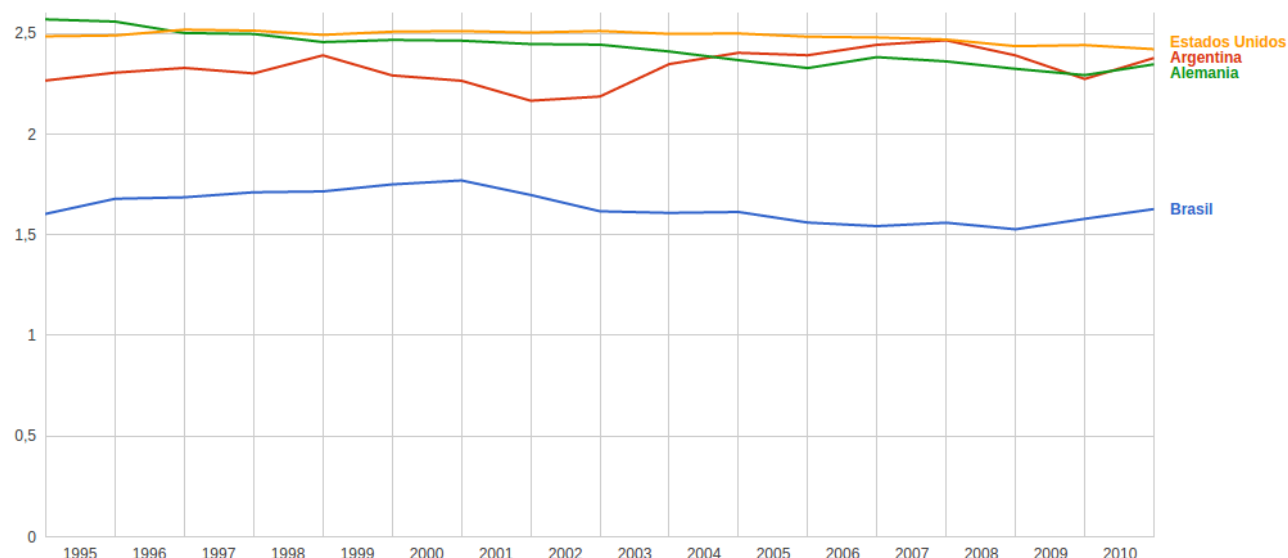
La quema de carbón, petróleo y gas está causando que nuestro clima cambie. Nuestro suministro de energía actual no es sostenible, uno de los objetivos principales de la transición energética es descarbonizar la generación y reemplazarla por fuentes renovables. A esto, es necesario adicionarle una reducción de la demanda a través de una mayor eficiencia.

Sobre la base de un gran cuerpo de investigación llevada a cabo por científicos de todo el mundo, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), que no conduce su propia investigación sino que informa sobre el consenso científico internacional general, ha advertido en repetidas ocasiones que los efectos de el cambio climático podría ser desastrosos.

En 2011, una encuesta reveló que el 66 por ciento de los europeos creen que el cambio climático es un problema "muy grave", mucho más que el mero 27 por ciento que consideró que la crisis económica fue el mayor problema. No en vano, la encuesta determinó que el 79 por ciento de los europeos creen que la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático son buenos para el crecimiento económico y pueden crear puestos de trabajo. Una encuesta realizada en 2013 reveló que sólo el 7 por ciento de la población de la euro-zona es "escéptica del clima".

Es interesante en particular el caso del sector empresario en Alemania. En 2009, otra encuesta tomada entre los 378 líderes empresarios, investigadores y políticos en Alemania justo antes de la Cumbre del Clima en Copenhague, encontró que más de cuatro quintas partes de los encuestados cree que el papel pionero que Alemania ha jugado en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero llevaría a liderazgo tecnológico. Incluso los espectadores escépticos están acordando esto: en 2014, sólo un tercio de los encuestados por el Consejo de Energía dijo que el plan alemán de transición energética tendría beneficios económicos a largo plazo, en comparación con 54 por ciento en 2015.

1.1.1 Intensidad de CO₂ (kg por kg de uso de la energía equivalente de petróleo)



1.1.2 La eficiencia es la solución

En 2010, el WWF realizó un estudio sobre lo que tendría que hacer un país industrializado para llegar a una reducción del 95 por ciento de emisiones sin reducir el nivel de vida. La respuesta simplificada es que es posible llegar a ese requerimiento siendo más eficiente para reducir la demanda de energía, incluyendo la energía demandada para calefaccionar hogares. El único problema importante que queda es el sector del transporte, en el que se necesita una amplia gama de soluciones. Sin embargo, el estudio encontró que las emisiones del transporte se pueden reducir en un 83 por ciento por debajo del nivel actual para el año 2050 mediante la adopción de políticas públicas que optimicen el transporte público.

Muchas tecnologías eficientes ya están disponibles, tales como las luces LED en lugar de bombillas convencionales. Cuando se trata de aire acondicionado y calefacción, casas pasivas puedan ofrecer un nivel agradable de confort a niveles muy bajos de consumo de energía.

Las energías renovables pueden cubrir cada vez más la demanda de energía que todavía debemos consumir. En Alemania por ejemplo, las energías renovables compensa un estimado de 146 millones de toneladas de emisiones de CO₂ equivalente en 2013. La biomasa toma particular importancia ya que es generalmente de carbono-neutral, lo que significa que la cantidad de carbono emitida es aproximadamente igual a la cantidad que emiten las plantas durante su crecimiento. La biomasa en los sectores de calor y de transporte alemán redujo las emisiones de CO₂ en aproximadamente 50 millones de toneladas en 2013, **lo cual permite ver el potencial de este recurso en el ámbito del transporte.**

1.2 Reducir la energía importada

Argentina tiene una fuerte dependencia de la energía importada. Las energías renovables y la eficiencia energética ayudan a reducir significativamente las importaciones, lo que tiene a

aumentar la seguridad energética de Argentina.

En 2013, Argentina gastó 13.000 millones de dólares para importar energía y aun así, tuvo problemas con el suministro debido a graves fallencias en la red de distribución. El crecimiento de las erogaciones por energía es lineal y acompaña al mayor uso hogareño, ya que en términos de consumo industrial no se produjeron grandes aumentos. Para dar un ejemplo de un país industrializado, en 2013 Alemania gastó alrededor de 90 mil millones de euros en importaciones de energía, equivalente a once por ciento de sus gastos para todas sus importaciones. Alemania importa hoy por hoy dos tercios de su energía, incluyendo uranio. El Ministerio de Medio Ambiente alemán estima que la energía renovable puede compensar 6700 millones de euros en importaciones de energía sólo en 2010. La mayor parte de esa energía renovable fue de electricidad y calor.

La eficiencia energética también puede ayudar significativamente a reducir las importaciones de energía. Un estudio realizado por el Instituto IFEU de Heidelberg, en colaboración con el Instituto de Estructuras de Investigación Económica de la euro-zona, encontró que un escenario con un consumo de energía más eficiente reduciría las importaciones de energía por un 15 % en países en vías de industrialización para 2030 en comparación con un escenario sin estas ganancias de eficiencia. Al respecto, la transición de energía también contribuye a aumentar la seguridad energética de un país.

El reciente conflicto con Rusia y Ucrania expuso de relieve la importancia de la seguridad energética para un país y debe ser un ejemplo para la Argentina. En 2014, un estudio realizado por el Instituto Fraunhofer IWES encontró que el crecimiento de las energías renovables podría compensar el equivalente del consumo actual de gas de Alemania a Rusia en 2030. Un estudio equivalente considerando las necesidades de Argentina en materia de gas sostiene que es posible reducir para 2030 en un 25% nuestra dependencia en esa fuente.

1.3 Estimular la innovación tecnológica y la economía verde

La transición energética impulsa innovaciones verdes, crea puestos de trabajo, y contribuye a aumentar las exportaciones tecnológicas del país.

Alemania es una economía basada en las exportaciones y se está posicionando como un innovador en tecnologías verdes. La Asociación Alemana de Energía Solar (BSW) estima que las exportaciones componen el 65 por ciento de la producción fotovoltaica alemana en 2013, por encima del 55 por ciento en 2011 y 14 por ciento en 2004 - y el objetivo es de 80 por ciento para el año 2020. La Asociación Alemana de Energía Eólica (BWE) pone cuota de exportación actual de la industria eólica en el 65 a 70 por ciento.

El mercado de productos en Argentina es prácticamente inexistente. Sin embargo, se cuenta con los recursos humanos y con empresas estatales de tecnología que tienen la capacidad de producir y fabricar localmente los equipos necesarios para comenzar un plan de transición sostenible. En concreto, INVAP S.E. es una empresa que demuestra la capacidad técnica para

contribuir con soluciones tecnológicas al programa de transición energética. Si se toma como política de estado, Argentina puede posicionarse rápidamente en el mercado de las energías renovables. Se debe tener como referencia a Alemania, que es un jugador importante en estos dos mercados. En 2004, Alemania hizo un 17 por ciento del mercado mundial de la eficiencia - una proporción aún mayor a la de EE.UU., Japón e Italia.

1.4 La reducción y la eliminación de los riesgos de la energía nuclear y sus desechos

El público argentino no ve como un problema serio la instalación de centrales nucleares, en gran medida debido a que tenemos solo tres y contamos con un programa nuclear que fue muy retrasado en el tiempo. Sin embargo, existe la conciencia de los problemas que trae consigo una mayor proporción de la energía nuclear en la matriz energética local. Hay seis problemas principales con la energía nuclear:

- el riesgo de un desastre nuclear en una planta (como las más conocidas las de Fukushima, Chernobyl y Three Mile Island, pero también menos conocidos queridos, como el accidente Kyshtym);
- los riesgos de proliferación (plutonio de plantas nucleares con fines militares); Reconociendo el peligro de la energía nuclear 30/80 km de radio alrededor de los reactores nucleares cercanos a la Ciudad de Buenos Aires
- el riesgo de la radiación desde el almacenamiento de los residuos nucleares;
- **el costo, no hay fondos de inversión - salvo China - que financien la construcción de nuevas plantas nucleares porque el costo es demasiado alto en comparación con las energías renovables**, por lo que todas las plantas actualmente en fase de diseño en los países occidentales tienen apoyo estatal - **la nueva planta nuclear de Hinkley Point en el Reino Unido tendrá tarifas de alimentación superiores a lo que Alemania paga por energía solar**
- la limitada disponibilidad de recursos de uranio
- la incompatibilidad de energía de carga base inflexible con las fluctuaciones de energía eólica y solar.

El tercer riesgo es aún mayor, ya que se pasará a las generaciones futuras, que no serán capaces de consumir la energía nuclear que producimos hoy, pero se verán obligados a lidiar con nuestros desechos. Incluso cuando todas nuestras plantas de fisión nuclear se han cerrado a nivel mundial, la humanidad tendrá que proteger a sus repositorios de barras de combustible nuclear gastado por hasta 100.000 años.

1.4.1 *El verdadero futuro de la energía nuclear*

La energía nuclear es importante para la investigación y el desarrollo de nuestro país, por lo tanto, debe continuarse con la financiación de los proyectos de investigación que luego de-

sprenden resultados en ámbitos tales como la medicina nuclear.

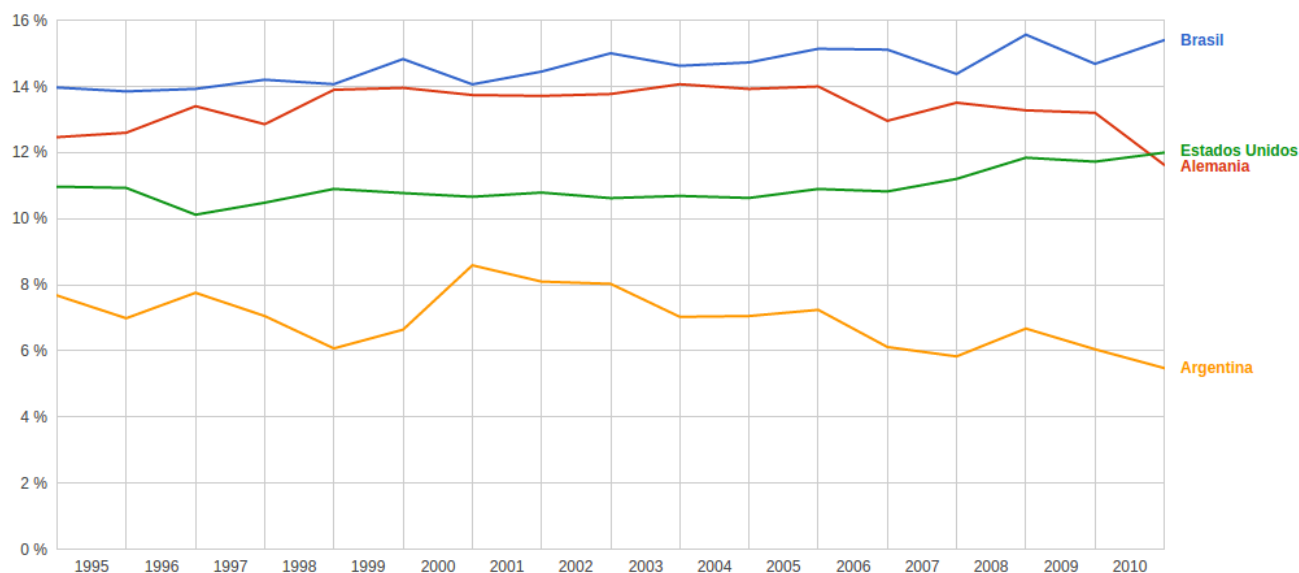
La energía nuclear no es más que un jugador pequeño en el mercado local; ni siquiera representa el 10 por ciento del suministro total de energía en este momento, y aunque más plantas están programadas para ser construidas durante la próxima década, no aumentara su participación significativamente.

La Agencia Internacional de Energía, que ha apoyado la energía nuclear desde su fundación en 1973, cree que el mundo puede construir más o menos el triple de la cantidad de plantas nucleares que actualmente existen (aproximadamente 440) y llevarlas a cerca de 1.400 en 2050 - equivalente a 35 nuevas plantas nucleares por año - pero el WWF ha estimado que este escenario altamente improbable haría con las emisiones de carbono globales sólo bajen diez por ciento. Ese resultado es demasiado poco, demasiado lento y demasiado caro para contribuir significativamente a la lucha contra el cambio climático.

Además, surgirán problemas graves en cuanto al recurso esencial para el funcionamiento de dichas plantas. Al ritmo actual de consumo, el uranio para los reactores de agua ligera sólo estará disponible a precios asequibles para los próximos 30 años. La energía nuclear, por tanto, no es una solución incluso si se cree que los riesgos son manejables y su principal objetivo es reducir las emisiones de carbono.

Si podemos cambiar gradualmente a un suministro de energía renovable, entonces parece irresponsable construir nuevas plantas nucleares hoy - y poco ético continuar la transmisión de estos riesgos para las generaciones futuras.

1.4.2 Energía nuclear y alternativa (% del uso total de energía)



1.5 Seguridad energética

Las energías renovables contribuirán a reducir la dependencia de Argentina de las importaciones energéticas, por lo que Argentina sea menos vulnerable a las fluctuaciones de forma impredecible de precios de los combustibles fósiles y a la influencia política del extranjero.

La seguridad energética refleja la disponibilidad de energía a precios asequibles. La demanda de energía está aumentando en un número creciente de países emergentes - especialmente aquellos con grandes poblaciones, como China y la India - y puede superar a la oferta, lo que eventualmente podría conducir a considerables aumentos de precios. Argentina es especialmente vulnerable aquí porque importa gran parte de su energía y tiene una matriz basada prácticamente en combustibles fósiles.

Hace unos años, Rusia suspendió el suministro de gas natural a Ucrania, que también afectó a países de Europa occidental. El reciente conflicto armado en el este de Ucrania sólo ha empeorado la situación. Cuanta más energía un país produce dentro de sus propias fronteras, menos vulnerable es a este tipo de perturbaciones políticas, para lo cual puede incluso no ser responsable. Una diversificación de portadores de energía también significa una diversificación de los países productores.

El caso mas interesante a analizar es el de Alemania, que es con mucho, el mayor importador de gas de Rusia. Lo que es más, Alemania sólo produce alrededor del 15 por ciento de su propio gas natural, la importación de aproximadamente el 40 por ciento proviene de Rusia.

En el invierno de 2011-2012, Rusia reduce las exportaciones a Alemania hasta en un 30 por ciento debido a que los rusos estaban consumiendo mucho mas gas debido a una ola de frío. Mientras que Alemania tiene capacidades de almacenamiento suficientes para cubrir esas lagunas, la producción nacional de renovables hará que la oferta sea más consistente.

Las energías renovables y el ahorro de energía pueden reducir la dependencia de los países que consumen energía en los países que proporcionan los recursos energéticos. Durante las últimas décadas, esta dependencia ha aumentado constantemente. La reducción de esta dependencia también promueve la paz mundial; después de todo, las guerras por los recursos y la "maldición del petróleo" están directamente relacionados con los problemas que muchas regiones políticamente frágiles enfrentan.

La energía renovable puede consistir en numerosas pequeñas unidades, distribuidas, pero también puede consistir en un pequeño número de plantas grandes, centrales. En este último caso, las centrales eléctricas pueden ser gigantescos paneles solares en los desiertos o grandes parques eólicos sobre las costas. El proyecto Desertec, que tenía como objetivo la creación de grandes plantas de energía solar y parques eólicos en los países mediterráneos (incluyendo el norte de África) para generar electricidad para Europa, es un ejemplo que muestra que las energías renovables no tienen que ser distribuidas. Los defensores de Desertec dijeron que el costo de dicha energía eléctrica sería menor, el desarrollo económico se intensificaría en los

países relativamente pobres, y la generación de energía serían más confiable porque serían elegidos los mejores sitios. El proyecto se suspendió, sin embargo, en 2014.

1.6 El fortalecimiento de las economías locales y la justicia social

La apropiación local de las energías renovables ofrece un gran retorno de la inversión económica a las comunidades que invierten en ellas. La eficiencia energética y las energías renovables en conjunto brindan a las comunidades una manera de protegerse contra la fluctuación de los precios de los combustibles fósiles.

Cuando las comunidades inviertan en proyectos propios, la recuperación económica es mucho mayor que cuando grandes empresas lo hacen. De acuerdo con un estudio elaborado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos en 2009, el "impacto de estas operaciones en dicho período es del orden de 1,5 a 3,4 veces" mayor que en los proyectos de propiedad privada.

En la conferencia del Consejo Mundial de Energía Eólica 2012, la sesión sobre la propiedad comunitaria encontró que el poder público se considera un "formulario aparentemente políticamente contencioso de activismo" en Canadá, Australia y los EE.UU., en particular. Sin embargo, macroeconómicamente hace una gran diferencia si compramos energía a partir de fuentes internas a importarlas desde el exterior.

Por ejemplo, se puede importar el combustible para calefaccionar hogares y el dinero sale del país, pero si se instalan colectores solares de agua caliente para cubrir parte de su demanda de calor, se obtiene la energía de forma gratuita y una mayor proporción de los gastos de energía permanecerán en el país - y, posiblemente, incluso dentro de la comunidad.

Algunos beneficios indirectos de esta inversión son mayores contribuciones fiscales en infraestructura (escuelas, carreteras, investigación, etc.). Ha habido una serie de estimaciones para programas específicos en Alemania que es el país que mas esta apostando a esto. Por ejemplo, una gran cantidad de fondos del gobierno para las energías renovables se canaliza a través del banco de desarrollo alemán KfW. Su programa de renovación de edificios se ha estimado para retribuir tres a cinco euros en ingresos fiscales por cada euro del dinero invertido. Estas renovaciones no sólo ayudan a disminuir las importaciones de combustible para calefacción, también protegen y crean una gran cantidad de puestos de trabajo en el sector de la construcción.

El valor añadido local también tiene un efecto secundario de entrada - aumenta la aceptación del cambio. Cuando el parque eólico está financiado en parte por la comunidad, hay menos necesidad de una retribución monetaria que cuando un anónimo externo invierte el dinero. En Alemania, cientos de cooperativas de energía han surgido; los ciudadanos se unen para invertir colectivamente en energías renovables - y cada vez más, apuestan a la eficiencia energética. Además de los numerosos proyectos de centrales eléctricas, redes eléctricas locales también están siendo financiadas en parte por operadores de redes grandes y por las mismas

comunidades de modo que estas puedan tener un mayor control de la distribución local.

El caso de estudio alemán es fundamental en este aspecto. Regiones y municipios están descubriendo las oportunidades económicas en las energías renovables y la eficiencia energética, especialmente para las comunidades que **producen más energía de la que consumen** durante el año.

1.6.1 *La protección de los usuarios de menores recursos*

Otro aspecto importante de la transición energética es la justicia social. La eficiencia energética, en particular, no sólo ayuda a promover el valor agregado nacional, sino que también reduce la pobreza energética. Como los precios suben en Argentina debido a procesos inflacionarios, la pobreza energética aparece como un problema en primer plano. Menos energía, significa menos posibilidades de crecimiento y desarrollo, lo que dificulta la recuperación económica.

A largo plazo, el precio de la energía renovable se mantendrá estable (no hay costos de combustible para la energía eólica o solar, y los costos de los equipos están bajando), mientras que el costo de los combustibles fósiles y la energía nuclear continuará fluctuando, por lo que la transición energética se torna en una herramienta para combatir la pobreza estructural que afecta al desarrollo nacional.

El aumento en los precios de la energía afecta a los hogares de bajos ingresos; después de todo, en promedio gastan una parte mayor de sus ingresos en las necesidades de energía y son los menos propensos a ser capaces de pagar las inversiones en eficiencia energética, como las renovaciones de energía, electrodomésticos eficientes y vehículos de bajo consumo. La forma más eficaz de combatir la pobreza energética es implementar medidas de eficiencia energética a gran escala - incluyendo la renovación de los hogares de bajos ingresos para reducir la demanda de energía. Esto puede ser mediante la provisión de lámparas de bajo consumo por ejemplo.

Tomando de nuevo como caso de estudio al plan energético del gobierno alemán, este está patrocinando "auditorías energéticas" en un proyecto a nivel nacional como parte de su política energética. El objetivo es ayudar a las personas a ahorrar energía, energía de calefacción y agua principalmente. Además, se proporcionan los accesorios que reducen la potencia y el consumo de energía (como las bombillas fluorescentes compactas de luz, cajas de enchufes con interruptores de encendido y apagado y cabezales de ducha para ahorrar agua). Estas auditorías energéticas son un ejemplo de cómo la transición paulatina puede producir conceptos innovadores de cooperación.

Part II.

Estado del arte en la generación de energía local

No existen dudas que el desarrollo de un país está hoy estrechamente ligado a la energía con la que pueda contar para desarrollar sus actividades productivas, de transporte y de construcción de infraestructuras, entre otras necesidades de la vida moderna.

Además, hay que tener presente que los lugares que carezcan de energía eléctrica, estarán impedidos de utilizar herramientas de comunicaciones que permitan conectarlos con grandes centros urbanos.

No sólo hay que considerar la disponibilidad energética presente, sino que, para pensar en un desarrollo sostenible, es necesario contar con un horizonte de abastecimiento confiable que tenga en cuenta los incrementos de la demanda de electricidad.

En esta sección, se presentan a grandes rasgos los principales recursos que hoy impactan en la matriz energética nacional, para poder analizarlos y diseñar las políticas públicas que nos permitan una transición hacia una matriz mas limpia, sustentable y eficiente.

2 CONCEPTOS INTRODUCTORIOS

En esta información señalaremos con la sigla SADI, al Sistema Argentino de Interconexión. Respetaremos, para nombres y abreviaturas, las normas argentinas IRAM N° 2 del Instituto Argentino de Normalización, que se ajustan a las normas internacionales en la materia. A ello responde que las magnitudes de mas de tres dígitos, se escriban sin puntos intermedios. Por ejemplo, 1 000 000 en vez de 1.000.000 como es común entre nosotros. El punto se usa para separar decimales, en otros sistemas de medida. También se ha respetado el uso de letras mayúsculas y minúsculas, como establecen las normas. Revisaremos algunos valores.

2.1 Tensión eléctrica

Es la diferencia de potencial entre los dos conductores de una línea eléctrica, o en general, entre dos puntos electrizados. Se mide en volt (símbolo V) o en su múltiplo kilovolt (símbolo kV).

Tensión eléctrica	Descripción
220 V	Circuitos en viviendas comunes
380 V	Motores de ascensores y bombas de agua en viviendas
380 V	Motores comunes en las industrias
13.200 V = 13,2 kV	Líneas denominadas de media tensión
66.000 V = 66 kV	Líneas denominadas de media tensión (Antiguas)
132 000 V = 132 kV	Líneas denominadas de alta tensión (Total en el país 6 000 km)
220.000 V = 220 kV	Líneas denominadas de alta tensión (Total en el país 500 km)
330.000 V = 330 kV	Líneas denominadas de alta tensión (Total en el país 1 100 km)
550.000 V = 550 kV	Líneas denominadas de extra alta tensión(Total en el país 9 292 km)

2.2 Potencia eléctrica

Es la potencia generada, transportada, distribuida o utilizada. Se mide en watt (símbolo W) y sus múltiplos kilowatt (símbolo kW) ó megawatt (símbolo MW).

Tensión eléctrica	Descripción
60 W	Lámpara común para un artefacto doméstico.
4 000 W = 4 kW	Motor de un ascensor en una propiedad horizontal
664 000 000 W = 664 000 kW = 664 MW	Central nuclear Embalse

3 ESTADÍSTICAS GLOBALES

3.1 Uso energético per capita

El consumo de energía eléctrica mide la producción de las centrales eléctricas y de las plantas de cogeneración menos las pérdidas ocurridas en la transmisión, distribución y transformación y el consumo propio de las plantas de cogeneración.

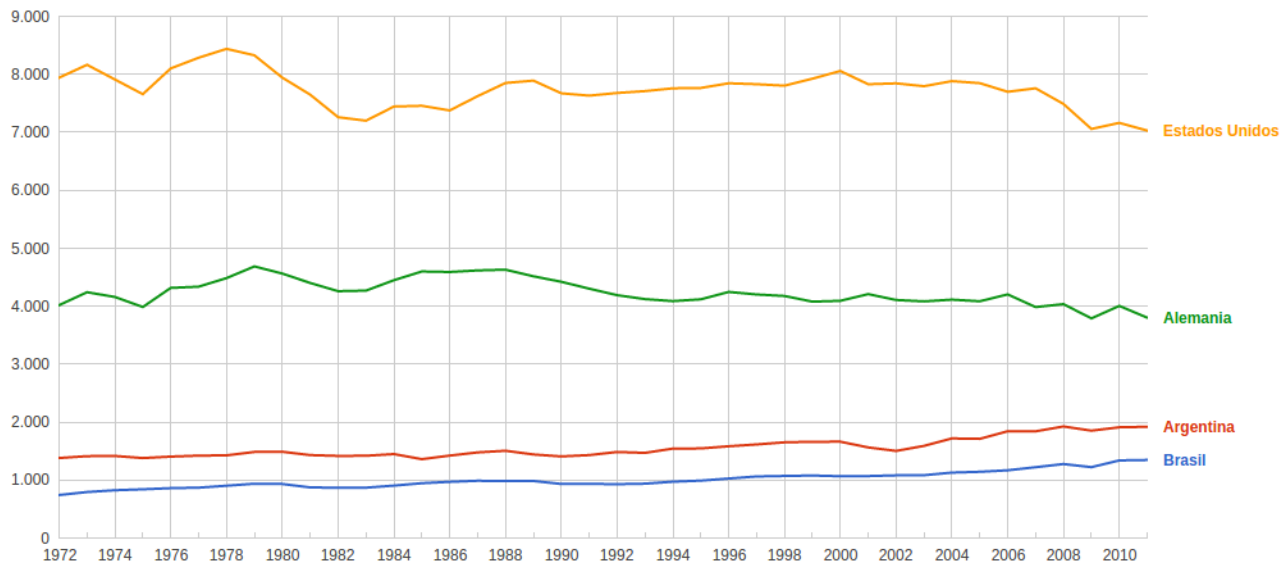


Figure 1: Uso de energía per capita.

3.2 Consumo electricidad per capita

El uso de energía se refiere al consumo de energía primaria antes de la transformación en otros combustibles finales, lo que equivale a la producción nacional más las importaciones y las variaciones de existencias, menos las exportaciones y los combustibles suministrados a barcos y aviones afectados al transporte internacional. Los datos expuestos son en función de los datos de la Agencia Internacional de la Energía.

Los países que están al tope son, por supuesto, potencias económicas. En ese sentido, no hay demasiadas sorpresas. Lo único que cabe resaltar es que el Banco Mundial aún no difundió los últimos datos provenientes de China, algo que no es menor, ya que en la medición anterior el gigante asiático ocupaba el primer lugar (con un consumo, en 2011, de 2.727.727 kilotonnes o kilotoneladas), algo que se explica por varios factores, pero principalmente por su poderosa economía, importante población y amplio territorio.

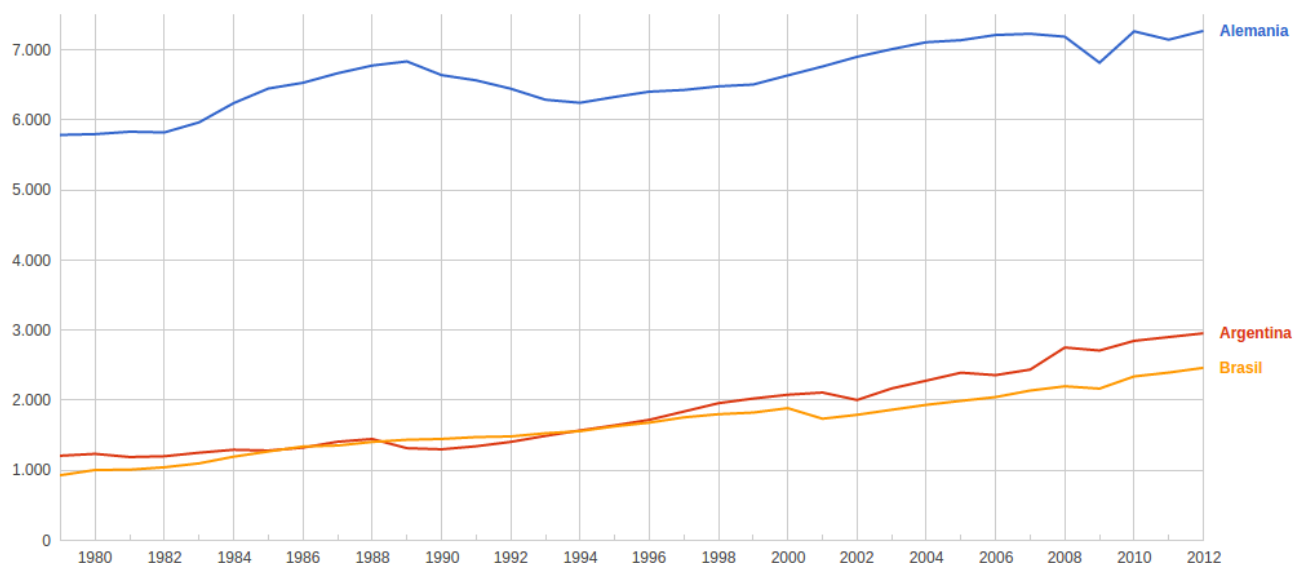
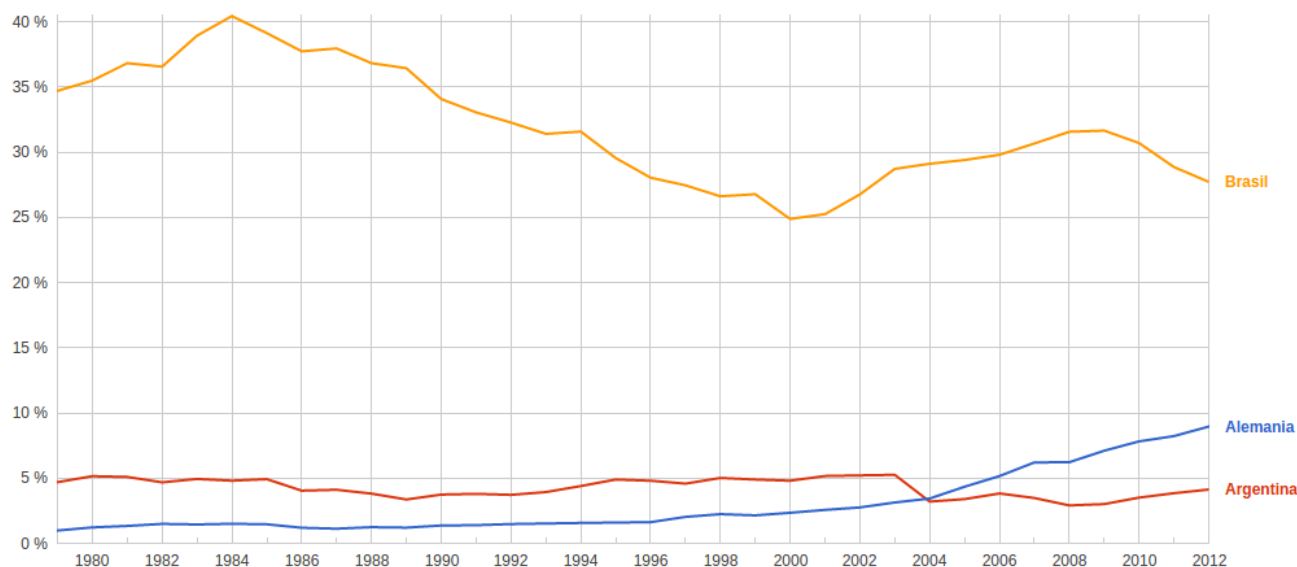


Figure 2: Consumo electricidad per capita

3.3 Combustibles renovables y residuos (% del total de energía)

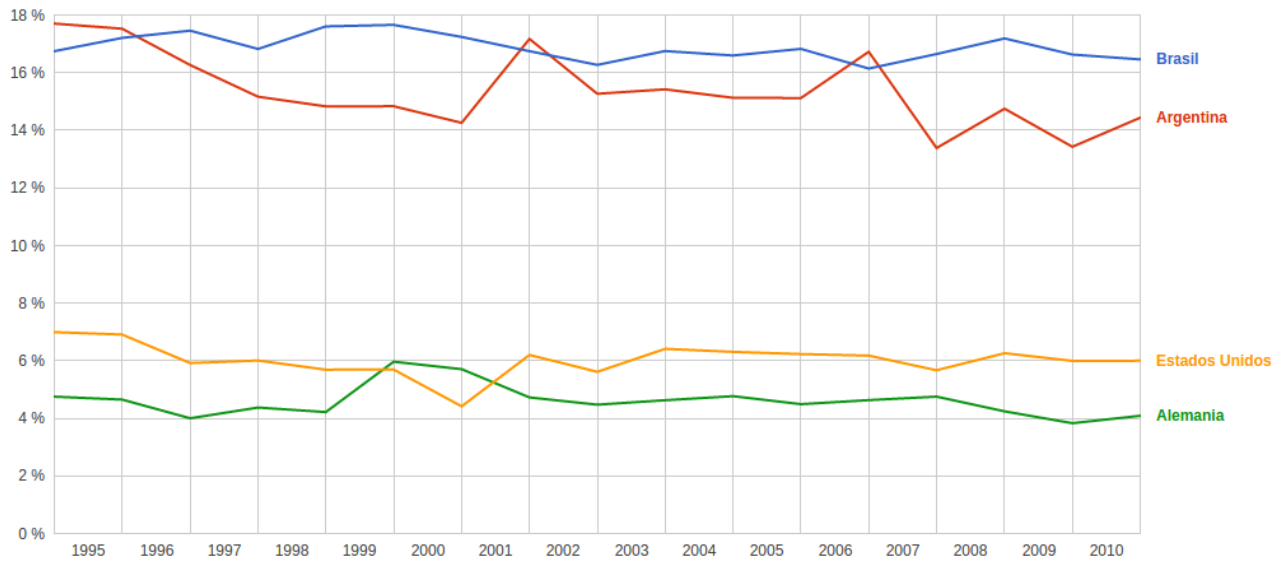


3.4 Pérdidas en las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica (% de la producción)

Las pérdidas de transmisión y distribución de energía eléctrica incluyen las pérdidas que se producen en la transmisión entre fuentes de suministro y puntos de distribución y en la distribución a los consumidores, incluyendo el hurto.

Las Pérdidas Totales, son las que realmente se pueden medir en los sistemas en forma directa a través de medidores de energía y potencia, y se determinan como la diferencia de energía

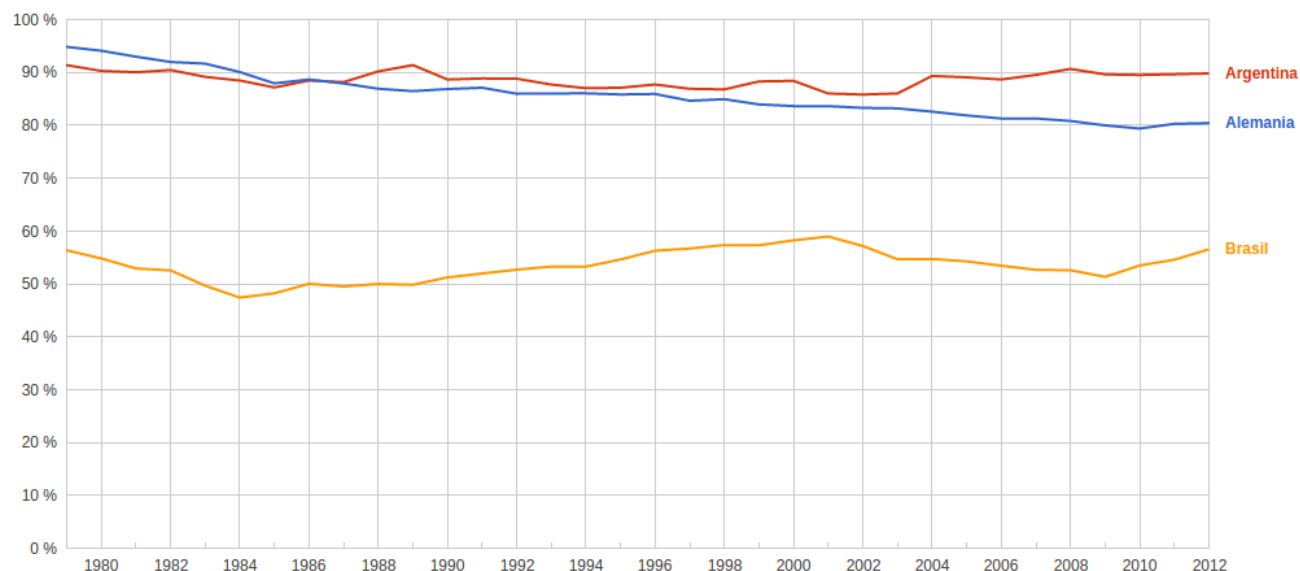
medida y cobrada por el Ente o Empresa que vende el servicio a la Empresa Distribuidora y la que realmente registra y factura a sus clientes. Esa diferencia es la suma de las Pérdidas Técnicas + las Pérdidas No Técnicas.



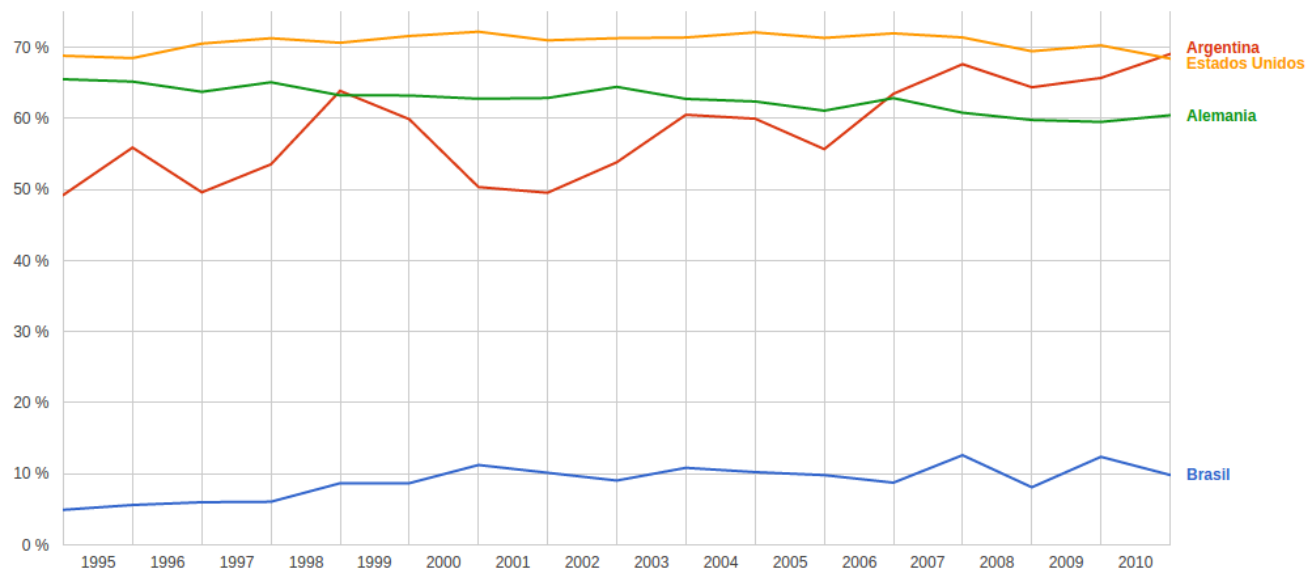
4 HIDROCARBUROS

* Los datos de esta sección del informe de basan en datos de la Secretaría de Energía de la Nación y del IAE.

4.1 Consumo de energía de combustibles fósiles (% del total)



4.2 Producción de electricidad a base de petróleo, gas y carbón (% del total)



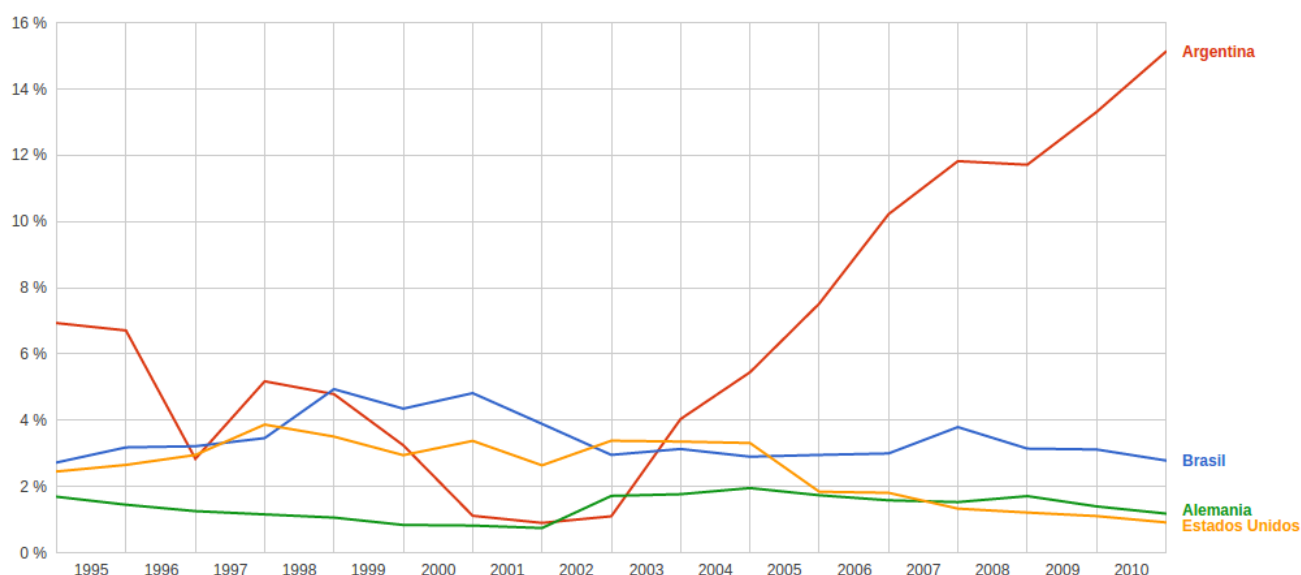
4.3 Petróleo y derivados

La producción de petróleo creció en mayo de 2015 1,4% en relación a mayo de 2014, siendo este el segundo incremento puntual en la producción respecto al mismo mes del año anterior desde febrero de 2014, y acumula en los últimos 12 meses una caída del 1% respecto a los doce meses anteriores. De los principales operadores, en el mes de mayo de 2015 nuevamente sólo YPF (+6,7%) y Pan American Energy (+6%) incrementaron su producción de petróleo en relación al mismo mes de 2014, acumulando en el último año móvil incrementos del 7,9% y del 4%, respectivamente en relación al período junio 2013-mayo 2014.

El resto de los principales operadores continúa acumulando caídas, que en los últimos 12 meses van del 6,5% en el caso de Pluspetrol al 33,8% en el caso de Petrobras.

Las ventas de gas oil continuaron en mayo su recuperación, experimentando un incremento del 2,6% respecto a mayo de 2014, y acumulan en el último año móvil un incremento del 1,3%. Las ventas de naftas crecieron en mayo 4,7% respecto a mayo de 2014, y acumulan en los últimos 12 meses una caída del 0,7%.

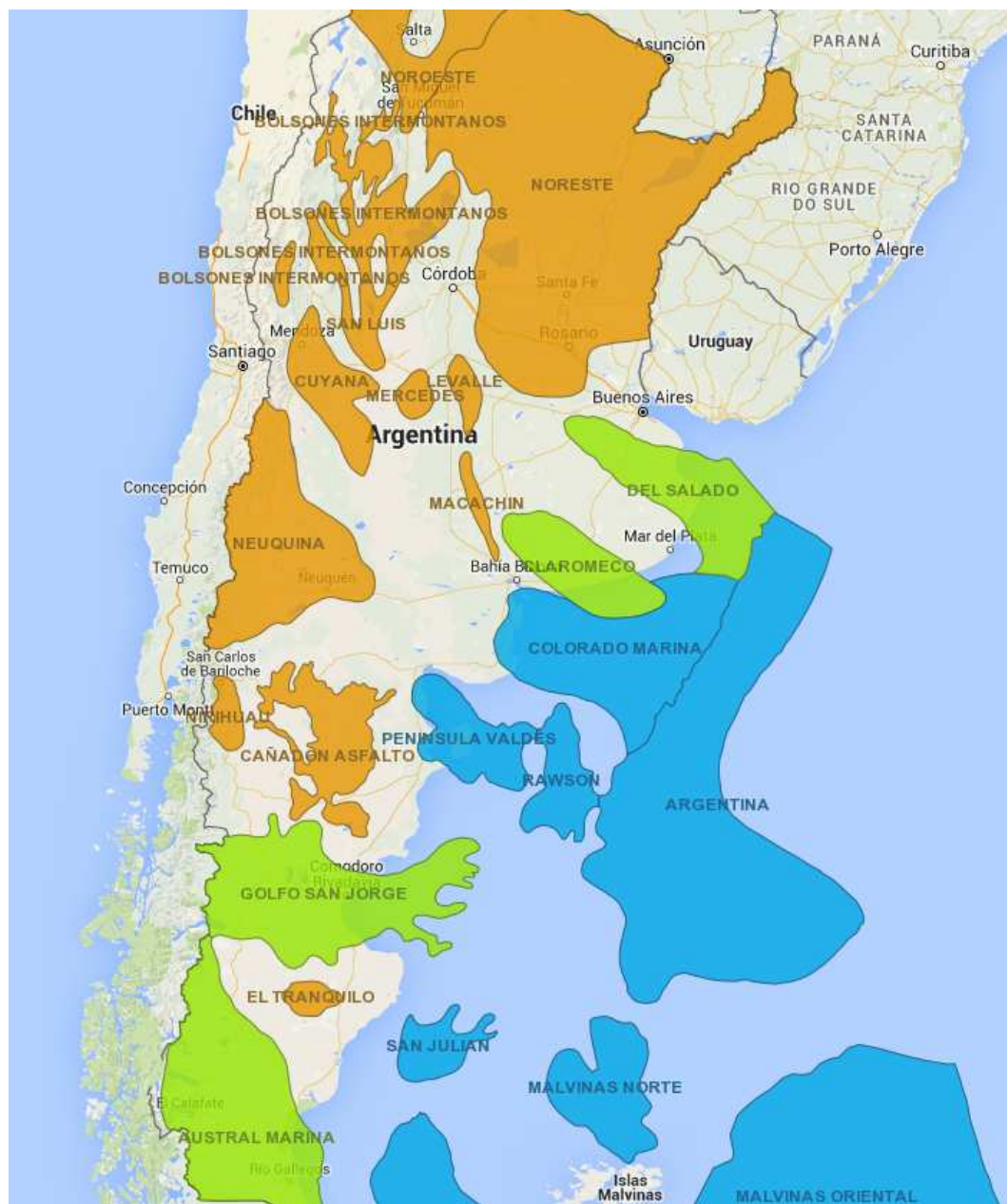
4.3.1 Producción de electricidad a base de petróleo (% del total)



4.3.2 Principales operadores

	Chevron	Petrobras	Sinopec	Pluspetrol	PAE	YPF	Resto
Participación (año móvil) [%]	3%	4%	5%	7%	19%	42%	20%
Producción Mayo 2015 [m³/d]	2.649	2.333	4.595	6.061	16.832	37.230	18.500
Producción Mayo 2014 [m³/d]	3.224	3.696	5.106	6.160	15.879	34.902	17.995
Diferencia [%]	-17,8%	-36,9%	-10,0%	-1,6%	6,0%	6,7%	2,8%
Producción Acumulada Junio 2014-Mayo 2015 [m³/d]	2.918	3.387	4.776	5.958	16.456	36.508	17.716
Producción Acumulada Junio 2013-Mayo 2014 [m³/d]	3.753	5.119	5.643	6.370	15.815	33.848	18.227
Diferencia [%]	-22,2%	-33,8%	-15,4%	-6,5%	4,0%	7,9%	-2,8%

4.3.3 Áreas de exploración



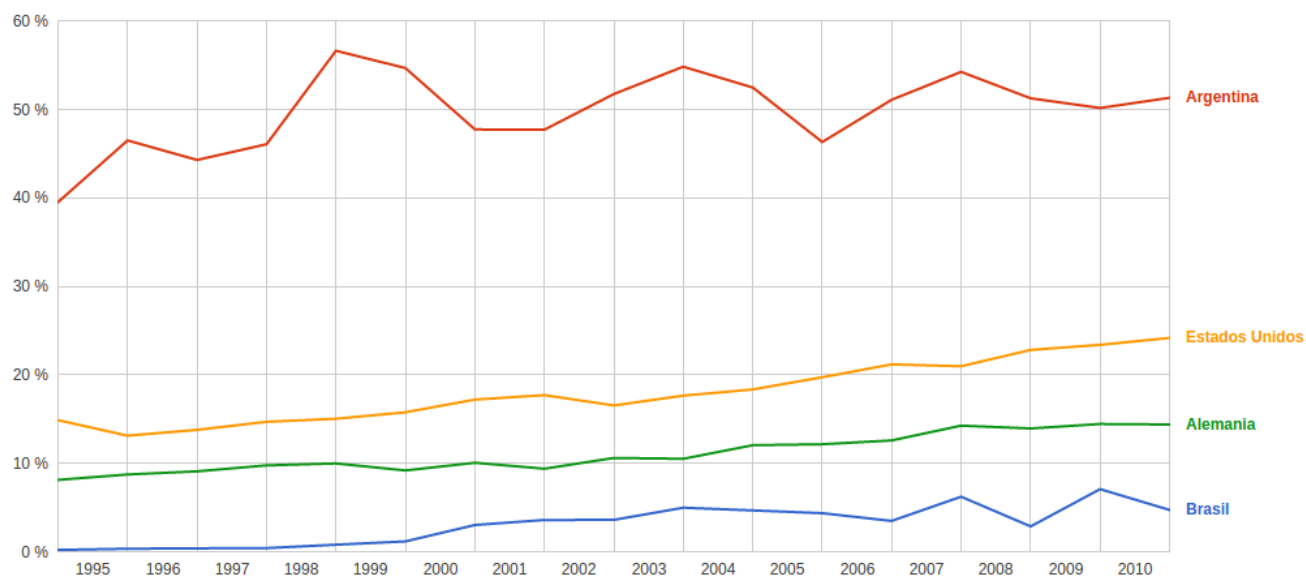
4.4 Gas natural

La producción de gas natural creció en mayo 3,5% respecto a mayo de 2014, y acumula en el último año móvil un incremento del 1,3% en relación al período comprendido entre junio de 2013 y mayo de 2014.

Siguiendo la tendencia anterior, de los principales operadores, YPF (+13,3%) y Pan American Energy (+17,5%) fueron los únicos que incrementaron su producción en el último mayo en relación al mismo mes de 2014.

En cuanto a producción acumulada durante el último año móvil, se observa nuevamente que de los principales operadores únicamente YPF (+14,3%) y PAE (+7,7%) incrementaron su producción de gas natural, mientras que el resto de los cinco principales operadores acumularon caídas, que van del 6,1% en el caso de Total Austral al 12,2% en el caso de Apache.

4.4.1 Producción de electricidad a base de gas natural (% del total)



4.4.2 Principales operadores

	Apache	Petrobras	PAE	YPF	Total Austral	Resto
Participación (año móvil) [%]	3%	7%	12%	30%	27%	21%
Producción Mayo 2015 [miles m³/d]	3.450	6.360	14.968	35.847	31.483	26.267
Producción Mayo 2014 [miles m³/d]	3.929	9.036	12.743	31.642	33.347	23.621
Diferencia [%]	-12,2%	-29,6%	17,5%	13,3%	-5,6%	11,2%
Producción Acumulada Junio 2014-Mayo 2015 [miles m³/d]	3.565	8.554	13.799	34.355	31.103	23.867
Producción Acumulada Junio 2013-Mayo 2014 [miles m³/d]	4.061	9.513	12.812	30.060	33.134	24.256
Diferencia [%]	-12,2%	-10,1%	7,7%	14,3%	-6,1%	-1,6%

4.5 Carbón

Los recursos carboníferos de Argentina son conocidos en diferentes depósitos a lo largo de la columna geológica. Los depósitos del Paleozoico se encuentran en las Sierras Pampeanas y en la Patagonia septentrional y central. Otras manifestaciones discontinuas se localizan en las Sierras Subandinas, Sierras Australes de la provincia de Buenos Aires e Islas Malvinas. Dentro de los sedimentos triásicos de la provincia de San Luis, se mencionan las areniscas finas carbonosas, areniscas conglomerádicas y conglomerados que alternan con secciones de pelitas oscuras y mantos de carbón. En el Jurásico y Cretácico en la provincia de Santa Cruz, se citan lutitas en partes carbonosas, tobas muy finas y algunos estratos de carbón, muy finamente laminados.

A partir de las manifestaciones halladas en nuestro territorio se destacan dos cuencas importantes: a) Pico Quemado y manifestaciones menores en la provincia de Río Negro (Cabeza Quiroga, 1943, en Bergmann, 1984) de edad liásica (Jurásico) a unos 65 km al sureste de la ciudad de San Carlos de Bariloche, y b) Río Turbio, en la provincia de Santa Cruz.

En el primer caso, los mantos de carbón son cuatro, separados en dos paquetes distanciados entre sí por una intercalación de unos 35 a 70 m de espesor. Esta mina de Pico Quemado fue explotada a cielo abierto por los laboreos mineros a mano durante la época de la Segunda Guerra Mundial. El ritmo de explotación diario oscilaba entre 7 y 8 toneladas. En el área se hallan los restos de antiguas escombreras de mina, numerosos destapes a cielo abierto y restos del antiguo campamento minero. Un programa de exploración mediante perforaciones en la década del 50 indicó reservas de 2, 6 millones de toneladas (Bergmann, 1984). El tipo de carbón es sub-bituminoso.

En el segundo caso, en el sector de la Patagonia extraandina, coincidiendo con el último desmembramiento de Gondwana, junto con la concomitante transformación paleoclimática y paleoceanográfica sucedida entre el Eoceno medio y el Oligoceno temprano, se generaron extensos yacimientos de carbón (Malumián, 1999). El yacimiento Río Turbio está compuesto por dos complejos carbonosos intercalados en una secuencia de rocas sedimentarias terciarias (Eoceno-Oligoceno). Perczyk (2006) indica que existen cinco mantos de carbón divididos en Complejo Carbonoso Inferior (Manto Inferior y Superior) y Complejo Carbonoso Superior (Mantos A, B y Dorotea). Dorotea posee un espesor variable entre 1,5 y 3,5 m y es el que sustentó la vida del yacimiento a lo largo de los años de explotación. Las edades señaladas en la Cuenca Río Turbio son algo inferiores a las obtenidas en la Cuenca de Magallanes para los carbones del sector de Chile.

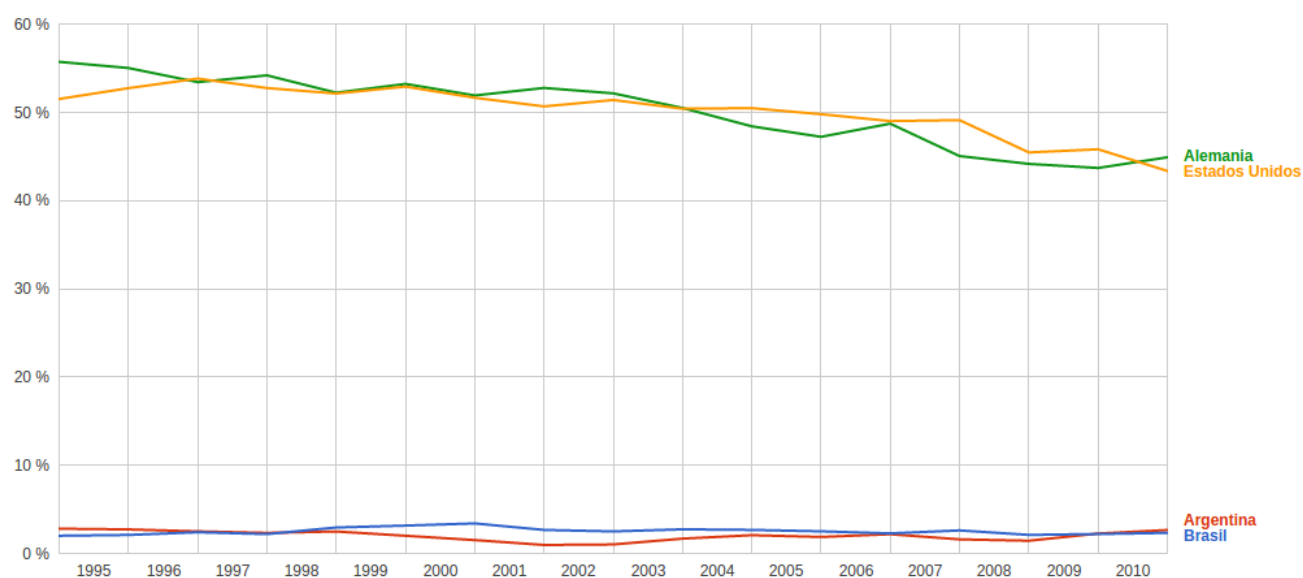
El carbón del yacimiento Río Turbio es sub-bituminoso y se usa para la alimentación de las plantas térmicas de San Nicolás, provincia de Buenos Aires y un porcentaje significativamente menor es destinado a la planta térmica de Río Turbio y a consumo local. Comparado con la mayoría de los carbones de Estados Unidos los argentinos tienen relativamente más alto contenido CaO (8,2-12 %), MgO (1,3-1,6 %), y Fe₂O₃ (6,6-11,1 %) y menor contenido de elementos trazas (As, Be, Cd, Cr, Hg, Ni, Pb, Sb, Se, Te, and U), dentro de los límites permitidos medio

ambientalmente y para la salud.

En el año 2006, la producción fue de 308.000 toneladas, la más alta de los últimos quince años (Secretaría de Energía, 2007).

Las reservas se estiman en 825 millones de toneladas de carbón sub-bituminoso con bajo contenido de azufre, 75 M en Río Negro y 750 M de toneladas en Santa Cruz, constituyendo esta última la mayor reserva de carbón. Estos mantos de carbón junto con los de la Cuenca de Magallanes en Chile y aquellos de la cuenca Valdivia-Osorno representan los mayores eventos antragénicos del cono sur de América del Sur.

4.5.1 Producción de electricidad a base de carbón (% del total)

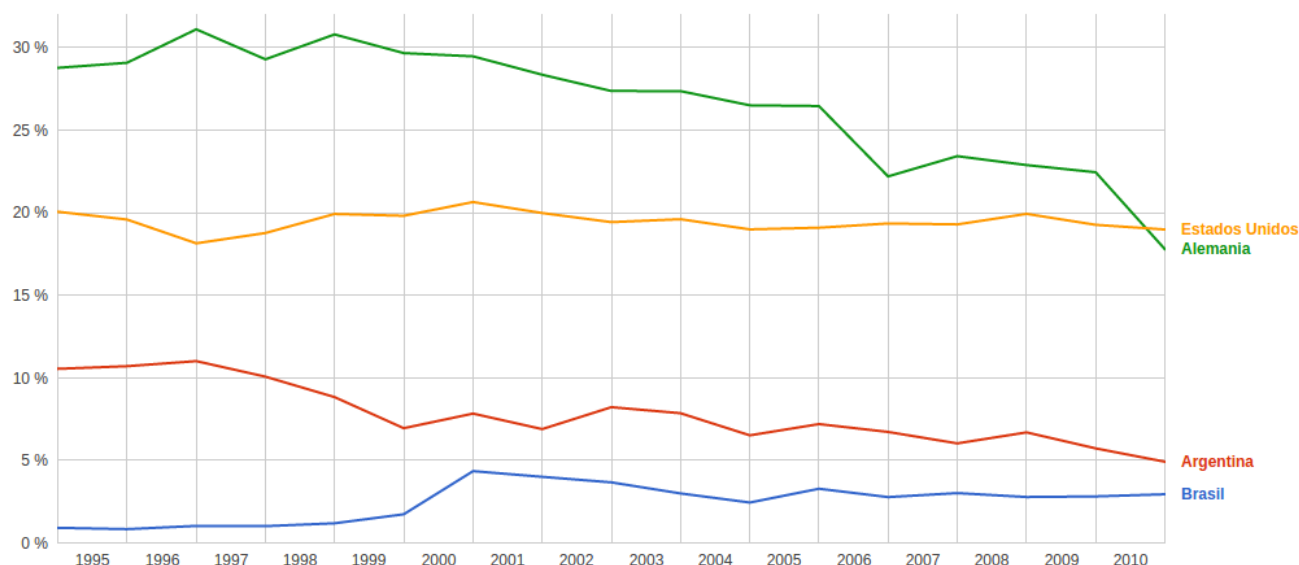


5 ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear tiene como actor principal en materia de investigación y desarrollo a la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y a la empresa. El propósito general de las actividades de la CNEA en este campo es el funcionamiento integrado de los reactores de experimentación y producción. Las tareas de orden general que se ejecutan son:

- Relevamiento de la documentación mandatoria en todas las instalaciones.
- Aseguramiento de la disponibilidad, operación y mantenimiento preventivo de los reactores experimentales y de producción, particularmente del RA-3.
- Formación y capacitación de recursos humanos (licenciamientos).
- Análisis y acciones tendientes a resolver los problemas comunes a todos los reactores.

5.1 Producción de electricidad de fuente nuclear (% del total)



5.2 Reactores de investigación y producción

5.2.1 Reactor de investigación y producción RA-3

En 2012 el reactor RA-3 operó 47 períodos semanales, con un total de aproximadamente 4.102 horas a potencia para producción de radioisótopos, llevándose a cabo las siguientes irradiaciones y experiencias:

- Irradiación de 564 miniplacas de uranio enriquecido al 20% para producción de molibdeno-99 e yodo-131.
- Irradiación de 165 blancos de forma convencional para producción, análisis por activación, y experiencias/mediciones de física, desarrollos y actividades científicas y académicas.

- Irradiación de 50 minicápsulas para producción de iridio-192 y lutecio-177.

Los principales radioisótopos producidos fueron molibdeno-99: 18.336,5 Ci (11.286,5 Ci para el mercado nacional y 7.050 Ci exportados), iodo-131: 967.349 mCi, cromo-51: 57 mCi, samario-153: 1685 mCi e iridio-192: 4600 Ci. En el marco del Proyecto Terapia por Captura Neutrónica en Boro (BNCT) se realizaron irradiaciones en la columna térmica con un total de 80 experiencias que involucraron 274 irradiaciones y aproximadamente 134,5 horas de irradiación a potencia de trabajo y que dieron lugar a presentaciones en congresos internacionales y nacionales, publicaciones, trabajos finales de carreras de grado y postgrado y tesis doctorales. Estas experiencias asimismo posibilitaron la prueba del sistema de medición Campbelliano desarrollado en la CNEA.

Asimismo, se realizaron las siguientes actividades para mejora de la infraestructura y nuevos desarrollos:

- En el marco del Proyecto "Dispositivo de irradiación", ampliación del recinto del segundo piso del reactor para la ubicación de equipos de proceso asociados al proyecto.
- Cambio de rellenos, separadores de gota y protectores estructurales de la Torre de Enfriamiento N°2.
- Avances en la ingeniería/construcción de la Facilidad de Rayos Gamma de Captura para su uso en BNCT.

5.2.2 *Reactor de investigación RA-6*

En 2012 el reactor operó un total de aproximadamente 1.717 horas, desarrollándose las siguientes actividades:

- Irradiación de diversas muestras geológicas y biológicas en porta muestras ubicados en cercanías del núcleo o mediante el sistema neumático.
- Caracterización de la nueva Facilidad BNCT, continuando con las pruebas de las cadenas de medición, medición flujo de neutrones, medición de distribución de dosis gamma y neutrones en el interior y exterior del "bunker". En el mes de noviembre se avanzó con la irradiación de roedores de laboratorio.
- Participación en un proyecto de investigación coordinado con el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) sobre neutrografía. En abril de 2012 se obtuvo la primer neutrografía y en los meses siguientes se obtuvieron distintas imágenes neutrónicas consideradas pruebas iniciales que permiten caracterizar la instalación y determinar su alcance y calidad. En noviembre se mostraron los resultados obtenidos en un congreso organizado por el OIEA.
- Continuación del "Proyecto RA-6 en Red" que tiene por objeto dar soporte a las actividades académicas del Instituto Balseiro y fortalecer la posición del reactor como reactor escuela de reactores para la región y el mundo. En ese marco se han establecido contactos con el OIEA y países de la región en los se ha acordado que el RA-6 oficiará de "reactor anfitrión" para el IRL (Internet Reactor Laboratory) de Latinoamérica, habiendo hasta

el momento confirmado su participación Cuba, Uruguay y Ecuador; encontrándose a la firma de las autoridades de la CNEA un memorando de entendimiento con el OIEA por el cual se formalizarán estos acuerdos. También se está configurando un nuevo sistema de adquisición de datos, un servidor de datos y un sistema de video conferencia.

- Una cantidad importante de horas de uso en el año correspondió a la irradiación gamma con reactor apagado de un contenedor con muestras de materiales para satélites de la empresa INVAP S.E.
- En el ámbito educativo se realizaron experiencias de aproximación a crítico por barras y escalones de potencia, medición de actividad primario/resinas, calibración de barra fina, prácticas de protección radiológica y mantenimiento en reactores, irradiación de muestras en combustibles para determinar espectro neutrónico, medición de flujo de neutrones "in-core" con detectores de actividad posicionados en espadas, entre otras actividades, para la formación de alumnos de las carreras del Instituto Balseiro. Se dictaron clases teóricas y se efectuaron experiencias para el Curso de Seguridad Nuclear de la Autoridad Regulatoria Nuclear.

5.2.3 *Reactor de investigación RA-1*

En 2012, en el reactor RA-1 se realizaron las siguientes tareas de mantenimiento, asistencia técnica, capacitación y divulgación:

- Reforma edilicia en la consola de comando, recinto del reactor y torre de enfriamiento.
- Actualización de la instrumentación nuclear con cambio de paneles de visualización de señales e instalación de un nuevo medidor del tiempo de caída libre de las barras de control desarrollado por personal del reactor.
- Mediciones en distintos estados subcríticos utilizando el método de Alfa-Feynman con 2 detectores neutrónicos para determinar, en cada estado subcrítico, la constante de evolución de los neutrones instantáneos, la eficiencia de los detectores y el tiempo muerto de las cadenas de medición.
- Asistencia técnica a la Central Nuclear Atucha II: pruebas de funcionamiento de detectores de la isla nuclear y del equipamiento de radioprotección, medición de estanqueidad de cañerías y exclusas, preparación de la prueba de estanqueidad de la esfera de contención, y capacitación teórica y práctica y entrenamiento de futuros operadores y jefes de turno.
- Dictado del Curso de Capacitación para la obtención de Licencias de Operación y Radioprotección para el personal de los reactores RA-1 y RA-3.
- Realización de experiencias de aproximación a crítico, calibración de barras y "rod-drop" para capacitación en el marco de la Carrera de Especialización Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible que dicta el Instituto de Tecnología Nuclear Dan Beninson.

5.2.4 *Reactor de investigación RA-8*

El reactor RA-8, construido como facilidad crítica para el ensayo de los elementos combustibles del reactor CAREM, se encuentra en reserva. A partir de mitad de año, se realizaron pruebas denominadas funcionales sobre el sistema eléctrico, portones de ingreso al hall del reactor y de movimiento de cargas, con la finalidad de trasladar en forma temporaria las barras combustibles del reactor RA-8 al reactor RA-6. En el mes de noviembre se trasladaron todas las barras combustibles al reactor RA-6, las que quedaron almacenadas en esta instalación en forma temporaria.

5.2.5 *Reactor de investigación RA-0*

El reactor de investigación RA-0 se encuentra ubicado en el ámbito académico de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba. Las principales actividades desarrolladas en el mismo durante 2012 fueron las siguientes:

- Mediciones en distintos estados subcríticos utilizando el método de Alfa-Feynman con 2 detectores neutrónicos para determinar, en cada estado subcrítico, la constante de evolución de los neutrones instantáneos, la eficiencia de los detectores y el tiempo muerto de las cadenas de medición.
- Implementación del primer reactímetro digital para mediciones en estado subcrítico en el país.
- Desarrollo de una actualización del Sistema Electrónico de Actualización de Datos (SEAD).
- Desarrollo de un canal logarítmico de marcha digital.
- Diseño básico de un centellómetro digital para prospección de uranio.
- Entrenamiento (prácticas sobre física de reactores) para técnicos y profesionales de la Central Nuclear Embalse.
- Realización de trabajos prácticos requeridos por la cátedra de Física III de la Universidad Nacional de Córdoba para las carreras Ingeniería Electrónica e Ingeniería en Computación, en el marco del Módulo Física Nuclear.
- Dictado de clases de Física Nuclear y Protección Radiológica para capacitación del personal a licenciar.
- Dictado de cursos de capacitación para la obtención de licencias individuales de personal de la empresa DIOXITEK S.A. con aprobación por parte de la Autoridad Regulatoria Nuclear.

5.2.6 *Reactor de investigación RA-4*

El reactor de investigación RA-4 se encuentra ubicado en el ámbito académico de la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura de la Universidad Nacional de Rosario. En 2012 se desarrollaron en él las siguientes actividades:

- Irradiación de transistores Mosfet, como parte de una tesis doctoral, para verificar daño por radiación.
- Realización de trabajos prácticos requeridos por la cátedra de Física Experimental IV de la carrera de Licenciatura en Física de la Universidad Nacional de Rosario, en particular la irradiación de muestras para su posterior análisis con los espectrómetros gamma.
- Dictado del curso para obtención de Licencia para Jefe de Reactor.
- Dictado del curso Riesgo en Actividades Nucleares para la carrera de Licenciatura en Seguridad e Higiene de la Universidad Tecnológica de Rosario.
- En el marco de un convenio con el Instituto Superior de Tecnologías Médicas, dictado de la materia Taller de Prácticas I y Física de las Radiaciones de la carrera de Técnico Superior en Medicina Nuclear.
- En el ámbito de la capacitación y divulgación, dictado, entre otros, de charlas sobre Introducción a la Energía Nuclear en escuelas de Casilda, Chabas, Rosario y en la muestra "Expo Carrera" de la Universidad Nacional de Rosario.

5.2.7 *Nuevo reactor experimental y de producción de radioisótopos RA-10*

El propósito de este proyecto es el diseño, construcción, licenciamiento, puesta en marcha y operación de un nuevo reactor de investigación y producción, el reactor RA-10, a fin de:

- Aumentar la producción de radioisótopos en escala comercial para el abastecimiento del mercado local y regional y parte del mercado internacional, a través de un incremento en la producción de molibdeno-99 y la generación de nuevos radioisótopos.
- Desarrollar ensayos de nuevos combustibles y materiales nucleares a través de la implementación de facilidades para la irradiación de miniplacas y combustibles para reactores experimentales del tipo MTR, combustibles de reactores de potencia, materiales estructurales para estudios de daño por radiación y corrosión, y materiales constitutivos del recipiente de presión de reactores de potencia para estudio de su fragilización.
- Desarrollar aplicaciones tecnológicas y abordar temas vinculados con la investigación básica en los campos de la ingeniería nuclear, la ciencia y tecnología de materiales, la física de la materia condensada, la química y la biología, a través de técnicas neutrónicas basadas en el uso de neutrones térmicos y fríos.

El logro de las metas indicadas demanda no sólo el desarrollo del reactor sino también de un plan de desarrollo de aplicaciones con miras a generar, a futuro, el pleno uso de las instalaciones previstas. Durante el año 2012 el proyecto avanzó significativamente en el diseño e ingeniería del reactor como así también en el incremento de su capacidad operativa y funcional gracias a la incorporación de personal en áreas técnicas y de soporte.

Se avanzó fuertemente con la Ingeniería Básica (IB), alcanzando un avance global a diciembre del 2012 del orden del 90%. El alcance total para el desarrollo de la IB, dentro del Convenio

Específico entre la CNEA y la empresa INVAP S.E., implica un esfuerzo de 149.500 horas hombre distribuidas entre ambas instituciones. La ejecución se realiza en 3 etapas de desarrollo, definidas según una coherencia temática y funcional, por lo cual, la Etapa I contiene paquetes de trabajo nucleares, sistemas de procesos del reactor y componentes principales; la Etapa II incluye sistemas mecánicos, sistemas de instrumentación y control, equipamiento y facilidades; y por último, la Etapa III desarrolla la arquitectura, ingeniería civil y servicios auxiliares. Durante 2012 se avanzó en trabajos vinculados con las siguientes áreas:

- Estudio de emplazamiento.
- Ingeniería básica del sistema de protección del reactor y sistema de instrumentación nuclear.
- Ingeniería básica de los elementos combustibles y placas absorbentes.
- Ingeniería básica de servicios en sitio.
- Análisis de seguridad radiológica y soporte para el "Informe de Seguridad".
- Configuración del Grupo de Gestión Operativa para la evaluación de los aspectos operativos que repercuten en el diseño, licenciamiento y seguridad del reactor.
- Soporte en tareas de ingeniería, logística y de infraestructura en el Centro Atómico Ezeiza para el Proyecto.
- Línea de base radiológica.
- Estudios sísmicos.
- Evaluación de Impacto Ambiental

Si bien la ingeniería de detalle (ID) del proyecto tiene estimación de inicio para el segundo trimestre del 2013, se ha definido el esquema de áreas o sistemas, paquetes de trabajo y etapas de desarrollo, tanto para la empresa INVAP como para la CNEA, habiéndose establecido de esta forma el alcance preliminar de la fase ID.

El proceso de Licenciamiento ha cumplido durante el 2012 lo establecido en el Plan y el Cronograma de Licenciamiento del reactor RA-10, confirmados por la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN). Asimismo se ejecutó parcialmente el Programa de Comunicación con la ARN, que tiene por objeto establecer un canal activo de comunicación con esa Autoridad Regulatoria, mediante el cual se exponen ordenadamente los avances logrados en el "Informe Preliminar de Seguridad" (IPS) y se establecen las acciones a realizar a fin de minimizar contratiempos en las distintas instancias del proceso de licenciamiento del reactor.

Con el fin de garantizar la completa integración del proceso de licenciamiento al Proyecto, la planificación del licenciamiento se ha articulado con otros sistemas de gestión del mismo, tales como el sistema de planificación y control y el sistema de calidad.

En cuanto al emplazamiento del reactor, se definió su ubicación exacta en el Centro Atómico Ezeiza y se logró la ingeniería de servicios para proveer al predio de las condiciones necesarias para la posterior obra. También se inició la adquisición de oficinas para el equipo de trabajo y la construcción de un camino de acceso al predio. Así mismo, se sentaron las bases de calidad y gestión del proyecto de acuerdo a estándares, normativas, y regulaciones nacionales e internacionales, apoyados en metodologías de dirección de proyectos.

5.3 Centrales nucleares en actividad

La empresa encargada de la operatoria de las centrales nucleares en Argentina es **Nucleoeléctrica Argentina**.

La compañía tiene a su cargo la producción y comercialización de la energía generada por las centrales nucleares Juan Domingo Perón, Néstor Kirchner y Embalse. Además, es responsable de la Extensión de Vida de la Central Nuclear Embalse, y la construcción de una cuarta central nuclear.

El total de la producción de potencia eléctrica bruta de Nucleoeléctrica Argentina es de 1750 MW.

La empresa se preocupa de forma consciente y decidida en optimizar el desempeño ambiental a través de la evaluación sistemática y periódica de su gestión.

Las tres centrales nucleares no emiten dióxido de carbono (CO₂) ni otros gases que contribuyen al efecto invernadero, así como tampoco cuentan con dependencia de factores estacionales o climáticos y pueden ser instaladas relativamente cerca de los centros de consumo.

La energía nuclear también es utilizada en tratamientos para la salud en los hospitales. Las radiaciones, a pesar de que ese término suene extraño, son de vital importancia para las radiografías, esterilización, radioterapia, etc.

5.3.1 Central nuclear Juan Domingo Perón (Atucha 1)

La Central Nuclear Juan Domingo Perón aporta energía a la Argentina desde 1974 y es la primera central nuclear de América Latina. Está situada a 100 km de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la localidad de Lima, partido de Zárate.

Actualmente cuenta con una potencia eléctrica bruta de 362 MW y emplea como combustible mezcla de uranio natural (0,72%) y uranio levemente enriquecido al 0,85%.

La Central es refrigerada y moderada con agua pesada (D₂O), y pertenece al tipo de reactores PHWR - reactor presurizado de agua pesada -. El principal constructor fue la empresa alemana Siemens AG.

El núcleo del reactor está compuesto por 252 posiciones con canales refrigerantes. Dentro de cada uno de ellos, se alojan los elementos combustibles en forma de pastillas de dióxido de uranio (UO₂) sinterizadas.

La Central Nuclear Juan Domingo Perón ha permitido un importante ahorro de recursos naturales con menor impacto ambiental, evitando la destrucción de la capa de ozono, el calentamiento de la atmósfera y la lluvia ácida.

En el mismo complejo nuclear se encuentra también la Central Nuclear Néstor Kirchner de 745 MW.

5.3.2 Central nuclear Néstor Kirchner (Atucha 2)

La Central Nuclear Néstor Kirchner es una central nucleoelectrónica con una potencia de 745 MW, a base de uranio natural y agua pesada. Está situada sobre la margen derecha del Río Paraná, en la localidad de Lima, Partido de Zárate, a 115 kilómetros de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La piedra fundamental de la Central Nuclear Néstor Kirchner se colocó en 1982, y entre 1994 y 2006 estuvo paralizada, hasta el relanzamiento del Plan Nuclear Argentino, impulsado por el Estado Nacional.

El reinicio de la obra representó la recuperación de técnicos y profesionales especializados, recobrando las capacidades nacionales para el diseño y la construcción de centrales nucleares de potencia en la Argentina.

Desde el punto de vista del diseño y construcción, es una Central moderna que cuenta con sistemas de seguridad actualizados; con el concepto de defensa en profundidad con barreras sucesivas; esfera de contención; separación física entre sistemas de seguridad, y



un programa de vigilancia en servicio.

5.3.3 Central nuclear Embalse

La Central Nuclear Embalse es, en orden cronológico, la segunda en construirse de nuestro país. Se encuentra situada en la costa sur del Embalse del Río Tercero, provincia de Córdoba, a 665 mts. sobre el nivel del mar. La Central se encuentra a 110 km. al sudoeste de la Ciudad de Córdoba y a 700 km de la Ciudad de Buenos Aires.

La Central Nuclear Embalse es de tipo CANDU (Canadian Uranium Deuterium) como las plantas similares que están operando en Canadá, Corea del Sur, India, Rumania, Pakistán y China. Perteneció al tipo de centrales de tubos de presión, que utiliza como combustible el uranio natural y su refrigerante y moderador es el agua pesada.

La carga y descarga del combustible se realiza durante la operación de la Central y los valores de potencia nominal son:

- 600 Mw – Potencia eléctrica Neta
- 648 Mw – Potencia eléctrica Bruta

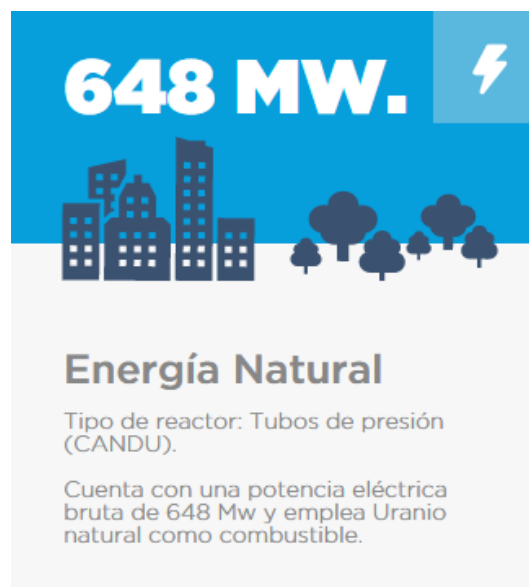
La energía aportada por la Central Nuclear Embalse se entrega a la red nacional, es decir, al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En promedio, a valores actuales de consumo per cápita, la Central suministra la energía suficiente para cumplir con los requerimientos de 3 a 4 millones de personas. La energía generada llega al Noroeste Argentino, Cuyo, Centro, Gran Buenos Aires y el Litoral.

5.3.4 La cuarta central nuclear

En julio de 2014, la Argentina y China firmaron dos convenios de cooperación e implementación para la construcción de la Cuarta Central Nuclear que estará situada en Lima, partido bonaerense de Zárate.

El acuerdo fue parte de la Declaración Conjunta firmada por los presidentes de ambos países, en la fijaron crear una Asociación Estratégica Integral.



El diseñador, arquitecto, ingeniero, constructor y operador de la futura central será Nucleoeléctrica Argentina. Aprovechará, de esta manera, las capacidades locales que fueron recuperadas para poder terminar la Central Nuclear Néstor Kirchner.

Por su parte, la Corporación Nacional Nuclear de China (CNNC), que también opera centrales CANDU con tecnología canadiense, cooperará en el proyecto proveyendo equipos, componentes y servicios que resulten necesarios importar, además de materiales que requiera la industria argentina para fabricar localmente los componentes destinados al proyecto.

La cuarta central utilizará un reactor de tipo CANDU de uranio natural y agua pesada, similar al de la Central Nuclear Embalse situada en Córdoba.

Tendrá una potencia de aproximadamente 800 megavatios. Se construirá en el Complejo Nuclear Atucha, adyacente a la Central Nuclear Néstor Kirchner y a la Central Nuclear Juan Domingo Perón.

6 SOLAR

El recurso solar en el Noroeste de la Argentina es tan abundante que potencialmente podría abastecer a toda la demanda de energía eléctrica del país (excepto por el hecho de que la demanda se produce también durante la noche y el recurso solar está disponible obviamente de día, lo cual sugiere la prioridad de investigar sobre sistemas de almacenamiento de energía solar).

En el Área de Energías Renovables de ENARSA se mantiene el compromiso de promover y desarrollar proyectos de energía solar, tanto fotovoltaica como termoeléctrica, y las industrias locales asociadas, para contribuir a una matriz energética más diversificada y limpia, y contribuyendo a asegurar el abastecimiento futuro con fuentes de energía inagotables.

En el marco del desarrollo de las energías limpias de fuentes renovables, el impacto de la instalación de una planta de energía fotovoltaica sobre el ambiente es mínimo ya que el recurso utilizado para la generación de energía no produce efectos nocivos sobre el mismo.

Con el objeto de desarrollar proyectos de centrales solares, en distintas provincias se está próximo a firmar acuerdos con las siguientes Empresas, todas con una vasta experiencia en soluciones energéticas mediante la utilización de energía solar:

- Solaria Energía y Medio Ambiente de España.
- Aldar de Argentina.
- QSolar de Italia.
- Milenio Solar de España.

6.1 Planta Solar Fotovoltaica de Ullúm (San Juan)

Las empresas Sky Solar y Bauen Efacec, en conjunto con ENARSA, y EPSE (Energía Provincial Sociedad del Estado de San Juan) desarrollaron un proyecto para la construcción de una planta de energía solar fotovoltaica ubicada en el departamento de Ullúm, San Juan, en terrenos aledaños a la central fotovoltaica que ya posee EPSE de 1,2MWp (San Juan Solar I).

En este proyecto se estima una generación total de 37.666 MWh/año con una disponibilidad técnica del 98%. En el diseño de dicha planta se proyecta instalar alrededor de 93.600 módulos solares fijos, que generarán una potencia pico total de 22 MW.

6.2 Planta Solar Fotovoltaica Hornaditas (Jujuy)

A lo largo del año 2012 se realizaron estudios de prefactibilidad para el desarrollo de una planta solar fotovoltaica en la zona de Hornaditas, en la Quebrada de Humahuaca, Jujuy. El

terreno del emplazamiento estudiado es propiedad de la provincia y se encuentra a la vera de la Ruta Nacional N 9. En el diseño general del proyecto se estima una capacidad total de 10 MW de potencia pico, generado a partir de módulos fotovoltaicos fijos de 230 Wp cada uno. En este caso se estiman necesarios alrededor de 52.000 módulos que serían ubicados en una superficie total de 30 Hectáreas. Por otro lado, se han realizado simulaciones de producción y pérdidas, arrojando como resultado para el total de energía anual a producir unos 23.816 MWh/año.

7 HIDROELÉCTRICA

El aporte de la energía hidráulica en Argentina a la matriz energética continúa siendo muy escaso respecto al peso que tienen los combustibles fósiles. Sin embargo, en una década se podría dar vuelta la tortilla. Ya han comenzado los primeros pasos.

El pasado mes de julio el consumo eléctrico se incrementó un 4,7 por ciento interanual, lo que según declara la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (Fundelec) deja a julio como el mes de mayor demanda en lo que va de año. En los primeros siete meses del año ya se acumula un incremento del 5 por ciento interanual.

En este contexto, la energía hidráulica en Argentina únicamente está aportando a la matriz energética el 4,3% del total, pero en la próxima década podría escalar hasta el 41%. Así lo estima el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas, que afirma que Argentina tiene en uso sólo una quinta parte de sus recursos hídricos técnicos y económicamente explotables para la generación energética.



Sin embargo, la apuesta decidida por esta energía limpia, prevé que la potencia instalada y energía media anual que aportarán la totalidad de las presas netamente argentinas serán respectivamente nuevos 9.403 MW y 30.916 GWh, entre ésta y la próxima década. En esencia, se trata de diversificar la matriz energética nacional, combinando eficiencia energética con generación limpia.

Ya se están comenzando a percibir muchos cambios y un claro viraje de estrategia en la que la energía hidráulica gana protagonismo. Así, acaba de ponerse en marcha la represa Punta Negra en San Juan, que será capaz de aportar una potencia de 65 MW, dinamizando además

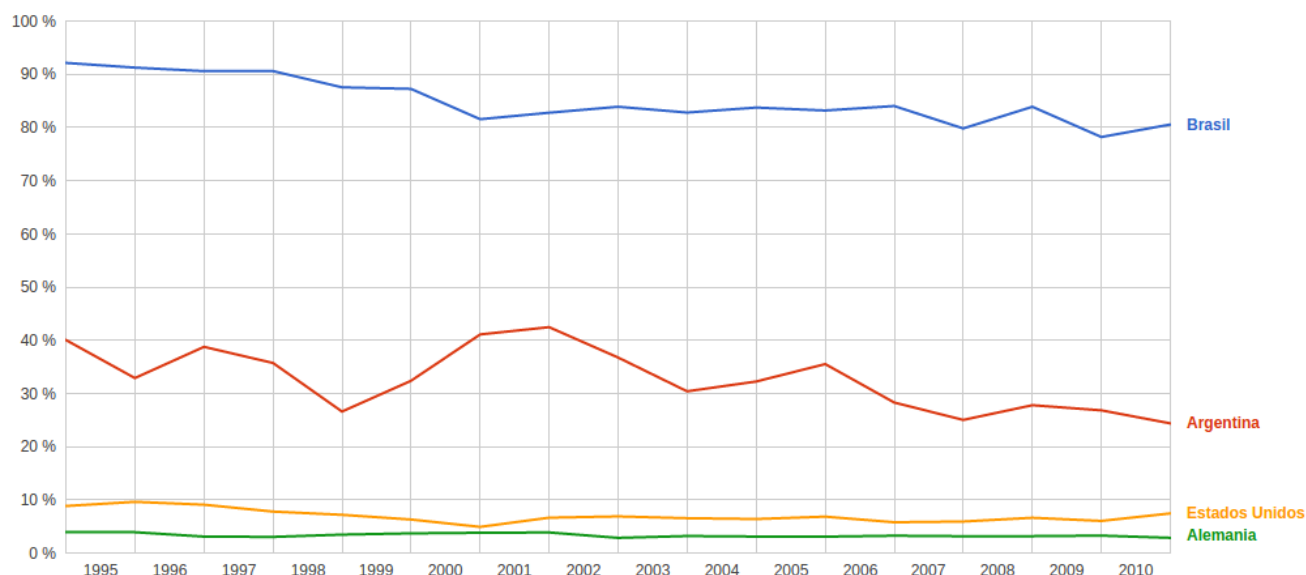
el sector agrario con un incremento de 12.000 hectáreas del área cultivable.

No es el único avance, puesto que este mismo año la energía hidráulica en Argentina atrajo, incluso, a la inversión extranjera. Es el caso de Santa Cruz, que gracias a la inversión china arrancó las represas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic en Santa Cruz, que permitirán adicionar al Sistema Interconectado Nacional una potencia instalada de 1.740 Mw y una energía media anual de 5.246 Gwh.

Este impulso de la energía hidráulica en Argentina, para lo que es preciso la construcción de nuevas represas, no sólo está dando un vuelco a la composición de la matriz energética, desterrando poco a poco a los combustibles fósiles (ahora superan ampliamente el 80% de la matriz), sino que además genera empleo. Según los expertos, las nuevas represas de Santa Cruz, Mendoza, San Juan, Neuquén y Entre Ríos podrían generar 12 mil trabajos directos.

Por otro lado, desde el Gobierno de la nación, tampoco se descuida la integración eléctrica entre Argentina y Brasil, que puede jugar un papel fundamental en la redefinición de la nueva matriz energética argentina. Las megarepresas binacionales, como es el caso de Garabí y Panambí con Brasil o de Corpus Christi con Paraguay, pueden llegar a incrementar la capacidad instalada a 16.000 MW en 2025. Ya existen experiencias exitosas de estas represas binacionales y prueba de ello es Salto Grande sobre el río Uruguay, que data de 1979 y genera 6.900 GW/h de energía media anual.

7.0.1 Producción de electricidad hidroeléctrica (% del total)



8 BIOMASA

Argentina se va posicionando gradualmente a nivel internacional en estos temas, disponiendo de un gran potencial de biomasa para la producción de energéticos, ya sea de cultivos especiales para bioenergía, como de residuos de las actividades agrarias en general, y de residuos sólidos urbanos (RSU).

ENARSA mantiene constantes el compromiso y la actividad de desarrollo tanto en la producción de electricidad como de combustibles a partir de biomasa, y en especial, contribuir al proceso de avanzar hacia la "Segunda Generación de Bioenergéticos", a partir del aprovechamiento de residuos generados por las actividades agrarias y productivas en general.

8.1 Residuos Sólidos Urbanos provenientes de la Cuenca Matanza-Riachuelo

En virtud del Convenio de Cooperación, suscripto por ENARSA con la AUTORIDAD DE LA CUENCA MATANZA-RIACHUELO "ACUMAR", la COORDINACIÓN ECOLÓGICA ÁREA METROPOLITANA SOCIEDAD DEL ESTADO "CEAMSE" y el MINISTERIO DE DEFENSA DE LA NACIÓN, en el que las partes manifestaron su interés común en optimizar el uso de los Residuos Sólidos Urbanos provenientes de la CUENCA MATANZA-RIACHUELO, a través de la generación de energía eléctrica.

El Proyecto, se emplazará en el ámbito del Complejo Ambiental NORTE III de CEAMSE -Partido Gral. San Martín, Provincia de Buenos Aires- y comprende la instalación de un TERMOVALORIZADOR de RSU, de tipo WTE, Waste To Energy, que utiliza el proceso de combustión para conseguir el dúplice resultado de destruir los residuos provenientes de la Cuenca Media y Baja y producir energía eléctrica.

La CENTRAL generará 50 MW, en base al procesamiento de entre 3600 Ton/día a 2400 Ton/día, estará estructurada sobre cuatro (4) líneas iguales y contará con dos (2) turbinas para evitar tomar energía eléctrica de la red, por avería o manutención, como ocurriría con una sola turbina. La potencialidad de combustión será de entre 3600 Ton/día de RSU, (para PCI = 1600 kcal/kg) y 2400 Ton/día (para PCI = 2400 kcal/kg). **No se tienen datos actualizados de esto.**

9 MAREOMOTRIZ

ENARSA está realizando los estudios preliminares para el desarrollo de proyectos de energía mareomotriz en la cuenca atlántica de la Provincia de Santa Cruz, una de las zonas del mundo con mayor amplitud de mareas, lo que posibilita el aprovechamiento de las mismas para la generación de energía eléctrica. ENARSA se considera pionera en esta materia.

9.1 Central Mareomotriz

En el año 2011, ENARSA firmó un Memorando de Entendimiento, Cooperación y Confidencialidad, con la empresa rusa RUSHYDRO ("Empresa Federal de Generación Hidroeléctrica") que es la principal compañía rusa de generación de energía y la segunda en el mundo en las capacidades instaladas de generación hidroeléctrica, siendo además la compañía líder en Rusia en la producción de energía procedente de fuentes renovables.

El propósito de este Acuerdo se centra en la identificación de potenciales proyectos energéticos de aprovechamientos mareomotrices, undimotrices y centrales hidroeléctricas, así como también en el intercambio y cooperación de experiencias en la rama de eficiencia energética, y en el diseño y construcción de grandes centrales hidroeléctricas. Durante el 2012, en el marco de este Acuerdo se han analizado y visitado, en compañía de personal de RUSHYDRO, las posibles localizaciones de los proyectos en Santa Cruz, recolectando datos necesarios para los estudios de pre-factibilidad correspondientes.

Se prevé un potencial de generación eléctrica de aproximadamente 1000 MW entre los tres diferentes puntos visitados en el estuario del río Santa Cruz, el estuario del río Gallegos y el de Puerto Deseado. Se prevé en la primera fase del diseño del proyecto la construcción de una pequeña planta de energía mareomotriz comercial piloto, que será la primera planta en América del Sur, pudiendo medir así la eficiencia de dicha tecnología.

En el mes de Diciembre del 2013 se firmó la Agenda al Memorando de Entendimiento. **Desde ese momento, no se tiene nueva información sobre este emprendimiento.**

10 BIODISEL

El biodiesel es un biocombustible líquido obtenido a partir de lípidos naturales como aceites vegetales o grasas animales, con o sin uso previo, que se produce mediante procesos industriales llamados esterificación y transesterificación, y que se aplica en la preparación de sustitutos totales o parciales del diésel obtenido del petróleo.

El biodiesel puede mezclarse con gasoil/fuel-oil procedente de la refinación de petróleo en diferentes cantidades. Se utilizan notaciones abreviadas según el porcentaje por volumen de biodiesel en la mezcla: B100 en caso de utilizar sólo biodiesel, u otras notaciones como B5, B15, B30 o B50, donde la numeración indica el porcentaje por volumen de biodiesel en la mezcla.

10.0.1 *Estado de la Industria en el Mundo y en Argentina*

A lo largo de la historia, y con mayor intensidad a partir del aumento de los precios de los combustibles fósiles en los primeros años de este siglo, muchos países se propusieron reducir la dependencia energética de los exportadores de petróleo y se intensificó la conciencia respecto al calentamiento global, lo cual hizo crecer exponencialmente la demanda de biocombustibles en el mundo.

En los años 70 el biodiesel se desarrolló de forma significativa a raíz de la crisis energética y el elevado costo del petróleo. El mercado mundial de biodiesel se expandió a una tasa del 33% por año entre 2005 y 2010. En este último el consumo superó los 21.000 millones de litros, cantidad que analistas de la industria estiman crecerá un 5% por año hasta 2016.

10.0.2 *Evolución de la capacidad productiva en Argentina*

La capacidad argentina de biodiesel es de aproximadamente del 10% de la producción global y se posiciona como uno de los primeros exportadores en el mundo. Una parte central de la estrategia argentina ha sido apuntalar su liderazgo en aceite de soja, la fuente primaria principal de su producción local de biodiesel. Las exportaciones argentinas alcanzaron 1.624.987 Tn en el año 2011 y se espera que siga creciendo.

La competitividad de la industria argentina de biodiesel está basada en la **disponibilidad de aceite de soja en exceso** y en su capacidad instalada de producción que estuvo funcionando hasta agosto de 2012 en un alto porcentaje, sacando una considerable ventaja ante otros países donde hay una enorme capacidad ociosa.

El desarrollo del biodiesel en Argentina se inició en 1997 con un grupo de emprendedores que comenzó a estudiar la posibilidad de la elaboración del mismo, es en el mismo momento que se funda la Asociación de Biocombustibles e Hidrógeno con la conducción de Claudio Molina y Héctor Huergo. En 2001 se instala en el partido de Pilar, Provincia de Buenos Aires, Grutasol S.A. , la primera planta de elaboración de biodiesel en Argentina, y en junio del mismo año se pone en funcionamiento el primer surtidor de venta de biodiesel B-100 (100% de biodiesel) en Sudamérica en la Cooperativa de Galarza (Provincia de Entre Ríos), logrando

que al cabo de tres meses se vendiera biodiesel B-100 en Entre Ríos, a valores menores al que se vendía el gasoil en ese momento.

Paralelamente el INTA inicia una serie de estudios, ensayos y campañas de difusión en el país con orientación hacia el sector agropecuario demostrando el comportamiento y rendimiento de este combustible totalmente desconocido en el país. Esta primera etapa se caracterizó por el desarrollo de plantas medianas y chicas generalmente provenientes de conversiones y adaptaciones de otras industrias. En este período los precios comparativos fueron un importante factor que impulsó su desarrollo.

En 2002, debido al fin de la convertibilidad y cambio de precios relativos entre la soja y el petróleo, el biodiesel dejó de ser competitivo. Sin embargo la producción de biodiesel comenzó a ser parte de los ejes de desarrollo nacional por el valor agregado que aporta para la producción agrícola, por su potencial para el desarrollo de las economías regionales y por la posibilidad que ofrece para atenuar el déficit de combustibles líquidos para transporte, especialmente del diésel, fortaleciendo así la matriz energética. La promoción de biocombustibles en la Argentina se fundamenta en el aprovechamiento de las ventajas comparativas y competitivas de su sector agropecuario, lo que genera un efecto multiplicador en las cadenas de valor del biodiesel. A estas ventajas también se suma la magnitud y el potencial de su Polo agroindustrial, basado principalmente en la industria aceitera. Una de las principales características de esta industria es su estructura exportadora, ya que destina aproximadamente el 90% de su producción al mercado mundial, mientras que consume internamente sólo el 10% restante. Sus plantas son de gran escala, con tecnología de última generación.

10.0.3 *Potencialidad de la Industria del Biodiesel*

Argentina tiene enormes ventajas comparativas naturales con el resto del mundo para la producción de biodiesel, muchas de ellas relacionadas con su capacidad para producir soja. En poco más de una década, tanto la superficie sembrada de soja como la producción obtenida presentaron un importante crecimiento, estimado en 122% y 152% respectivamente. El fuerte dinamismo presentado por este cultivo se explica por el boom del nuevo paquete tecnológico "Soja RR + Glifosato + Siembradirecta", cuya aplicación trajo aparejado un fuerte aumento de la productividad. A nivel mundial Argentina ocupa el 3 lugar en el ranking de productores de soja, detrás de EE.UU. y Brasil (USDA).

El sistema de producción agropecuario argentino es uno de los más eficientes del mundo. En el país, la agricultura sustentable implica un círculo virtuoso que integra siembra directa (que permite ahorrar hasta un 66% el uso de combustible), rotación de cultivos, gestión integrada de pesticidas, herbicidas e insecticidas, recuperación de los nutrientes y uso racional y profesional de las maquinarias agrícolas. Este círculo, en su conjunto, conforma las llamadas "Buenas Prácticas Agrícolas" (GAP, por sus siglas en inglés). El sistema utilizado representa un aporte importante en materia de secuestro de carbono y reposición natural de nutrientes, ayudando a evitar el agotamiento de los suelos. Las GAP permiten conciliar dos objetivos en apariencia opuestos: maximizar la producción y a la vez implementar prácticas agrícolas sustentables a nivel ambiental, que sean socialmente aceptables y que promuevan un uso eficiente

de la energía.

En línea con la evolución seguida por la producción de granos, entre 2003 y 2010 la elaboración de aceite de soja creció un 50%, ubicándose el último año en las 6,9 millones de tn. Asimismo, durante el período considerado hubo un aumento constante de la capacidad instalada, producto de las inversiones realizadas por las aceiteras. Al respecto, entre 2000 y 2010 la capacidad aumentó un 33%, pudiendo con ello llegar a procesar 152 mil tn diarias.

Considerando estas condiciones se tomaron las decisiones necesarias para que a partir del aceite de soja pueda existir una fuerte industria local de biodiesel.

En 2001 se comenzó a trabajar con la Secretaría de Energía con el fin de generar las condiciones para las normas de seguridad dirigidas a la instalación de plantas, y en conjunto con el IRAM se elaboró la primera norma de calidad de biodiesel argentino.

Al mismo tiempo se comenzó a trabajar en la exención del impuesto para los biocombustibles y en el desarrollo de una ley que los regule, surge entonces la ley 26093, promulgada en 2007, que promueve la utilización de un corte obligatorio de biocombustibles en los combustibles. Se fomentó el desarrollo de economías regionales, promoviendo la instalación de pequeñas plantas de biocombustibles y se estableció que serían éstas las que abastezcan a las empresas petroleras del biocombustible necesario para el corte con biodiesel.

La ley 26.093 establece un marco normativo de regulación y promoción para el uso y producción sustentable de los biocombustibles que, entre otras cosas, prevé los siguientes beneficios:

1. Corte obligatorio del diésel con biodiesel, estipulado al día de hoy en un 8%, pudiendo llegar al 10%.
2. Cupos asignados y asegurados a productores Pymes de biodiesel.
3. Precios regulados de producto por el Ministerio de Economía, Secretaría de Comercio y Energía.
4. Priorización de Pymes y productores agropecuarios.
5. Beneficios Fiscales para Inversiones y Producción.

Asimismo, a fin de promover el agregado de valor de nuestra agroindustria, el biodiesel en la Argentina tuvo un arancel diferencial de exportación sobre el de aceites vegetales que actualmente del 20%. (antes del 5%).

La producción de biodiesel (a base de aceite de soja) comenzó a ser representativa a partir de la sanción de la Ley 26.093. Entre 2007 y 2010 dicha producción se cuadruplicó, pasando de las 560.000 tn. a 4.200.000 tn. Asimismo, en esos cuatro años se incorporaron una importante cantidad de firmas a la actividad.

El fuerte impulso evidenciado por este sector se explica por un lado por el aumento de la demanda externa, en particular de la Unión Europea hasta el 2012, donde se reduce considerablemente por la confiscación de Repsol, y en 2013 donde la U.E. pone un arancel de importación a partir de 06/2013 a la fecha entre Euros 57 a 104 por tonelada, dependiendo del Exportador.

Hasta 2012 inclusive se midió un crecimiento del 20% de la capacidad de producción anual, debido a la entrada de un nuevo productor (Cargill) y la ampliación de varias plantas.

Se puede asegurar que la capacidad instalada del sector de biodiesel en su conjunto ronda las 4,2 millones de toneladas por año, con una capacidad exportable de 4,2 millones de toneladas anuales. Sin embargo, los proyectos de inversión anunciados hacen que se estime que hay una posible capacidad productiva de un aumento de 500.000 m/t anuales + sin problemas hasta 8MM.

Argentina cuenta con una infraestructura diseñada específicamente para exportar a través de la Hidrovía Paraná-Uruguay, lo que implica la existencia del cluster más grande a nivel mundial en el sector de las oleaginosas. Esta concentración hace que las distancias desde la zona de producción hasta los puertos de embarque sean, en promedio, de 10 a 300 kilómetros. Además, se utilizan puertos privados para el embarque, instalados dentro de los predios de las fábricas de aceite y biodiesel, con facilidades naturales (grandes barrancas que permiten recalar cómodamente a los buques de ultramar), lo que minimiza el consumo de energía de la carga y la incidencia del transporte.

10.0.4 *Crecimiento en el agregado de valor*

Un fenómeno que se ha venido produciendo a lo largo de la evolución de esta nueva cadena industrial es el continuo agregado de etapas y procesos, como el de la producción de glicerina farmacopea o la decisión de la fabricación de metilatos en nuestro país. Esto conforma un complejo industrial modernamente denominado biorefinerías que incrementan sustancialmente la capacidad de generación de divisas y hace más estable a la industria.

10.0.5 *Mercado Nacional e Internacional*

El principal mercado para el biodiesel de producción nacional es la exportación. Entre 2007 y 2010, las exportaciones de biodiesel crecieron exponencialmente, alcanzando en 2012 último año los 1.219 millones de dólares.

En 2010, España y los Países Bajos representaron casi el 80% de las ventas externas. Esto refleja un cambio respecto de los años 2007/08 cuando EE.UU. constituía el principal destino. Hasta ese entonces, dicho país importaba biodiesel de Argentina para luego modificarlo mínimamente y reexportarlo a la Unión Europea (UE), cobrando un reembolso de 300 US/Tn. Esta operatoria determinó una fuerte suba de los precios de exportación, alcanzando en 2008 un nivel record de 1.400 US/tn. A partir de 2009, con la eliminación del subsidio para los productos destinados al mercado externo, EE.UU. dejó de comprar biodiesel argentino y las

ventas de nuestro país se re direccionaron hacia los países de la UE.

El biodiesel en el mercado europeo estuvo impulsado por los beneficios ambientales del mismo y la potencial reducción de emisiones de gases efecto invernadero y precios inferiores al biodiesel de colza. Durante los últimos años se está produciendo una fuerte controversia con grupos ambienttlistas que representan diversos intereses que cuestionan al biodiesel e impulsan medidas restrictivas hacia la importación del mismo. En forma conjunta las cámaras del sector, cancillería y del Ministerio de Agricultura con la asistencia técnica del INTA vienen trabajando y realizando estudios para demostrar las bondades y diferencias del producto argentino de manera tal que se logre impedir la imposición de crecientes barreras restrictivas a la entrada del producto.

A pesar de ello se han puesto en vigencia nuevas medidas restrictivas que obligan a desarrollar e implementar esquemas de certificación y nuevos estudios sobre nuestro producto a fin de seguir manteniendo abierto este mercado que impone cada vez mayores restricciones. Ya hay nuevas normativas de la UE ("Directiva de Energía Renovable") que imponen restricciones adicionales al ingreso de biocombustible de origen argentino. La Argentina sigue negociando su flexibilización para poder ingresar a ese mercado sin inconvenientes además se están sucediendo una serie de planteos a nivel de los organismos que dirimen diferencias comerciales.

10.o.6 *Generación Eléctrica a partir de Biodiesel*

Otra iniciativa del Estado argentino para promover la utilización de biodiesel y el cumplimiento de la ley 26.190, fue el llamado a licitación que hizo ENARSA para la generación de energía eléctrica a partir de este combustible y otras fuentes renovables en 2009 a la que se llamó GENREN. En esa ocasión se invitó a los interesados a ofrecer un precio por MWh generado a partir de biodiesel y un precio por MW de potencia disponible. El oferente debía obligarse a construir una planta y ENARSA, a pagar por la potencia disponible y a comprar el 50% de la energía producida con biodiesel, el resto del tiempo la planta podría despachar energía generada con otra fuente y despacharla en el mercado SPOT, por 15 años. La resolución de la SE 712/2010 instruyó a CAMMESA a firmar con ENARSA un contrato equivalente al firmado por ésta con quienes resultasen adjudicatarios, y el gobierno otorgó una garantía de pago del Tesoro Nacional.

10.o.7 *Ventajas y Barreras del sector*

La utilización de biodiesel como combustible y su producción nacional tienen ventajas ambientales, de diversificación de la matriz energética, económicas y mecánicas. Reemplaza el gasoil importado y evita el uso de divisas.

Ventajas ambientales:

- Proviene de un recurso renovable.
- Es biodegradable.

- Es menos contaminante que el gasoil mineral.
- Tiene un ciclo cerrado del carbono, esto significa que el CO₂ liberado a la atmósfera cuando se quema el biodiesel se recicla con el crecimiento de las mismas plantas que serán utilizadas posteriormente para producir el biocombustible, generando un ahorro de emisiones de CO₂ (calculado entre el CO₂ generado para la elaboración del mismo y sus emisiones comparado con las emisiones del diesel convencional) que para el biodiesel en Argentina es el 75%. La Comunidad Europea, por su parte, considera biocombustible aquel cuyo diferencial es mayor al 35%.
- Reduce partículas (smoke) en más de un 50% y las emisiones de CO₂.
- Está libre de sulfuro, benceno y aromatizantes potencialmente cancerígenos.
- Genera productos derivados del residuo de su proceso como glicerina y fertilizantes orgánicos.

Ventajas económicas:

- Diversifica la matriz energética.
- Ahorra divisas para importación de combustibles.
- Es un combustible seguro en su manejo y almacenamiento.
- Utiliza las mismas instalaciones que las empleadas para el diesel oil.
- Valor de sus subproductos (Expeller de soja, girasol, etc. como base para alimento balanceado para ganado (Glicerol 90% Pureza) constituye un negocio accesorio, rentable y permite diversificar riesgos.
- Eslabón que mayor valor agregado tiene dentro de la cadena productiva de la soja.

11 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica implica el aprovechamiento de la energía contenida en el viento para su transformación en electricidad o energía eléctrica. Para lograr la transformación se utilizan equipos especialmente diseñados denominados turbinas eólicas o aerogeneradores.

En este trabajo nos dedicaremos y limitaremos al análisis de la problemática de la energía eólica "de potencia" o de "gran escala". Nos referimos a proyectos de generación de energía eléctrica para su inyección y comercialización en el mercado mayorista a partir de "parques eólicos" que consisten en instalaciones de varios aerogeneradores comerciales cada uno de los cuales tiene una capacidad o potencia típica de entre 1 y 3 MW.

Excluiremos el análisis del mercado de media y baja potencia, generalmente dedicado a aplicaciones desarrolladas con aerogeneradores de menor porte utilizados para abastecer de electricidad a comunidades y/o usuarios generalmente aislados del sistema eléctrico interconectado.

11.1 Generación Eólica en Argentina

La Argentina cuenta con características excepcionales en cuanto a recurso eólico aprovechable. Como se muestra en la Figura 1, el país tiene cerca del 70 % de su territorio cubierto con vientos cuya velocidad media, a 80 metros de altura, supera los 6 m/s, mientras que en zonas de la Patagonia llegan a superar los 9 m/s. En la figura podemos ver la distribución de velocidades medias anuales en m/s estimada a 80 metros de altura.

El Factor de Capacidad (FC) indica la energía media anual que un parque podría producir en función de su potencia instalada. Es la relación entre la energía generada en un sitio (parque) por una determinada cantidad de aerogeneradores durante un período dado, y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (P_n). El FC está determinado por la cantidad y calidad de viento y la capacidad del aerogenerador de aprovecharlo.

Estimaciones teóricas basadas en mediciones in situ han probado que varias regiones de la Patagonia llegan a alcanzar FC de largo plazo mayores al 45%. Zonas serranas en distintas provincias, así como también a lo largo de la costa de la provincia de Buenos Aires (en cercanía a los grandes centros de consumo), cuentan con FC del orden del 35% al 45%. Es posible comprender la dimensión de estos valores en nuestro territorio si tenemos en cuenta que en Europa, donde la industria de la energía eólica está ampliamente desarrollada, el FC promedio es del 25%.

La generación eólica tiene aún hoy una participación muy pequeña de la matriz energética Argentina (apenas el 0.3%). Sin embargo, por la calidad del recurso y por sus ventajas competitivas, se presenta como una industria próspera capaz de transformar la matriz energética

nacional y llevar al país al liderazgo regional en el diseño y uso de esta tecnología de punta.

La energía eólica es buena para nuestro país porque es más económica que la energía de origen térmico que desplaza, elimina la emisión de CO₂ a la atmósfera y también el envío de divisas al exterior para el pago de combustibles fósiles importados. Consecuentemente la introducción de parques eólicos al sistema interconectado disminuiría el costo total de generación de energía eléctrica permitiendo una mayor previsibilidad económica de largo plazo y aumentando la independencia energética del país.

11.2 Marco regulatorio, Potencia Instalada y Proyectos en desarrollo

A fines de 2012 Argentina contaba con 142.5 MW de potencia eólica total instalada. De este total, 109,2 MW se encontraban conectados a la red (SADI o Sistema Argentino de Interconexión) y el resto está compuesto mayormente por parques eólicos de menor tamaño operados por cooperativas eléctricas donde la energía generada no se entrega al SADI sino que se consume dentro de la propia red local. En julio de 2013 comenzaron las pruebas comerciales del Parque Eólico Loma Blanca IV de 51 MW ubicado en la Pcia. de Chubut. Al 31 de julio de 2013 la potencia instalada total en Argentina alcanzó los 193.5 MW.

En la tabla siguiente se presentan los datos operativos del año 2012 de los parques eólicos conectados al SADI y que operan como agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Parque	Ubicación	Potencia ins. (MW)	Habilitación	Generación 2012 (GWh)
Necochea	Buenos Aires	0,3	2011	0,3
Arauco	La Rioja	25,2	2012	38,4
Diadema	Patagonia	6,3	2011	28,4
Rawson I	Patagonia	48,6	2012	177
Rawson II	Patagonia	28,8	2012	104,3
TOTAL	-	109,2	-	348,4

Según información oficial publicada por CAMMESA, durante 2012 los parques del SADI generaron 348 GWh, aproximadamente un 0,3% del consumo de electricidad de ese año.

La ley 26.190 establece que para el año 2016 el 8% de la energía eléctrica deberá provenir de fuentes renovables. En función de ello se reglamentaron diversas formas de contratar energía en el MEM para atraer la inversión destinada a la generación de energías renovables.

En el año 2009 el gobierno nacional llamó a licitación pública para la suscripción de contratos de abastecimiento de energía de fuentes renovables. Se creó un programa conocido con el nombre de GENREN a través del cual se habilitó la empresa ENARSA (Energía Argentina S.A., mayoría accionaria del Estado Nacional) a comprar energía eléctrica de origen renovable generada por nuevos emprendimientos privados. Se suscribieron contratos con proyectos eólicos por un total de 754 MW, de los cuales 580 MW se desarrollan en la provincia de Chubut, 75 MW en la provincia de Santa Cruz y 99 MW en la provincia de Buenos Aires. Por disposición de la Resolución de la Secretaría de Energía N 712/2009, CAMMESA se obliga a adquirir de

ENARSA la energía que producen los parques. La resolución establece contratos a 15 años con un precio fijo en dólares estadounidenses, que se paga en pesos argentinos al tipo de cambio vigente.

Los contratos cuentan con un aval del Tesoro Nacional que garantiza el pago. El precio que se paga por la energía entregada (no se contempla el pago por potencia) varía de 123 a 134 US\$/MWh. Los primeros parques instalados en el marco de este programa han sido Rawson I y II que suman 77,4 MW. El resto de los proyectos presentan distinto grado de avance, algunos de ellos se encuentran en construcción al momento de cierre de esta edición.

Por otro lado, la Secretaría de Energía por medio de la Resolución N 108/2011 habilitó la posibilidad de celebrar contratos de abastecimiento directamente con CAMMESA, en condiciones similares a las de la Res. S.E. N 712/2009. Bajo esta modalidad se han instalado los parques eólicos Necochea (0,3 MW), Arauco (25,2 MW) y Diadema (6,3 MW).

También la iniciativa privada busca nuevas maneras de comercializar la energía eólica. La empresa GENNEIA acaba de llamar a un "Open Season" para proveer de energía eólica a grandes consumidores: el llamado ha sido delineado a fin de que aquellos interesados puedan contratar a mediano o largo plazo hasta el 8% de su demanda máxima del año 2012, y de esta forma, alinearse con la política del Estado Nacional de lograr una contribución de las fuentes de energías renovables de alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional en el año 2016 (Art. 2 de la Ley 26.190)"2.

Existe un gran número de proyectos de iniciativa privada en distintos estados de desarrollo.

Por otro lado, con el fin de atraer inversiones a distintas zonas del país, además del mapa eólico nacional, existe también un gran número de iniciativas provinciales que apuntan a caracterizan el recurso renovable. Provincias como Córdoba, San Juan, Neuquén, Buenos Aires, La Pampa, Chubut han elaborado o están en proceso de elaborar sus propios mapas de recurso eólico utilizando herramientas de última tecnología.

Beneficios de la Energía Eólica para la Argentina La incorporación de parques eólicos a la matriz de generación nacional presenta fundamentalmente las siguientes ventajas:

- Reducción del costo medio de la energía
- Previsibilidad de precios a mediano y largo plazo
- Aprovechamiento de Infraestructura Existente
- Independencia económica y geopolítica
- Corto plazo de instalación
- Desarrollo de Industria Nacional, tanto de equipos como de servicios
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

11.3 Reducción del costo medio de la energía

La Energía Eólica aumenta la seguridad energética nacional, diversificando la matriz y reduciendo la dependencia de importaciones de combustibles. Esto redundará en una reducción del costo medio de la energía generada en el sistema.

La matriz de generación eléctrica del país es altamente dependiente de los combustibles fósiles (principalmente gas natural aunque con proporciones crecientes de gasoil y fuel oil). La necesidad de importar gran parte de los combustibles líquidos utilizados para la generación, su alto costo asociado y la incierta evolución de la producción local de hidrocarburos amenazan claramente la sustentabilidad del sistema en el largo plazo.

Dadas las perspectivas y opciones de abastecimiento de combustibles disponibles para la próxima década, se esperan altos costos de generación, influenciados por elevados precios de gas natural y petróleo en el mercado internacional.

En este sentido, es menester para Argentina la adopción de una política de estado de largo plazo que busque diversificar su matriz energética favoreciendo fuentes de energía renovables que permitan evitar el uso de combustibles de origen fósil y la emisión de gases de efecto invernadero. La matriz de generación eléctrica argentina muestra una dependencia de hidrocarburos creciente en tiempo.

Al mismo tiempo que aumentó la dependencia de los combustibles en la generación, el país ha ido perdiendo producción y exportaciones de hidrocarburos y aumentando las importaciones lo cual ha llevado a una situación de balanza comercial cada vez más deficitaria. Argentina es cada vez más dependiente de combustibles importados para generar energía eléctrica, tanto la infraestructura para la importación como la capacidad de la economía para afrontar el costo de dichas importaciones empiezan a mostrar fuertes limitaciones. En la situación actual en que se encuentra el sistema se presenta una gran vulnerabilidad fundada en la tendencia creciente de los volúmenes importados y la volatilidad natural de los mercados internacionales de hidrocarburos.

11.4 Previsibilidad de precios a mediano y largo plazo

Debido a su estructura de inversión y al bajo nivel de costos variables de producción, por no requerir combustibles, la Energía Eólica presenta costos de generación previsibles a mediano y largo plazo.

El viento es un recurso local y abundante. Por la naturaleza y el perfil de inversión de este tipo de proyectos -que requieren la mayor inversión al comienzo del proyecto y relativamente bajos costos de operación y mantenimiento- es posible realizar contratos a precios fijos, ajustados por indicadores desligados del mercado de los hidrocarburos lo que aporta previsibilidad

de precios a largo plazo.

Actualmente cada MWh incremental generado en el SADI exige la importación de combustibles fósiles por costo equivalente de al menos 190 dólares.

11.5 Aprovechamiento de Infraestructura Existente

La integración al sistema de la energía eólica resulta técnicamente factible dada la excelente distribución geográfica del recurso y de la red de transmisión en alta y media tensión, sumado a la existencia de un importante parque de generación térmica e hidroeléctrico de embalse con capacidad de aportar el respaldo necesario a bajo costo.

En el caso de Argentina es importante destacar que dada la virtual ubicuidad del recurso eólico es posible técnicamente instalar una gran cantidad de parques distribuidos estratégicamente entre las mejores zonas de vientos aprovechando la infraestructura de interconexión en alta y media tensión, sin requerir ampliaciones significativas en la red en el corto plazo. La red de alta tensión ha sido ampliada y reforzada significativamente en los últimos años lo cual presenta una gran oportunidad para la integración de la energía eólica.

Una adecuada distribución geográfica de los parques a instalar permitiría además reducir la intermitencia del recurso ya que permitiría la complementación entre diferentes regímenes de vientos (ya sea a nivel intra-diario como estacional).

En cualquier caso es destacable que el costo de respaldo –muchas veces considerado un obstáculo para la instalación de energía renovables intermitentes- se vería fuertemente reducido en Argentina ya que el SADI cuenta con un amplio parque instalado de generación hidroeléctrica de embalse y de generación térmica cuyo uso optimizado permitiría ofrecer respaldo a la intermitencia del viento sin necesidad de nuevas instalaciones convencionales y a bajo costo.

11.6 Independencia económica y geopolítica

La disminución en la importación de combustibles fósiles juega un rol clave en la independencia económica y geopolítica del país.

La inyección de energía eólica al SADI permitiría evitar el uso de combustibles fósiles de alto costo dado que las normas de funcionamiento del SADI establecen un despacho económico lo cual implica que se ponen en funcionamiento las unidades de generación en base a su disponibilidad y costo de generación. Las mismas normas priorizan la inyección de energías renovables aunque sean intermitentes –tal como la hidroelectricidad de pasada y las energías renovables intermitentes-.

Es notable destacar que durante 2012 se utilizó gasoil durante todos los días y horas del año. Aproximadamente el 6% de la energía eléctrica en 2012 fue generada a partir de gasoil importado. Los pronósticos para el año 2013 son aún mayores a raíz de la menor disponibilidad de

gas natural en el sistema. La totalidad del gasoil para la generación eléctrica es importado y el Estado garantiza su compra con letras del tesoro o con aportes del tesoro a CAMMESA o ENARSA.

Si bien puede haber máquinas funcionando con otros combustibles y con costos por MWh más altos, se podría asumir en un primer ejercicio que la energía eólica siempre reemplaza generación con gasoil. Para calcular cuánto gasoil es necesario para generar un MWh reemplazado por energía eólica se puede tomar como primer dato la eficiencia promedio de la generación a gasoil del 10% de la "energía marginal térmica" del sistema eléctrico argentino. Se entiende por "energía marginal térmica" a aquella generada por todas las máquinas térmicas de generación de energía que cubren el último 10% de la demanda, en orden creciente de precios, descontadas aquellas que tengan despacho forzado por condiciones de la red eléctrica. Este dato es calculado y publicado por CAMMESA. En este segmento en 2011 se generaron 5.419.030 MWh con 1.296.559 m³ de gasoil, es decir un promedio de 0,239 m³GO/MWh⁴.

Se puede asumir entonces que por cada MWh de energía eólica que ingresa al sistema se ahorran 0,239 m³ de gasoil importado.

Durante 2012, el precio del gasoil importado, sin impuestos ni gastos de transporte interno, publicado por CAMMESA fue de 807 US\$/m³⁵ lo cual resultó en un costo de combustible promedio de la energía generada con gasoil de 193 US\$/MWh.

Este costo representa exclusivamente el costo del combustible para la generación térmica a gasoil y no toma en cuenta el costo de operación y mantenimiento (entre 4 y 8 US\$/MWh) ni la remuneración del capital invertido en las unidades de generación (que se podría estimar entre 20 y 50 US\$/MWh).

En 2012, se generaron 348.376 MWh de origen eólico. Esto permitió evitar la importación de 83.200 m³ con el consiguiente ahorro en divisas de US\$ 67 millones.

El costo total para el sistema de esa energía eólica generada en 2012 fue de US\$ 44 millones calculado a una tarifa promedio de 126 US\$ /MWh según lo pactado en contratos bajo el programa GENREN y Res. 108/2011. Este monto es apenas el 65% del costo de combustible importado que habría sido necesario para aportar la misma cantidad de energía eléctrica a la red, y aproximadamente el 50% del costo total de generación con gasoil si se tienen en cuenta los costos de operación y mantenimiento y la remuneración del capital invertido.

11.7 Corto plazo de instalación

Los parques eólicos se pueden instalar en plazos cortos, muchas veces en menos de un año desde que se toma la decisión de contratar la compra de los equipos y comenzar las obras civiles en el terreno.

Existen actualmente una gran cantidad de proyectos eólicos en estado avanzado de desarrollo. Muchos de los mismos ya cuentan con las aprobaciones técnicas y ambientales correspondientes y algunos hasta con contratos de venta de energía. Se estima que la potencia agregada de estos parques podría superar los 2.500 MW y que sería factible su instalación y puesta en operación comercial en plazos menores a dos años sujetos a que se den las condiciones necesarias para su estructuración financiera.

La Argentina necesita incrementar la capacidad de generación en un 4% anual para acompañar el crecimiento del país. Dado el gran volumen de proyectos existentes en el país con rápida posibilidad técnica de instalación, la energía eólica podría contribuir sustancialmente a cubrir esta necesidad presentando una importante ventaja respecto a proyectos de generación convencionales del tipo térmica (ciclos combinados o grandes turbinas a gas) o incluso hidroeléctrico, cuyo plazo de maduración y construcción es mucho mayor.

Por otro lado, un gran número de emprendedores siguen desarrollando proyectos en el país, ya que desde el inicio de la búsqueda del sitio potencial hasta su efectiva entrada en servicio, se necesita no menos de 2 años.

11.8 Desarrollo de Industria Nacional, tanto de equipos como de servicios

Argentina cuenta con un enorme potencial para el desarrollo de una industria nacional de fabricación de equipos y componentes y para la prestación de servicios de alto nivel a la industria eólica.

El gran potencial eólico que tiene Argentina, sumado a la capacidad técnica industrial y a sus recursos humanos calificados, hacen que el país pueda tener un gran desarrollo de todos los segmentos relacionados con la cadena de valor de la industria.

De hecho, a pesar de la escasa capacidad instalada, existen al día de hoy dos fabricantes de aerogeneradores además de varios fabricantes de componentes (sistemas eléctricos, torres, transformadores, etc.), así como empresas de ingeniería civil y eléctrica con demostrada solvencia en la ejecución de obras en grandes parques eólicos y empresas nacionales que prestan servicios de ingeniería y de consultoría para la industria tanto en Argentina como en el exterior.

Para lograr el pleno desarrollo de las capacidades locales de fabricación de equipos y prestación de servicios es necesario contar con un plan de incentivos de mediano y largo plazo que de suficiente visibilidad e instrumentos de financiamiento para posibilitar el surgimiento de un círculo virtuoso que asegure un flujo de inversiones en generación y que justifique las inversiones necesarias para producir equipos y desarrollar servicios eficientes en Argentina.

Al mismo tiempo, es clave la formación de recursos humanos. Diversas instituciones académicas de alto nivel se han lanzado al desarrollo de programas de capacitación para cubrir la

demanda de profesionales en todos los niveles de la cadena de valor. El desarrollo de la energía eólica en Argentina presente una gran oportunidad de crear nuevos puestos de trabajo calificados, en una industria limpia y sustentable.

11.9 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

La energía eólica permite reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar el uso de combustibles de origen fósil en la generación de energía eléctrica.

El reciente registro del proyecto Parque Eólico Diadema ante la ONU (Organización de las Naciones Unidas), establece que por cada MWh eólico generado por el proyecto se habrán reducido emisiones por un volumen de 0,692 tn de CO₂ equivalente⁶. La generación de energía eólica en 2012 fue de 348 GWh, evitando la emisión de 240 mil toneladas de CO₂. A modo de ejemplo, una potencial penetración del 10% de energía eólica en la matriz de generación nacional representaría un ahorro de emisiones del orden de las 85 millones de toneladas anuales de CO₂ equivalente.

11.10 Diagnóstico del Sector

Las excelentes características del recurso eólico con que cuenta nuestro país, sumadas a los beneficios ambientales y económicos que se mencionan en este documento, nos permiten aseverar que el desarrollo del potencial eólico argentino será un elemento clave para la competitividad de nuestro país. Por otra parte, incorporar energía eólica a la matriz eléctrica es indispensable para abastecer a corto y mediano plazo las necesidades de energía.

Estimaciones realizadas por el equipo técnico de CADER indican que al año 2030 el 25% de la energía eléctrica de Argentina podría ser generada a partir del viento, tomando en cuenta la disponibilidad y el costo de otros fuentes potenciales. Esta es una meta factible, deseable y conveniente para Argentina.

Durante 2011, CADER participo de la iniciativa de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 convocada por el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), la Fundación Avina, la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) y el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). La plataforma constituye un aporte a la visión energética de largo plazo en el país y reunió a diferentes instituciones del sector energético quienes participaron como "escenaristas". Los diferentes escenarios fueron elaborados por el Foro de Ecología Política; Fundación Vida Silvestre Argentina, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la Argentina (AGEERA), el Capítulo Argentino del Comité Mundial de energía (CACME), la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires y nuestra Cámara. No se buscó identificar una matriz única que respondiera a una visión ya consensuada, sino que se acordaron a priori sólo los criterios técnicos y económicos para evaluar las distintas opciones tecnológicas en base a información común y fidedigna. Todos los escenaristas consideran que en 2030 las energías renovables tendrán una penetración mucho mayor

que la actual (entre el 11 y el 67% de la matriz eléctrica) y todas salvo una estimaron que la fuente de mayor contribución sería la eólica.

Bajo el ejercicio propuesto por la Plataforma Escenarios Energéticos 2030, la demanda de energía eléctrica en 2020 aumentará entre 30 y 50 TWh anuales en comparación con la demanda en 2010.

11.11 Barreras y propuestas para el desarrollo de parques eólicos en Argentina

Como se ha expuesto hasta ahora, la energía eólica es más económica que otras opciones tecnológicas de generación eléctrica disponibles para Argentina, especialmente la generación térmica con combustibles importados. También la energía eólica tiene la capacidad de aportar energía al sistema en plazos cortos de desarrollo e instalación con una clara ventaja frente a los proyectos convencionales térmicos, hidroeléctricos o nucleares. Adicionalmente presenta ventajas ambientales y la oportunidad de generar una industria sustentable de fabricación de equipos y prestación de servicios relacionados.

Solamente si se piensan en tasas de penetración por encima del 15% se pueden identificar barreras de orden técnico y limitaciones de capacidad de transporte para la incorporación de energía eólica al sistema. Como hemos mencionado más arriba, en el corto y mediano plazo no existen limitaciones físicas ni técnicas a la energía eólica en el SADI.

La principal dificultad que se presenta para la materialización de los proyectos eólicos en Argentina es el acceso al capital necesario para la inversión inicial. Esto se dificulta en mayor medida para el caso de los proyectos eólicos ya que la inversión inicial es sustancialmente más alta (pero el costo variable posterior sustancialmente más bajo) que otras fuentes convencionales.

El acceso a financiación es fundamental para el desarrollo de la industria y ha sido la barrera más importante.

La financiación de proyectos eólicos en general requiere certidumbre sobre el flujo de fondos que repagará la inversión inicial. Es por eso que es necesario contar con una correcta evaluación de riesgos de cada proyecto de inversión mediante una adecuada evaluación técnica del recurso eólico, la utilización de aerogeneradores de tecnología confiable, y la certeza respecto al pago futuro por la electricidad aportada a la red.

Para hacer posible la financiación y el repago del capital en estos proyectos, los plazos de los instrumentos financieros deben ser acordes a la naturaleza del negocio, al mismo tiempo que tener el menor costo de acuerdo al riesgo tecnológico asociado, ambos compatibles con la duración de los contratos comerciales, dando al inversor un retorno adecuado a lo largo del tiempo.

Los Contratos de Abastecimiento celebrados bajo las Resoluciones S.E. N 712/2009 y N 108/2011, que dieron un marco a los contratos de compraventa de energía eólica actualmente en marcha en Argentina, aseguran el despacho preferencial de la energía eólica en el SADI, la compra de la totalidad de la producción por parte de CAMMESA y la remuneración a precio fijo por 15 años. Esto significó un avance de suma importancia en la industria para lograr la viabilización de los proyectos. Sin embargo el financiamiento se ha visto fuertemente limitado ante la imposibilidad del mercado local de ofrecer instrumentos adecuados de financiamiento a largo plazo basados en obligaciones de pago de CAMMESA. Otro inconveniente para el caso de los Contratos de Abastecimiento por Resolución S.E. N 108/2011, es que no se ha constituido el Fondo Fiduciario de Energías Renovables y en consecuencia no se está pagando la Remuneración Adicional que establece la Ley N 26.190.

Para mejorar esta situación se deben desarrollar mecanismos que contemplen la absorción del precio contratado de las energías renovables dentro del precio que abona la demanda, y así darle certidumbre financiera a la transacción comercial de venta de la electricidad, permitiendo reducir la incertidumbre y posibilitar el surgimiento de instrumentos de financiamiento de menor costo y mayor plazo que posibiliten la ejecución de los proyectos.

Otro instrumento regulatorio que ayudaría a aportar previsibilidad en el flujo de caja de los proyectos sería la habilitación de mecanismos de contratación a término con consumidores privados, distribuidoras y/o comercializadores. Para posibilitar este tipo de operatoria serían necesarias algunas modificaciones al marco normativo del SADI tales como el aporte de respaldo por parte del sistema a los generadores eólicos o la eliminación de ciertas restricciones formales para la contratación de energía no firme por parte de la demanda.

Con cambios regulatorios como los mencionados sería posible crear fondos de inversión privados y públicos que financien proyectos de este tipo, a través de papeles con cotización y liquidez en el mercado de capitales. Los instrumentos de deuda/inversión no serían papeles especulativos sino de sólida base para inversiones de largo plazo, típicas de compañías de seguros, fondos de pensión (públicos o privados) o inversores individuales minoristas.

Por todas las razones y a favor de todos los beneficios enumerados en este trabajo, es menester para Argentina que se encaren acciones de forma tal de poder capitalizar los potenciales ahorros económicos en el costo de la energía, motorizar el desarrollo industrial local y la generación de genuinas fuentes de trabajo calificado y sustentable. Esto se ha hecho y está sucediendo exitosamente en varios de nuestros países limítrofes.

12 SADI

El sistema eléctrico de Argentina está compuesto por usinas generadoras de electricidad, líneas eléctricas de alta y extra alta tensión, redes eléctricas de distribución y por diversos consumidores de electricidad. Dicho sistema no almacena energía eléctrica, lo cual significa que en todo momento la generación debe ser igual a la demanda o consumo del mercado, viéndose necesaria la exportación del excedente. Ya sea porque la demanda es superior a la generación o inclusive si la generación es superior a la demanda, pero se presentan problemas en el segmento de la distribución, emerge la necesidad de efectuar cortes de servicio para reducir el consumo y adecuarlo a la generación o a la distribución, según el problema que corresponda; en caso contrario se produce el colapso del sistema eléctrico.

Las usinas o centrales eléctricas son plantas que se encargan de producir energía eléctrica. Se ubican en las proximidades de fuentes de energía primaria (yacimientos de hidrocarburos y combustibles nucleares, ríos, lagos) y en cercanías de los centros de consumo (grandes aglomeraciones urbanas o zonas industriales). En las usinas existen máquinas eléctricas llamadas generadores, que transforman la energía mecánica en electricidad. Estas máquinas deben ser movidas por otras, denominadas primarias, que pueden ser de combustión interna (motores diésel o turbinas de gas), centrales de vapor (de combustible fósil o nuclear), centrales hidráulicas y aerogeneradores (energía eólica). Existen diferentes tipos de centrales eléctricas, las cuales dependen de disímiles materias primas que son empleadas para la obtención de energía eléctrica, y se diferencian por la fuente de energía primaria que origina la transformación. En Argentina se emplean tres tipos de usinas para generación en gran escala: termoeléctricas, hidroeléctricas y nucleoelectricas.

Los generadores eléctricos se conectan entre sí y con los centros de consumo por medio de las redes de transporte y distribución. Las redes de transporte o transmisión consisten en sistemas de líneas de alta y extra alta tensión que transportan la electricidad desde los generadores hasta las aglomeraciones urbanas y parques industriales. Las redes de distribución son aquellas que se encargan de distribuir la electricidad desde los sistemas de líneas de media y baja tensión a los medidores de hogares (urbanos y rurales), comercios, fábricas, hospitales, escuelas, organismos públicos, ferrocarriles metropolitanos, alumbrado público, etc.

Todos estos elementos e instalaciones de transmisión, compensación y maniobra integran lo que se conoce como Sistema Argentino de Interconexión (SADI), conformado por el Sistema de Transporte de Alta Tensión y por los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diferentes regiones eléctricas del país.

En el contexto del vigente Plan Energético Nacional, el Ministerio de Planificación Federal ha gestionado inversiones en infraestructura energética por alrededor de 90.000 millones de pesos durante el período 2004-2013, correspondiendo cerca de un 80 por ciento a inversiones públicas y el resto a inversiones mixtas y privadas. En lo que respecta a la expansión del SADI, en estos últimos doce años se incrementó la potencia instalada del parque de generación en 8500 MW y se tendieron cerca de 5500 km de líneas de alta y extra alta tensión. Todo esto, **sin**

resolver el problema de renovar la red eléctrica de distribución local.

El Estado Nacional tiene participaciones en los segmentos de generación y transporte troncal, mientras que el segmento de distribución está a cargo de empresas provinciales, privadas y cooperativas. Cabe señalar que las únicas concesiones para el servicio público de distribución otorgadas por el Estado Nacional tras la privatización de Segba corresponden al AMBA (Edenor y Edesur) y La Plata (Edelap). En el segmento generación, la participación del Estado Nacional se encuentra en el orden del 10 por ciento de la potencia instalada nominal unificada al SADI, mediante las dos centrales nucleares Atucha I y Embalse, que en conjunto suman 1011 MW (a partir de febrero/marzo de 2014 se sumará Atucha II con 750 MW adicionales) que opera Nucleoeléctrica Argentina S.A. y mediante las centrales térmicas Ensenada, Brigadier López y el Programa Energía Distribuida que en conjunto suman 2025 MW (con los cierres de ciclo de Ensenada y Brigadier López para octubre de 2014 y la construcción de las centrales Vuelta de Obligado, Guillermo Brown, Belgrano II y Río Turbio, junto a la central nuclear Atucha II, se sumarán 4000 MW adicionales; es decir, el Estado Nacional alcanzará en un par de años controlar el 20 por ciento de la potencia instalada nominal unificada al SADI). En el segmento transmisión de energía el Estado Nacional posee participaciones accionarias en Transener y por medio de ésta en Transba.

A diferencia de los segmentos generación y transporte, donde el Estado Nacional, como se ha visto, ha efectuado compulsivas y estratégicas inversiones, en el segmento de distribución las empresas prestatarias del servicio público de distribución de energía han cometido numerosos incumplimientos contractuales por falta de inversiones. Por consiguiente, cada vez que se presentan situaciones meteorológicas como las de estos días, con altos picos de demanda por la ola de calor, dicha saturación de demanda sobrecarga los transformadores y líneas de distribución (muy obsoletas desde hace varios años) y, por consiguiente, se producen cortes en el suministro de energía a los usuarios.

12.1 El Mercado Eléctrico Mayorista

En octubre, la demanda neta de energía del MEM registró un crecimiento del 0,1% respecto al obtenido en el mismo mes del año pasado.

Por otra parte, la temperatura media del mes fue de 15,9 °C, mientras que la del año anterior, había sido de 20,2 °C. Cabe agregar que el valor medio histórico para este mes es de 17,7 °C.

En materia de generación hidráulica, la central hidroeléctrica de Salto Grande operó con un caudal del río Uruguay muy superior al histórico del mes, mientras que la central hidroeléctrica Yacyretá operó con aportes del río Paraná levemente superiores a los históricos. El río Futaleufú, registró un aporte levemente inferior al histórico del mes al igual que los ríos Limay, Collón Curá y Neuquén, pertenecientes a la Cuenca del Comahue.

En función de ello la generación hidráulica, aumentó en un 11,3%, en comparación al valor registrado en octubre del 2014 y un 15,6% superior a lo previsto.

Por su parte, la generación nuclear bruta del mes fue de 263,9 GWh, mientras que en octubre de 2014 se habían alcanzado 482,1 GWh.

Además, la generación térmica resultó un 5,1% inferior al mismo mes del año anterior y un 15,3% inferior al previsto.

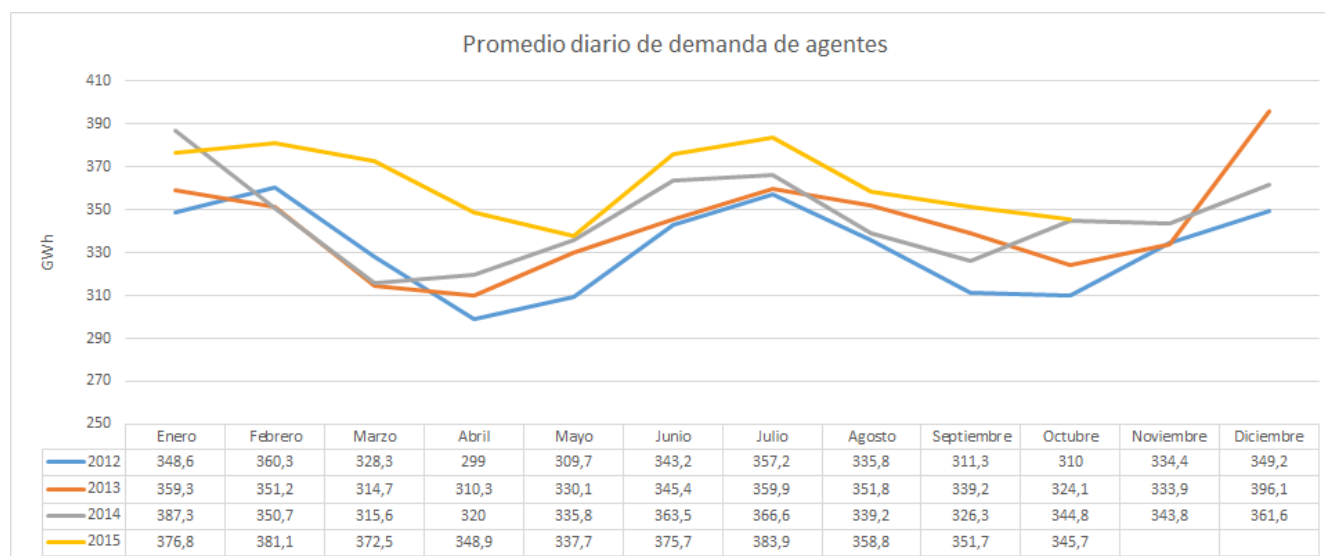
En relación a las importaciones, se registraron en el mes 451,8 GWh contra 313,7 GWh del mismo mes del año pasado. Por otra parte no se realizaron exportaciones, mientras que el año anterior su valor fue cercano a cero.

Finalmente, el precio medio de la energía durante este mes se mantuvo en 120,0 \$/MWh, mientras que el precio monómico fue de 697,4 \$/MWh. Estos conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a precios de la Energía.

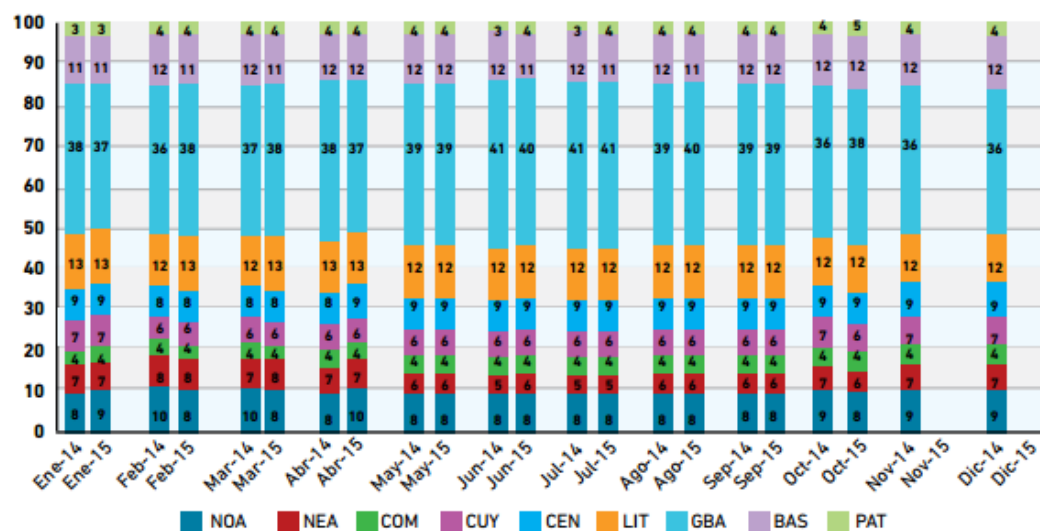
12.2 Demanda de energía y potencia

La variación "mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El "acumulado anual", en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos meses del año pasado.

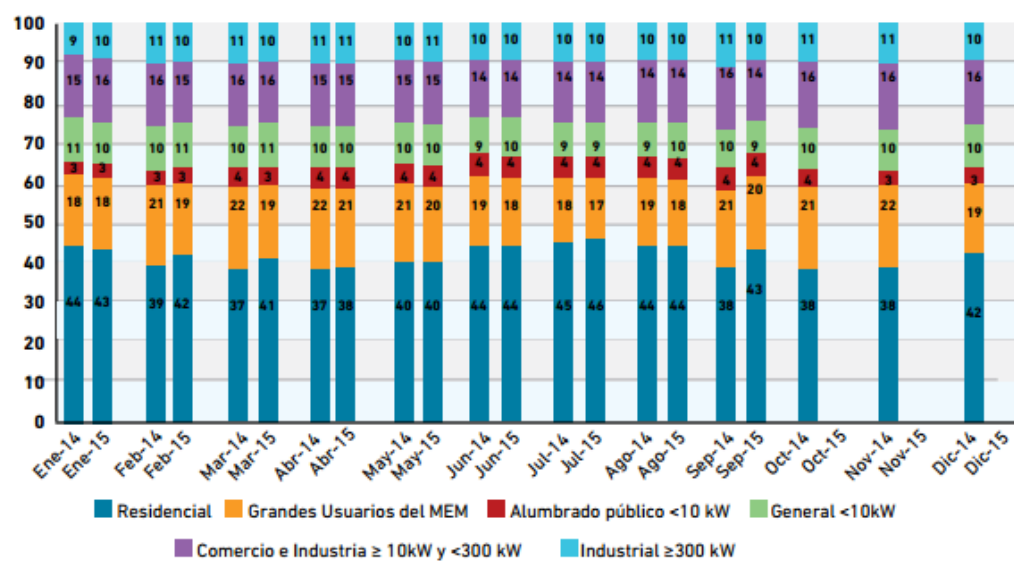
En cuanto al promedio diario de la demanda agentes, este mes se registró un crecimiento del 0,1%, en comparación con los datos de octubre de 2014, constituyendo de todas maneras, el mayor valor de los últimos cuatro años para el mes de octubre.



12.2.1 Demanda de energía eléctrica por regiones

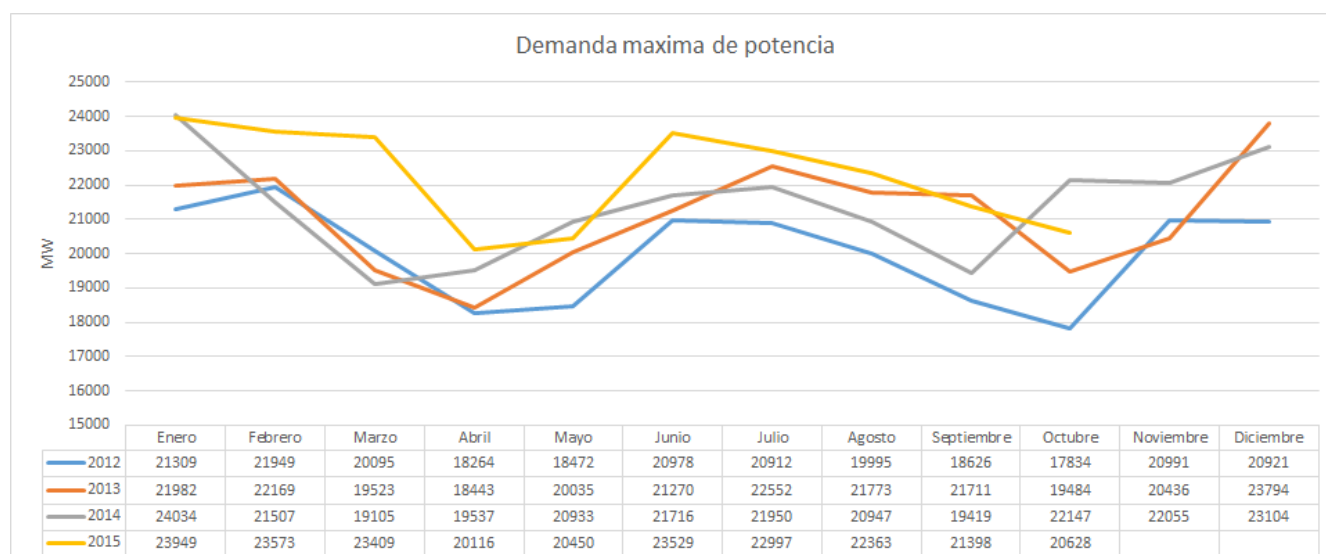


12.2.2 Demanda de energía eléctrica por sectores



12.3 Demanda máxima de potencia

Como se muestra a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó en un 6,9%, tomando como referencia el mismo mes del 2014.



12.4 Potencia instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se pueden separar en tres grandes grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NU) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro clases, de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), Turbina de Gas (TG), Ciclo Combinado (CC), y Motores Diesel (DI).

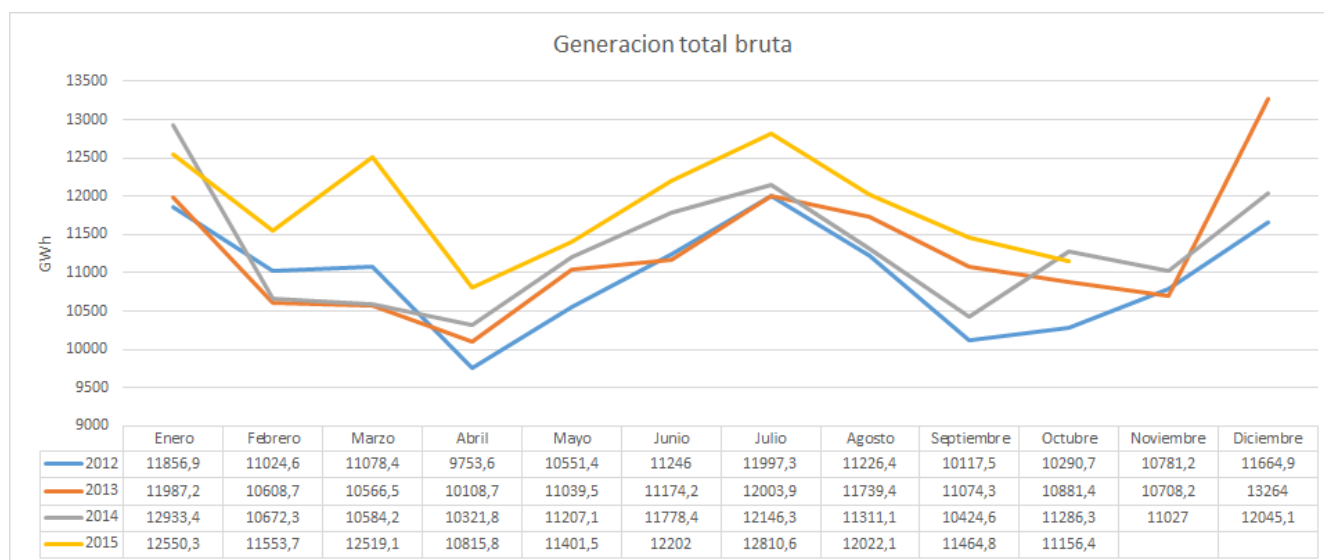
Existen en el país otras tecnologías de generación, las cuales se están conectando al SADI progresivamente, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FT). Sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM.

Área	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NUC	FT	EOL	HID	TOTAL
CUYO	120	90	374			584		8		1072	1664
COM		209	1282	73		1564				4692	6255
NOA	261	972	829	249		2311			50	217	2579
CENTRO	200	511	534	101		1345	648			918	2911
GB-LI-BA	3870	1995	6020	494	17	12397	1107		0.3	945	14449
NEA		46		253		299				2745	3044
PAT		160	188			348			137	519	1004
MOVIL				558		558					558
SIN	4451	3982	9227	1728	17	19406	1755	8	187	11108	32464
Porcentaje						59.76	5.41	0.03	0.58	34.22	

12.5 Generación bruta nacional

La generación total bruta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica) fue un 1,2% inferior a la de octubre del 2014.



La generación de "otras renovables", que surge de las gráficas precedentes, comprende la generación eólica y fotovoltaica incorporada hasta el momento. Cabe destacar que el mayor porcentaje de dicho valor corresponde a la generación eólica.

Corresponde aclarar que, dentro de la generación de "otras renovables", no se toma en cuenta a la efectuada con biocombustibles ni a la de las hidráulicas menores a 30 MW, ya que se incluyen en generación fósil y en hidráulica respectivamente.

12.6 Aporte de los principales ríos y generación hidráulica

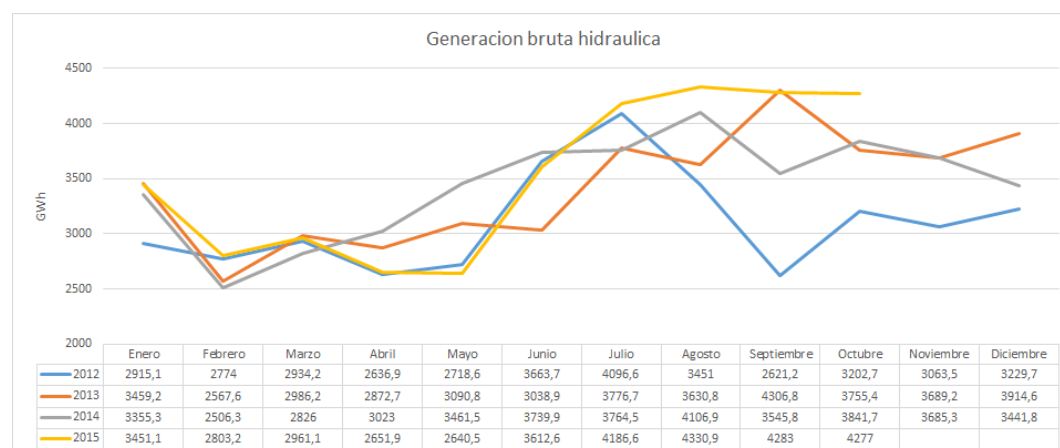
Como puede verse en la siguiente tabla, los ríos de la Cuenca del Plata operaron con caudales muy superiores a la media histórica en el caso del río Uruguay y similares a sus históricos para el río Paraná. El resto de los ríos presentaron aportes inferiores a sus medias históricas.

Cabe aclarar que el extraordinario crecimiento del río Uruguay se debe a intensas lluvias registradas en la región sur de Brasil, llenando los embalses de la cuenca del Paranapanema, Iguazú y Uruguay, provocando que la central hidroeléctrica de Salto Grande operara convertimientos la mayor parte del mes.

RIOS	Medios del Mes (m3/seg)	Medio histórico (m3/seg)	DIF %
Uruguay	14948	7328	104
Paraná	14309	12856	11.3
Futaleufu	204	299	-31.8
Limay	323	339	-4.7
Collon-Cura	552	622	-11.3
Neuquén	369	463	-20.3

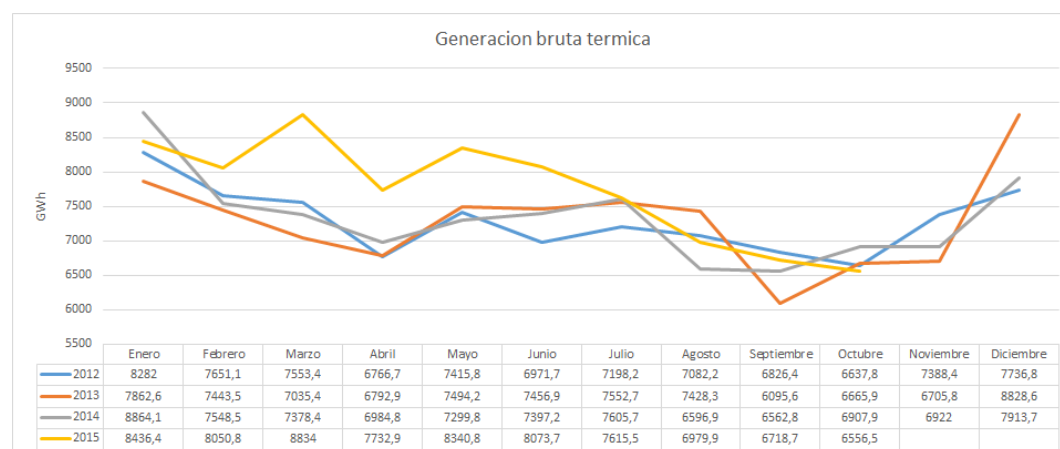
Debido a ello, la generación hidráulica aumentó un 11,3%, respecto del mismo mes del año 2014. Este valor es el mayor de los últimos cuatro años y el mayor en lo que va del año 2015. A continuación se muestra su evolución durante los últimos 4 años.

12.6.1 Generación bruta hidráulica



12.7 Generación térmica y consumo de combustibles

Por la mayor generación hidroeléctrica y el bajo crecimiento de la demanda la generación térmica de origen fósil resultó un 5,1% inferior a la del mismo mes del año 2014 y a su vez la menor de los últimos cuatro años.



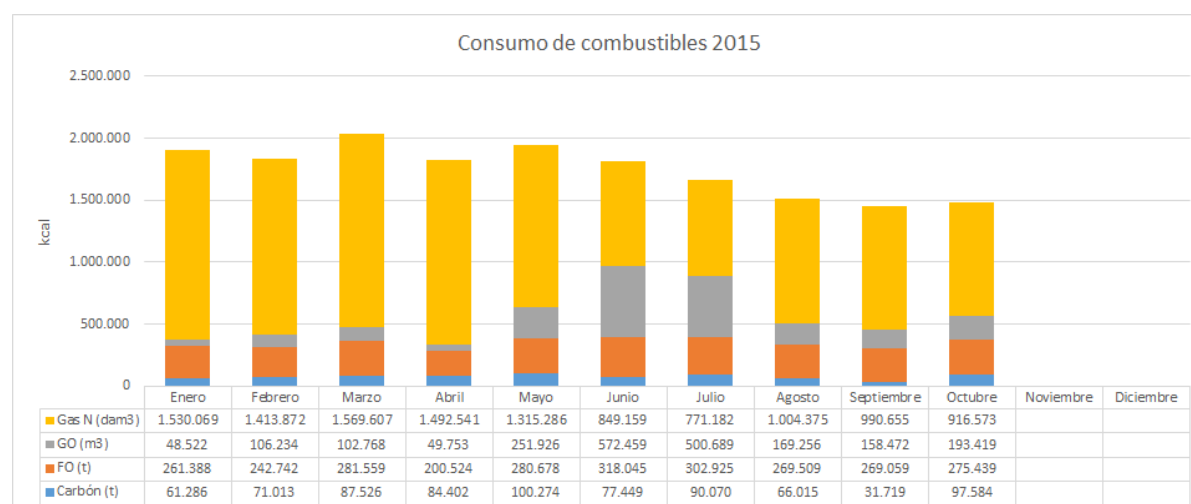
Dicha situación provocó que el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM, durante el mes de octubre de 2015, resultase un 7,4% inferior al del mismo mes del año anterior.

Esta diferencia en el consumo de combustibles respecto de la generación, tiene que ver con la eficiencia de las tecnologías utilizadas. Particularmente este mes se produjo la disminución del 28,2% en la oferta de gas natural, mientras que el resto de los combustibles presentaron aumentos del 220,3% para el gas oil, 25,8% para el fuel oil, y 165,4% para el carbón. Todo esto obedece a la caída en las temperaturas mensuales respecto de las medias históricas y del año anterior, como se mencionó anteriormente en las observaciones.

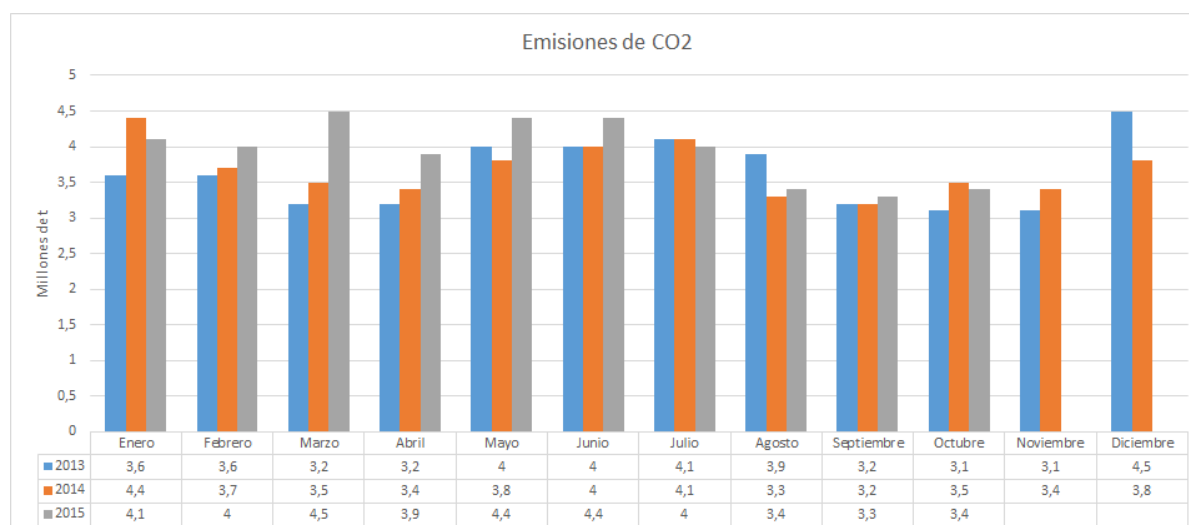
En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles, para octubre de los años 2014 y 2015.

Combustible	Octubre 2014	Octubre 2015
Fuel Oil [t]	218954	275439
Gas Oil [m ³]	60384	193419
Carbon [t]	36771	97584
Gas Natural [dam ³]	1277092	916573

En el siguiente gráfico, se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior muestra la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

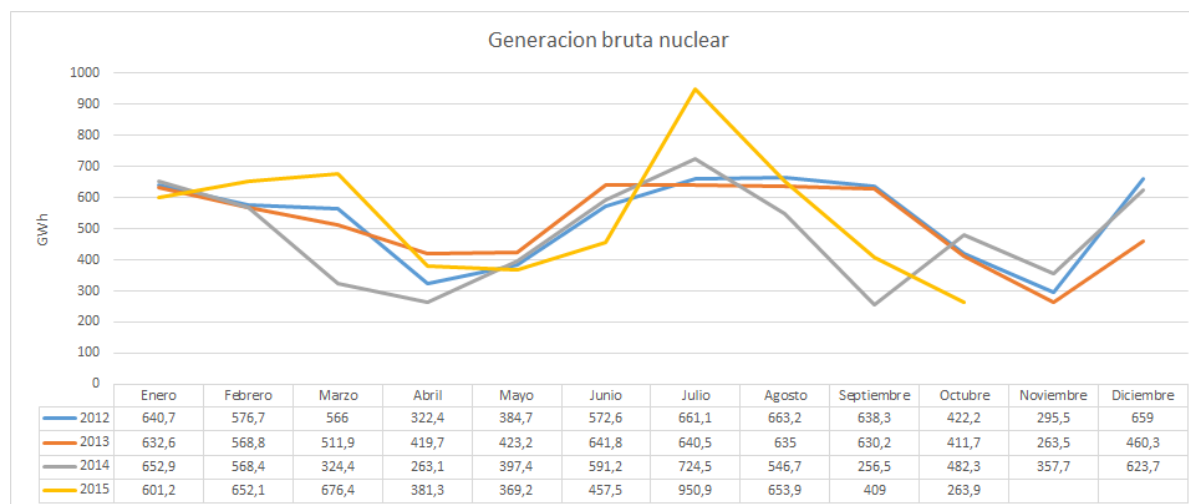


Octubre evidenció una disminución del 1,0% en las emisiones de gases de efecto invernadero. Este valor muestra como la caída del 5% de generación térmica fósil, y la disminución total de combustibles del 7,4 % solo fue capaz de producir un 1% de disminución en las emisiones de CO₂ , al haberse utilizado combustibles con mayores factores de emisión que el gas natural



12.8 Generación bruta nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2012 hasta el 2015, en GWh.



Se puede apreciar que en los meses de mayor requerimiento eléctrico (invierno y verano), su generación es siempre cercana al máximo que su potencia instalada le permite, realizando sus mantenimientos programados en los meses de menor demanda.

De igual forma, se puede observar el descenso experimentado en la generación nuclear desde el año 2012 hasta este año, el cual está relacionado con los trabajos de extensión de vida útil de la central nuclear Embalse, por los que viene operando al 80% de su capacidad instalada.

Este mes la generación nucleoelectrica registró una disminución del 45,3 % comparado con el mismo mes del año anterior, debido a la salida por su primer mantenimiento estacional de la central Atucha II "Presidente Dr. Néstor Carlos Kirchner", entre el 12 de Septiembre y el

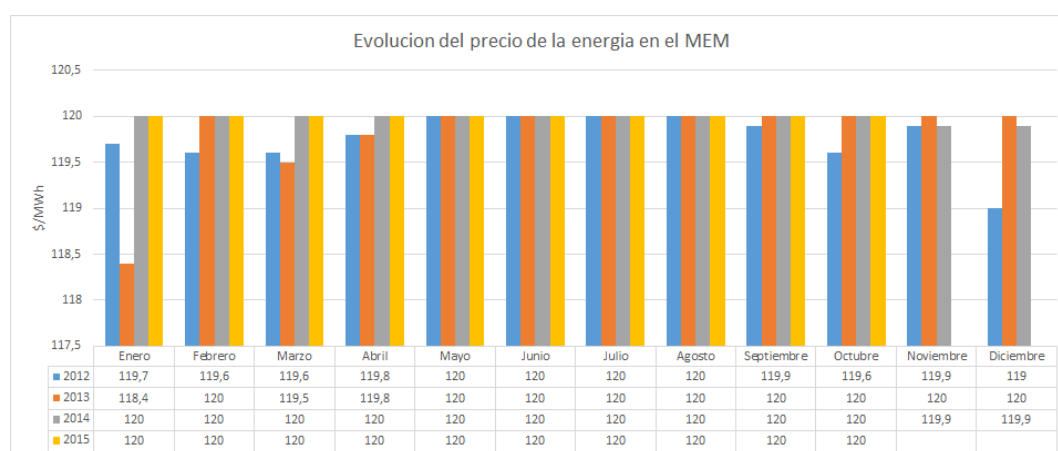
29 de Octubre de este año; sumado a la salida por problemas de servicios auxiliares entre los días 13 y 15 de Octubre de la central Atucha I.

Finalmente, la central Embalse continúa detenida para utilizar sus horas autorizadas disponibles en caso de ser necesario, previo a su parada de extensión de vida.

12.9 Evolución de los precios de la energía en el MEM

A continuación se muestran la evolución del valor mensual de la energía eléctrica y el promedio anual en el mercado Spot en los últimos cuatro años.

12.9.1 Precio de la energía en el MEM



12.9.2 Precio monómico en el MEM

Cabe aclarar que a partir del mes de enero, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente.

Los contratos de abastecimiento contemplan el prorratio de la energía generada en el MEM, teniendo en cuenta la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

Por su parte los valores de los "sobrecostos transitorios de despacho" y el "sobrecosto de combustible" constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

Estos conceptos junto con el de "energía adicional" están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición ("Adicional de potencia") componen el "precio monómico".

12.10 Evolución de las exportaciones e importaciones

Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta, (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla de energía en tránsito cuando Argentina, a través de los convenios de integración energética del MERCOSUR, facilita sus redes eléctricas para que Brasil le exporte electricidad a Uruguay. De ese modo el ingreso de energía a la red está incluido en las importaciones y, a su vez, los egresos hacia Uruguay se registra en las exportaciones.

Por otra parte, cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hidráulico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil.

En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hidráulico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde.

Este excedente es importado entonces por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países y fue el caso particular de este mes.

A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Brasil, Paraguay, Chile y Uruguay, en GWh durante los meses corridos del año 2015.

Part III.

Tecnologías

Argentina debe tener como objetivo transformar su matriz energética, hoy basada en combustibles fósiles y energía nuclear hacia con energías renovables. Uno de los pilares de este programa de transformación de la matriz energética debe ser la eficiencia y la conservación; esto requiere que el consumo de energía se adapte a la disponibilidad.

Además de todo esto, las personas que solían ser simples consumidores se convertirán en parte accionaria de nuevas cooperativas de generación de energía en todo el país.

Esta parte del programa expone las tecnologías que se deben tomar como base para la transición energética y dos pilares fundamentales para consolidar la transformación: la eficiencia en el consumo y la creación de una red de transporte eléctrico inteligente.

Depender de combustibles convencionales deja a la economía atada a las crisis petroleras y a los sucesos que se dan en zonas como medio oriente y el sudeste asiático. Estos inconvenientes se pueden sortear aplicando tecnologías hoy existentes y sustentables para la economía Argentina. Dichas tecnologías se exponen en las siguientes secciones.

13 EFICIENCIA

Una economía de energía renovable sólo será posible si reducimos el consumo de energía considerablemente. En esto, es imperativo mejorar la utilización de las fuentes disponibles, que constantemente están a la altura de lo que no sólo es teóricamente posible, pero también lo que es razonable.

Cuando se habla de la transición energética de Argentina, se puede pensar sobre todo en el cambio de la energía fósil y nuclear por las energías renovables - pero, de hecho, un futuro renovable sólo será posible con un consumo de energía significativamente menor o controlado.

Un **bajo consumo no implica un menor nivel de vida** - por el contrario, el consumo de energía fósil afecta negativamente nuestra salud y contribuye al cambio climático, que es una amenaza para la civilización. Por otra parte, mediante el consumo de la energía nuclear, creamos "minas" de residuos nucleares que amenazarán a las futuras generaciones durante milenios.

En las últimas dos décadas, el crecimiento económico en general ha superado el crecimiento de las emisiones de consumo de energía y gases de efecto invernadero en las naciones más industrializadas. Se ha estimado que la productividad de la energía - la producción económica por consumo de energía - se incrementó en torno al 40 por ciento de 1990 y 2013.

13.1 Las percepciones de uso de la energía

Lo que la gente quiere no es energía, sino los servicios que la requieren - las cosas que hacemos con la energía. En otras palabras, no queremos litros de gasolina, sino movilidad; no queremos electricidad y fuel-oil, si el almacenamiento de alimentos en frío, iluminar nuestros hogares. Durante la última década, nuestras computadoras y dispositivos móviles se han convertido en algo de mucho más rendimiento incluso a medida que consumen menos energía. Estos avances son posibles en una amplia gama de campos. En nuestros edificios, por ejemplo, podemos proporcionar un clima interior confortable, con aire acondicionado y calefacción sin requerir de un alto consumo energético, para ello contamos con equipos para que el aire este adecuadamente filtrado y hayan bajas concentraciones de dióxido de carbono. En otras palabras, los edificios del futuro ofrecerán un mayor confort comparados a los de hoy a pesar de que consumirán menos energía.

Cuando se trata de eficiencia, sin embargo, nos enfrentamos a un obstáculo especial: **la información**. Los economistas que creen que el mercado se encarga de todo asumen de manera más eficiente que todos los participantes del mercado están por igual y suficientemente informados - y por lo tanto que ya se han utilizado todas las medidas de eficiencia que se pagan por sí mismas.

Mientras la mayoría de los consumidores no sepan a lo que su factura de energía mensual equivale, ellos no podrán entender cuántos kilovatios-hora consumen, ni se utiliza para evaluar la cantidad consumida por un aparato en particular. Con información, quizás podrían diferenciar si el uso desmedido de algún equipo les va a costar mas o menos al año en términos de consumo de energía. Sin embargo, sin esa información, es imposible evaluar la amortización de las inversiones en eficiencia energética. Así que incluso si creemos que el mercado viene con las mejores soluciones, el gobierno todavía tiene que asegurarse de que todo el mundo esté bien informado.

13.2 Sensibilización

El ejemplo del consumo de energía de reserva es especialmente ilustrativo. Sin el conocimiento de la mayoría de los consumidores, los electrodomésticos - las máquinas de café, tostadoras, televisores, consolas de videojuegos y ordenadores - consumen energía incluso cuando están apagados. Se ha estimado que tal "el consumo en espera" ascendió a cuatro por ciento de la demanda de potencia bruta en Alemania de 2004 a 2006, más de las tres por ciento del suministro de energía alemán consumido por todos los trenes eléctricos y tranvías en el país. Los consumidores no siempre son conscientes de que los costos de energía anuales para un aparato de bajo costo podrían incluso superar su precio de compra.

Un ejemplo es proporcionar a los participantes del mercado información sobre diseño ecológico, también conocido en la Unión Europea como los **Energy-related Products ErP**. Su objetivo es hacer los productos electrónicos más sostenibles durante todo su ciclo de vida (no sólo en términos de energía), en parte, proporcionando etiquetas como guías para compras de los consumidores y mediante la imposición de estrictas normas de eficiencia energética para dichos diseños.

La Unión Europea (UE) también está trabajando para reducir el consumo de energía en los edificios, y Alemania está a la vanguardia de ese movimiento. En 2002, el Comité de la UE para temas energéticos aprobó la Ordenanza de conservación de energía, la cual se hizo mucho más estrictas en 2009 y 2014. Algunas casas construidas ya en la década de 1990 demuestran lo que será el estándar del futuro: las casas pasivas, que se convierten en generadoras de energía mediante techos solares. La UE tiene pensado exigir que todas las casas construidas a partir de 2020 sean casas **zeroenergy**, esencialmente utilizando la norma alemana de casas pasivas en toda la euro-zona.

Si bien estas nuevas leyes ayudarán a los nuevos edificios, en el caso de Argentina se necesita hacer frente a la situación de los edificios existentes. La tasa de renovación edilicia del país es muy baja, por lo que el número de edificios renovados por año no será de gran ayuda en la eficiencia energética; la cifra debe duplicarse mediante subsidios estatales.

Las renovaciones a menudo pueden no ser lo suficientemente útiles. Se debe hacer un fuerte énfasis en el correcto aislamiento de los edificios para la conservación del calor, y en las

tecnologías de servicios de construcción utilizados para que cumplen los requisitos de conservación de energía.

13.3 Mejorar la eficiencia

Estudios demuestran que la potencia anual consumida por los motores eléctricos utilizados en la industria podría reducirse en alrededor del 30 por ciento hasta 2030 - lo suficiente para hacer varias centrales redundantes. El potencial de conservación puede provenir de la utilización de los sistemas de iluminación eficientes y un cambio de calentadores eléctricos por sistemas más eficientes.

Alemania por ejemplo, ha fijado un objetivo ambicioso por sí mismo de una reducción del diez por ciento en el consumo de energía en 2020 y una reducción del 25 por ciento para 2050. A partir de 2014, sin embargo, Alemania no estaba a tiempo para cumplir con sus objetivos de eficiencia para el año 2020.

Entre 2014 y 2015, se evidencia la falta de acción política en materia de información al consumidor sobre eficiencia energética por parte del gobierno argentino. No existe un **Plan Nacional de Acción para la Eficiencia Energética**, el cual debería ser creado y aplicado cuanto antes. Este paquete se propone en la parte de políticas públicas y contiene varios instrumentos de eficiencia, incluida la financiación del estado para educación, un nuevo esquema de cobro de tarifas según la reducción del uso de la energía y mejor la auditoria de actividades tanto para las empresas como para los hogares.

Mientras que este paquete está todavía en proceso de implementación, un instrumento importante para facilitar el comienzo de la transición energética sería aplicar un régimen de crédito fiscal para la reducción del abono de consumo de energía eléctrica.

La eficiencia energética es probablemente el campo que defina el éxito o no de la transición energética argentina. No vamos a ser capaces de obtener el 100 por ciento de nuestra energía a partir de fuentes renovables si seguimos consumiendo la que tenemos al ritmo actual. La eficiencia energética no es una sutileza - es indispensable.

14 DISMINUCIÓN DEL COMBUSTIBLE FÓSIL

Para cumplir con los objetivos climáticos, Argentina debe reducir la electricidad a partir de los combustibles fósiles. Mientras tanto, el consumo de petróleo, gas y carbón ha fluctuado; el aumento de 2011 a 2014 en los precios de dichos commodities redujo la competitividad de la economía y alimenta las posibilidades de instalar energía renovable para revertir esta tendencia. Argentina hoy puede lograr permanecer dentro de sus límites de emisión de carbono durante el proceso de transición energética mediante políticas serias que alienten la eficiencia energética. En 2014, la electricidad a partir de combustibles fósiles (incluido el gas) tocó un máximo de 35 años.

Una de las soluciones que hoy existen es la captura y almacenamiento de carbono. Esta tecnología es cara, se puede implementar pero es insegura, y el gobierno debería desembolsar mas dinero del que necesitaría para migrar la matriz energética.

EL CASO ALEMÁN: Cuando Alemania decidió cerrar ocho de sus diecisiete plantas nucleares en 2011 y eliminar el resto de ellas en 2022, existía la preocupación de que la energía del carbón se intensificaría para llenar el vacío dejado por la matriz nuclear - pero eso no es lo que ocurrirá, debido a que el país no puede cumplir con sus objetivos climáticos con mas energía fósil. Después de todo, más o menos la mitad de carbono se emite cuando el gas natural se quema en lugar de carbón.

Por un número de razones, sin embargo, el consumo de energía fósil aumentó en la ultima década:

- La falta de inversión hizo que se deba importar mucho desde el exterior.
- La crisis económica ha reducido el consumo de energía, lo que reduce indirectamente las emisiones de carbono y hace que el precio del combustible - y por lo tanto, el precio de la energía - baje. Esto debería obedecer la lógica de mercado, sin embargo en Argentina los precios se dispararon y de igual forma los subsidios.
- En la actualidad, algunas nuevas plantas de carbón van en línea con el plan de abastecimiento energético, pero no son una solución que pueda dar resultados considerables en el tiempo.

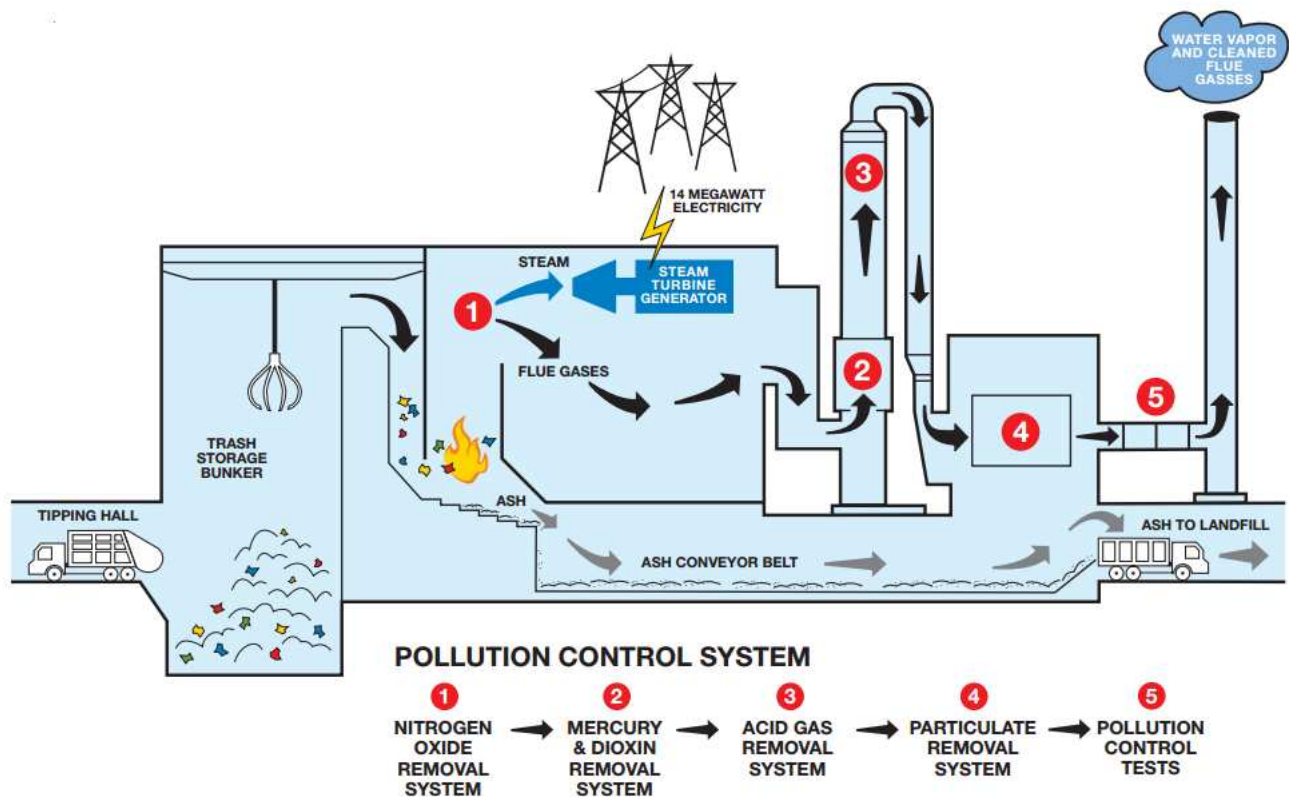
15 BASURA POR ELECTRICIDAD

La ciudad de Oslo es pionera en esto y está ampliando la capacidad de tratamiento en la planta de conversión de residuos en energía en Klemetsrud por segunda vez, para triplicar la generación actual. En paralelo, están construyendo una planta de clasificación de residuos y una planta de biogás para el tratamiento de una fracción orgánica de los residuos domésticos.

Esta tecnología permite reducir significativamente la cantidad de residuos que se desechan y maximizar el uso de los residuos sólidos urbanos para proveer calefacción y electricidad.

15.1 Solución Integrada

Oslo está estableciendo una solución integrada para el tratamiento de residuos, recuperación de energía y calefacción urbana. Estos son los objetivos que tiene su política de reducción de residuos sólidos urbanos.



Es necesario construir un establecimiento de clasificación de residuos domésticos en plástico, residuos orgánicos y desechos residuales como primer medida. Luego, se debe contar con una planta de producción de biogás a partir de residuos orgánicos para ser utilizados como biocombustible para autobuses y tratamiento térmico prolongado de los residuos remanentes; con el calor y la producción de electricidad se provee de energía a los consumidores

residenciales e industriales.

Una planta de conversión de residuos en energía debe estar ubicada junto a una planta de reciclaje que posea un sistema de identificado de desechos reciclables y los convierta en energía mediante la utilización de hornos u otro sistema.

La planta principal de Oslo en sus inicios procesaba alrededor de 175.000 toneladas de basura al año y, a partir de ese proceso, genera suficiente vapor para crear alrededor de 100.000 a 110.000 megavatios-hora de electricidad al año - suficiente para abastecer a unos 14.000 hogares.

La conversión de la basura en energía también beneficia a las comunidades que ven reducidos sus rellenos sanitarios, y que pueden vender sus residuos a cambio de energía. El proceso final deja sólo cenizas para ser almacenadas en el vertedero, que posteriormente pueden tener algún fin práctico.

Los dispositivos de vigilancia y control de las emisiones deben tener en cuenta las regulaciones vigentes para evitar la contaminación ambiental.

En varias plantas de este tipo alrededor del mundo se utilizan dispositivos como un precipitador electrostático y costosas inyecciones de carbono, urea y cal. Para obtener la seguridad mínima, se debe certificar la norma ISO 14001 para la excelencia en la gestión ambiental. De esta forma, se transforma basura en energía, se reducen dramáticamente los rellenos sanitarios y se protege el medio ambiente.

16 ENERGÍA EÓLICA

El caso de estudio alemán nos sirve como ejemplo de una transición paulatina hacia energías renovables. Alemania comenzó el cambio principalmente con la energía eólica en la década de 1990. En la actualidad, la energía eólica en tierra es la fuente más barata de nueva potencia renovable y constituye aproximadamente el **9 por ciento del suministro de energía del país**. Lo que es más interesante, el sector onshore es impulsado en gran medida por las empresas de tamaño medio - y los pequeños inversores. Este aspecto, sin embargo, será diferente en el sector de la energía eólica marina.

En 2014, Alemania consiguió más o menos 8,6 por ciento de su electricidad de turbinas de viento, casi todos se encontraban en tierra. En 2020, Alemania planea más o menos el triple de la cuota de la energía eólica (tanto en tierra como en alta mar). Pero el sector offshore incipiente difiere mucho de viento tradicional en tierra; mientras que el segundo consiste en su mayoría de las empresas medianas y proyectos eólicos distribuidos propiedad en gran parte por las comunidades y los pequeños inversores, el primero esta casi en su totalidad en manos de grandes empresas.



Figure 3: Evolución de los Aerogeneradores

Repotenciar el sector debe ser un tema importante en Argentina. Debido a que el sector eólico ha estado trabajando aquí por dos décadas, los primeros parques eólicos que se instalaron hoy están recorriendo sus días finales de vida útil, e incluso los que aún tienen algunos años no utilizan el espacio disponible eficientemente.

Se espera que los parques eólicos terrestres y marinos proporcionen energía de forma más fiable, dado que por ejemplo el viento en el mar abierto es más constante.

Por otro lado, la energía eólica marina cuesta actualmente entre dos y tres veces más que la energía eólica terrestre. El sector eólico argentino es pequeño, sin embargo, cuenta con actores de peso a nivel regional en cuanto a tecnología. INVAP se encuentra desarrollando y probando varios tipos de turbinas que pueden producir mas de 1.5 MW, lo que convierte a esta empresa estatal no solo en un actor principal, sino en el punto de partida para la generación de un polo energético, la generación de muchos puestos laborales y esencialmente, la posibilidad de construir sobre demanda los generadores eólicos que demande el mercado eléctrico argentino.

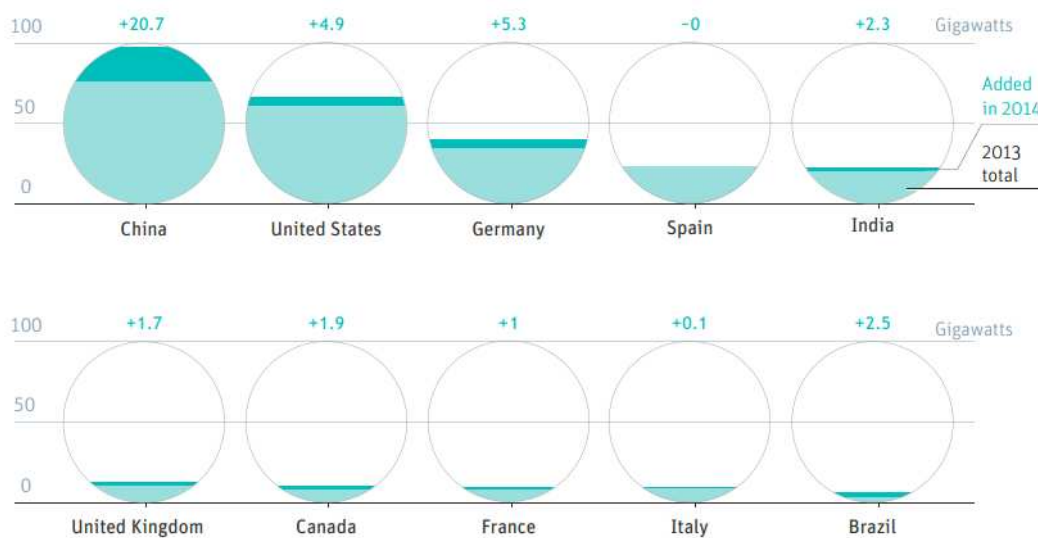


Figure 4: Principales actores en el mundo

16.1 Caso de estudio: Dinamarca, líder mundial en energía eólica

Algunos países como Argentina o Noruega son bendecidos con una abundancia de recursos naturales como el petróleo, los metales, el oro o los diamantes. Dinamarca tiene uno que esta aprovechando al máximo, el viento.

Con algunas de las mejores condiciones de viento en el mundo no es de extrañar que Dinamarca se haya convertido en un país pionero en la generación de energía eólica y un líder mundial en tecnología.

La necesidad es la madre de la invención y después de la crisis del petróleo de 1973, y el aumento de los precios del crudo a lo largo de la década de 1970, se hizo imperativo para Dinamarca reducir significativamente su fuerte dependencia de las importaciones de petróleo de Oriente Medio.

Hasta la década de 1970, Dinamarca ha sido altamente dependiente de las importaciones de energía, principalmente el petróleo del Medio Oriente. La exploración de petróleo y gas de la sección danesa del Mar del Norte se había iniciado en la década de 1960, pero tardó casi diez años antes de que se desarrollaron los primeros yacimientos de petróleo.

En 1979, se instaló la primera turbina eólica comercial, una Vesta de 30 kW, marcando el primer paso en lo que luego se convertiría en una industria de miles de millones de dólares y el éxito de la enorme exportación de Dinamarca. Han pasado muchas cosas desde que las primeras turbinas Vesta se instalaran y hoy se puede presumir el desarrollo de una turbina eólica de 8MW, basada en una tecnología muy avanzada, una altura total de 220 metros y un peso de 1.300 toneladas.

16.1.1 *Una industria exitosa*

Hoy en día, más del 40 por ciento del suministro de energía de Dinamarca procede de la energía eólica y el plan es llegar a 50 por ciento en 2020, según lo establecido en la Ley de Energía de 2012. En 2050, el plan es que Dinamarca sea 100 por ciento libre de combustibles fósiles y la energía eólica va a compensar una parte muy importante de la matriz energética para entonces.

En 2014, el volumen de negocios en la industria eólica danesa asciende a **84.4 mil millones de DKK**, un aumento del 7,4 por ciento respecto al año anterior, mientras que las exportaciones aumentaron un 16,7 por ciento a DKK 53500000000, lo que representa más del **5 por ciento de las exportaciones totales de Dinamarca**.

Casi 29.000 personas estaban empleadas en la industria a finales de 2014, de los cuales 78 por ciento son empleados en el oeste de Dinamarca.

La capacidad total de energía eólica en Dinamarca fue 4890 MW a finales de 2014, 3620 MW en tierra y 1271 MW en alta mar.

16.1.2 *Primera ventaja*

Dinamarca se ha beneficiado enormemente de ser en sí, una empresa pionera en la industria eólica y el país hoy en día cuenta con una industria líder en el mundo, con cientos de empresas que cubren todos los aspectos de la cadena de suministro, desde los productores de aerogeneradores, desarrolladores de parques eólicos en alta mar a los buques especiales para instalación en alta mar, el transporte, el mantenimiento y el servicio y los fabricantes de componentes y partes de la turbina.

Programas de investigación y desarrollo extensivos en nuevas tecnologías eólicas se están llevando a cabo. El desarrollo del proyecto, la financiación de grandes parques eólicos marinos, análisis y consultoría, puertos siendo especialmente desarrollados para el manejo y montaje de aerogeneradores marinos. Aunque la competencia se ha incrementado significativamente en los últimos años, los productores de aerogeneradores daneses siguen estando entre los más grandes del mundo.

Vestas Wind Systems ha instalado aerogeneradores en 74 países de todo el mundo, con una capacidad total de más de 69 GW.

Siemens Wind Power hasta la fecha ha instalado una capacidad total de 21GW en todo el mundo y es un líder dentro de la energía eólica marina.

Después de haber construido parques eólicos en alta mar más que cualquier otra compañía en el mundo, DONG Energy es un jugador importante en la industria de la energía eólica marina en Europa. Más de un tercio de toda la capacidad de la energía eólica marina es construido por la empresa de servicios públicos de Dinamarca y su objetivo es cuadruplicar su capacidad instalada en 2020 en comparación con el año 2012.

16.1.3 *Récord de generación del 140% de su demanda*

Vientos muy fuertes permitieron a Dinamarca satisfacer todas sus necesidades de electricidad - con un excedente enorme para vender a Alemania, Noruega y Suecia.

Tanto poder energético fue producido por los parques eólicos de Dinamarca el jueves 9 de Julio de 2015 que el país fue capaz de cumplir con su demanda de electricidad doméstica y poder exportar a Noruega, Alemania y Suecia.

En un día inusualmente ventoso, Dinamarca se encontraba produciendo 116% de sus necesidades de electricidad nacional mediante aerogeneradores. Alrededor de las 3 am del viernes, cuando la demanda de electricidad se redujo, esa cifra había aumentado a 140%.

La red de interconexion entre países permitió que el 80% excedente de energía se repartiera a partes iguales entre Alemania y Noruega. Suecia tomó el quinto restante de exceso de energía.

Esto demuestra que una potencia mundial con el 100% en energías renovables no es una fantasía.

Las cifras surgieron en la página web del operador danés sistemas de transmisión, energinet.dk, que proporciona una cuenta de minuto a minuto de la energía renovable en la red nacional.

17 HIDROELÉCTRICA

17.1 Caso de estudio: Hidroeléctrica "Alta Dam", Noruega

En 1978 el proyecto hidroeléctrico Represa Alta de 150 MW fue aprobado por el parlamento, esto provocó el mayor descontento social que se conoce en contra de un proyecto hidráulico en Noruega.

El proyecto fue presentado por primera vez en 1968. La Represa Alta se situaría en el Norte de Noruega en el condado de Finnmark, una zona habitada por los Sami, un pueblo indígena autóctono del país. La construcción de un lago artificial de 56 Km de largo inundaría gran parte de uno de los pueblos de los Sami, Masi. El proyecto se encontró con una fuerte oposición de la gente que vivía en la zona y además se creó el Comité de Acción contra la inundación de Masi lo que condujo a un cambio de planes por parte del estado para evitar la inundación.

En una segunda etapa fueron otros los obstáculos que tuvo que enfrentar el proyecto. Entre los argumentos ambientales se encontraban la conservación de la Flora y Fauna, la pérdida de valor recreativo de la zona y escases del salmón salvaje. En tanto, los Samis denunciaban la inundación de zonas culturales y arqueológicas, y la dificultad en la cría de renos, lo que resultó ser el argumento más fuerte ante el Comité de Acción, ya que esta actividad se encontraba protegida por una ley sentenciada por el Tribunal Supremo en la década de los 60. En 1978 el proyecto se aprobó, lo que provocó una gran controversia que se interpretó como un acto de discriminación y racismo contra los pueblos indígenas, teniendo un impacto a nivel nacional como internacional.

En el transcurso de 1979 se llevan a cabo una serie de protestas en el lugar donde construiría la represa, logrando detener momentáneamente los trabajos. Se mandó un documento al gobierno donde se hacía énfasis a la falta de consulta a los criadores de renos. Luego, un grupo de Samis acamparon frente al Parlamento de Oslo exigiendo sus derechos como pueblo originario. Finalmente el Parlamento llegó a la conclusión de que todos estos argumentos no tenían el peso suficiente. Se reanudan los trabajos, y en 1981 600 policías desalojaron a 900 manifestantes, los cuales habían mantenido una cadena humana por más de un año para evitar el avance de la obra. Luego de esto un grupo de Samis entró en huelga de hambre lo que hizo que el Tribunal Supremo revisara nuevamente el proyecto llegando a la conclusión de que el proyecto era legal en todo sentido.

Los escenarios previstos por ambientalistas no se cumplieron ni tampoco los pastores de renos se vieron mayormente afectados, pero sí existieron importantes consecuencias sociales y políticas en la energía hidroeléctrica y en los derechos de los indígenas.

Consecuencias en políticas energéticas:

- Creación del EIA, evaluación de impacto ambiental, puesta en marcha en 1986. Ésta tiene como objetivo evaluar las consecuencias tanto sociales como ambientales de proyectos hidroeléctricos de más de 40 GWh.
- Creación del Plan Maestro de Recursos Hídricos (Samla plan for Vassdrag), lanzado en 1984, para la elaboración de un manejo integral de todos los recursos hídricos de más de 1 MW, donde los proyectos presentados son calificados de acuerdo a los cursos de aguas existentes, los costos de construcción y el nivel de conflicto. En la actualidad existen sólo dos categorías: Proyectos a los cuales se le podrían dar concesiones para la explotación y a los que no, debido a altos conflictos sociales y/o altos costos en construcción.
- Elaboración del Plan de Protección de recursos hídricos, el cual en la actualidad protege más 388 cursos de agua o secciones de éstas que son considerados representativos para la población, de tamaño significativo y que las necesidades energéticas de los poblados por donde pasan estos cursos de agua estén cubiertas.

Consecuencias en los derechos de los indígenas:

- Plantear como una problemática social y política los derechos de tierras y recursos de los pueblos autóctonos.
- Mayor integración mediante consulta ciudadana indígena en temas en los que se pudieran ver afectados.
- En la Constitución de 1988 se presenta la primera ley de los Samis. Ésta otorga el derecho de desarrollar su lengua, cultura y sociedad.
- La manera en que los Samis fueron tratados llamó la atención de la comunidad internacional, ya que Noruega era un país que había tomado la iniciativa de respetar a los pueblos originarios por medio de las Naciones Unidas en la década de los 70. Producto de esto el Gobierno de Noruega se ha convertido en uno de los países más importantes en promover los derechos culturales, de recursos y tierras de los pueblos originarios a nivel mundial.

17.1.1 *Procedimientos en la evaluación de proyectos hidroeléctricos y consulta pública*

La concesión de licencia en esta materia, es la acción de autorizar a una empresa específica para desarrollar y operar centrales eléctricas y represas, las cuales se regirán por condiciones y reglas especificadas reguladas por la ley. Este tipo de licencias se pueden definir como un permiso concedido por las autoridades para causar el menor daño ambiental posible en comparación con las ventajas sociales del proyecto.

Instituciones competentes: para poder esclarecer los procedimientos de participación de la ciudadanía en la evaluación de proyectos hidroeléctricos en Noruega, es necesario definir algunas instituciones competentes:

- NVE (Dirección Nacional de energía y recursos hídricos): Organismo perteneciente al Ministerio de Petróleo y Energía*. Regula los recursos hídricos y el suministro de energía,

y además tiene el poder de establecer nuevas regulaciones. Coordina el proceso de evaluación de proyectos hidroeléctricos y a las partes involucradas. Es un centro de investigación y desarrollo en temas de eficiencia energética, hidrología e inundaciones. Es un miembro del Consejo Regulatorio Europeo de Energía. Administra ley del Curso de Aguas (1917), la ley de Concesiones Industriales (1917), la ley de Energía (1990) y la ley de Recursos Hídricos (200).

- Condados (Countries): Primera subdivisión regional de Noruega. Existen 19.
- Municipios (Municipalities): Con un total de 430 municipios corresponden a la unidad mínima de Gobierno local en Noruega. Son responsables de servicios como salud, educación, tercera edad y desempleo a nivel local.
- Los desarrolladores de proyectos hidroeléctricos: En su mayoría corresponden a empresas pertenecientes a municipios y/o condados. Una empresa estatal debe cumplir con los procedimientos de obtención de licencias de concesión, al igual que una empresa privada, pero esta última debe enfrentar mayores dificultades debido a la adquisición definitiva o compra de cascadas.
- STATKRAFT: Empresa de generación eléctrica Noruega de propiedad estatal y organizada como una sociedad de responsabilidad limitada. Opera 133 plantas en Noruega, 12 en Suecia y 4 en Finlandia. Es el mayor productor de Energía Renovable en Europa, y abarca aproximadamente el 40% de la producción eléctrica Noruega.

17.1.2 *Síntesis de la regulación ambiental en hidroelectricidad*

La evolución histórica de la problemática medioambiental se centra principalmente en problemas de hidroelectricidad. A continuación se resumen los principales eventos en esta materia:

- En 1969 se establece un nuevo proceso de concesión de licitaciones, donde la parte demandante debe enviar, al comienzo de la planificación del proyecto, una “notificación” al NVE que invitara a los diferentes actores sociales a realizar observaciones sobre el proyecto, con el fin de promover la integración y la mitigación de los conflictos.
- Durante la década del 70 el NVE trabajó en el desarrollo de la notificación, concentrado en la inclusión de una evaluación de impacto ambiental y en los métodos de información pública. Sin embargo estas medidas no pudieron evitar el descontento social producido por el proyecto “Alta Represa”.
- En 1972 se establece el Ministerio del Medio Ambiente.
- El primer Plan de Protección de sistemas fluviales fue aceptado por el Parlamento en 1973, pero el plan vigente fue aprobado recién en 1993 el cual protege 341 ríos.
- En 1980, producto de grandes conflictos entre intereses ambientales, desarrolladores de energía hidroeléctrica y las autoridades, se establece la creación del Plan Maestro (2.2.1), el que repercute directamente en la postulación de los proyectos hidroeléctricos.

17.1.3 *Procedimientos de evaluación ambiental y social*

Notificación

La notificación es elaborada por la empresa solicitante y debe incluir en forma detallada la planificación del proyecto con variadas alternativas, una descripción general de la zona y los principales tópicos de impacto ambiental que el proyecto concierne. Esta primera etapa se interpreta como una invitación a todas las partes interesadas para realizar las primeras observaciones, y su objetivo es realizar una propuesta para el estudio de impacto ambiental que deberá realizar el postulante. Es importante destacar que existe una diferenciación basado en el potencial de los proyectos. Los de una producción de energía menor a 40 GWh/año pueden contar con procedimientos menos complejos sin la necesidad de incurrir en la notificación, lo que se refleja finalmente en un ahorro de tiempo.

Primera consulta

El aviso de notificación se envía por medio de los condados y municipios a las autoridades centrales y locales. La información para el público general estará disponible en las oficinas de correos, bibliotecas o ayuntamientos. La existencia de la notificación y fechas de concurrencias serán avisadas por medio del periódico local.

La NVE organizara una o más reuniones públicas en el área involucrada para entregar la respectiva información sobre el proceso de concesión de licencia y planes del proyecto. En esta etapa se espera una participación activa por parte de la ciudadanía, donde es de especial interés visualizar los posibles conflictos relacionados con el proyecto, establecer planes alternativos y discutir sobre los derechos del uso del agua. Reuniones a nivel de otras localidades también se podrán llevar a cabo. Además, los municipios realizaran un proceso de evaluación por medio de expertos locales y autoridades.

Luego de un periodo de un mínimo de 6 semanas de audiencias, el programa de IA propuesto por la comunidad se discutirá en el Ministerio de Medio Ambiente.

Estudio de impacto ambiental

El solicitante recibe la propuesta final del programa Estudio de Impacto Ambiental por medio del NVE, en esta instancia el interesado debe hacerse responsable de su ejecución por medio de la contratación de expertos.

Segunda consulta

Luego de un control de calidad por parte del NVE del Estudio de Impacto Ambiental entregado por la empresa, este es enviado nuevamente a una consulta publica. Se realiza una revisión sobre los procesos de construcción, operación y mantención, además de las medidas adoptadas para la prevención de los IA. Los resultados se enviaran al NVE en un periodo no inferior a 3 meses. Además se llevaran reuniones públicas en el área afectada. El solicitante puede presentar observaciones. En esta segunda etapa también participan autoridades y ex-

pertos locales.

Evaluación Global

Finalizado los procesos de consulta y la aprobación del EIA se procede a la revisión de todo el material compilado por parte del NVE, esta es la instancia final antes de que el proyecto sea enviado como una recomendación certificada al Ministerio de Petróleo y Energía (OED). El proceso de Evaluación Global puede desechar el proyecto en esta instancia.

La Recomendación contendrá una breve revisión de la aplicación, las conclusiones de los organismos de ejecución, y las opiniones de la consulta pública, los comentarios del demandante y la evaluación de NVE. Es en este último donde se expondrán las obligaciones técnicas ambientales.

En la siguiente figura se resume el proceso en su totalidad, inclusive se observan las etapas que prosigue el proyecto en curso.

18 ÓSMOSIS

Noruega se aventura por nuevos caminos en la generación de energía. Allí se inauguró la primera central eléctrica por ósmosis del mundo. Se espera que este sistema sirva en el futuro para generar energía renovable.

Tras diez años de duro trabajo de investigación, el martes fue inaugurada en Noruega una pequeña central eléctrica que generará energía limpia a través de un método innovador, aprovechando el principio físico de la ósmosis.

“Estamos orgullosos de que en estos tiempos en los que hay grandes desafíos climáticos y una creciente demanda de energía limpia podamos presentar una fuente de energía renovable que hasta ahora no fue utilizada”, comentó Bård Mikkelsen, jefe de la empresa estatal de energía de Noruega, Statkraft.

18.1 La fuerza de la ósmosis

Según la RAE, la ósmosis es un principio basado en el paso de disolvente pero no de soluto entre dos disoluciones de distinta concentración separadas por una membrana semipermeable.

La membrana contiene poros de tamaño molecular tan minúsculos que no dejan pasar las moléculas grandes, pero sí las pequeñas. Así, por ejemplo, dejan pasar las moléculas del azúcar, pero no las de la sal, que son mayores.

La turbina de ósmosis de la central en Tofte, en la comunidad de Hurum, utiliza la presión del agua que se produce al poner en contacto agua dulce y salada, separadas por una membrana.

Principio de la planta de ósmosis para generar energía a través del encuentro de agua dulce y agua salada.

Las moléculas saladas tienen el afán de traspasar la membrana para alcanzar el agua dulce, pero no pueden porque son retenidas. Sin embargo, el agua dulce sí puede circular hacia el agua salada porque sus moléculas son de menor tamaño y pasan a través de la membrana sin ningún problema. A través de este fenómeno físico se produce una sobrepresión en el agua salada que activa la turbina generadora de electricidad.

18.2 Realeza y elogios

La inauguración de la planta contó con la presencia de la princesa Mette Marit y con los elogios de los defensores del medio ambiente. “Es grandioso que una empresa tan grande apueste por las energías renovables”, afirmó Rasmuss Hansson, jefe noruego de la fundación

medioambiental World Wide Fund For Nature (WWF).

“Gracias a la fuerza de la ósmosis la energía podrá ser producida ‘con la naturaleza’ y no ‘en contra de la naturaleza’”, afirmó Sverre Gotaas, jefe de desarrollo de la compañía estatal Statkraft.

En principio, la central será usada como prueba piloto mientras se sigue desarrollando esta nueva técnica de obtención de energía. Su rendimiento es todavía limitado, en comparación con otras formas de generación de energía. La planta de Tofte produce actualmente sólo la energía suficiente para una cafetera. Para mejorar el rendimiento, se requerirá seguir desarrollando las membranas utilizadas en el proceso.

Statkraft se propone iniciar el año 2015 la construcción de una planta eléctrica basada en este principio, que pueda operar comercialmente. Se proyecta que tenga un rendimiento de 25 megawatios/hora y que pueda abastecer a cerca de 10.000 hogares.

19 BIOMASA

La biomasa es el más versátil de todos los tipos de energía renovable, ya que puede proporcionar calor, electricidad y carburantes. No en vano, se espera que la biomasa para compensar casi 2/3 del consumo de energías renovables de países industrializados como Alemania y Dinamarca en 2020. Pero no solo sirve como fuente de energía, es además una fuente de alimentos y materiales para la producción (como la madera y los aceites). Como resultado, la demanda de biomasa es grande de una serie de sectores que compiten en la industria. Desafortunadamente, el potencial de la biomasa sostenible es limitada, y el enfoque en la política argentina no está focalizado en promover el uso de residuos y desechos.

La biomasa es una fuente especial de energía renovable en varias formas. En primer lugar, puede proporcionar directamente los tres tipos de portadores de energía: electricidad, calor y combustible (líquidos, sólidos y gases). En segundo lugar, es fácilmente almacenable y asignable; cuando no hay suficiente sol o viento, los generadores de biomasa como combustible se pueden intensificar para suplir deficiencias. En tercer lugar, el principal inconveniente: la biomasa requiere de una gestión rigurosa para ser sostenible.

No importa cuántos paneles solares instalamos, no utilizaremos todo su potencial todo el tiempo, ni vamos a reducir la cantidad de viento en la Tierra si seguimos con la instalación de turbinas eólicas. Pero con la biomasa, tenemos que evitar el agotamiento de los recursos, evitar los monocultivos de la reducción de la biodiversidad, y asegurar de que las necesidades energéticas de nuestro país no se cumplen a costa de las necesidades alimentarias de los países pobres.

Debido a que puede cubrir una amplia gama de servicios, la biomasa constituye una parte mucho mayor de la oferta de energía del mundo con respecto a la energía hidroeléctrica o nuclear (que sólo proporcionan electricidad) - de hecho, produce más que todas las otras energías renovables combinadas. La biomasa ha cubierto más del 10 por ciento de la demanda final de energía mundial en 2012 (la mayoría de las cuales fue biomasa tradicional), mientras que la participación de la energía nuclear se había reducido al 2,6 por ciento.

19.1 Caso de estudio: Biomasa en Alemania

Hoy en día, cuando hablamos de la biomasa, nos referimos a etanol a partir del maíz, el biodiesel de colza, a biogás a partir de residuos y el maíz orgánico, etc. - a diferencia de la leña, etc.

La bioenergía generalmente proviene de dos fuentes: la silvicultura y la agricultura. Dentro de la UE, Alemania es el mayor productor de madera, y la madera es, con mucho, la mayor fuente de bioenergía en el país. Aproximadamente el 40 por ciento de la producción alemana de madera se utiliza como fuente de energía. Alemania es también el principal mercado de biogás - en 2013, más del 50 por ciento de la electricidad en Europa a partir de biogás se

produjo en Alemania, con un mayor crecimiento dinámico esperado para 2020.

En 2013, Alemania ya estaba usando casi 2,1 millones de hectáreas de su tierra cultivable para los cultivos energéticos, cerca del límite inferior de potencial estimado en 2009 para la bioenergía en 2020. Esta área es equivalente a 12.6 por ciento de los 16,7 millones de hectáreas de tierras agrícolas en Alemania. El límite superior estimado es de 4 millones de hectáreas para 2020. Los estudios muestran que la proporción de la bioenergía puede aumentar dentro de estos límites, como resultado de la disminución de la población en las próximas décadas y el aumento de los rendimientos por hectárea en el sector agrícola. Las organizaciones ecologistas, sin embargo, señalan los impactos ambientales negativos de los cultivos energéticos; por ejemplo, el gran aumento en el cultivo de maíz para su uso en la producción de energía (y los problemas asociados con los monocultivos de maíz) se asocia frecuentemente con el arado de valiosos pastizales. Los cultivos energéticos también pueden tener efectos adversos sobre la calidad de las aguas subterráneas y causar la erosión del suelo. Para evitar estos efectos, la Ley de Energía Renovable revisada de Alemania (EEG) limita la cantidad de maíz y grano a destinar para producir bio-energía.

El Ministerio de Medio Ambiente alemán estima que la energía renovable brinda alrededor del 11 por ciento del consumo total de energía en 2013. Casi el 37 por ciento de esa energía es biomasa en el sector de calefacción, junto con más de 10 bio combustibles y 15 por ciento de bio gas en el sector energético. En total, en 2013, la bioenergía fue el 62 por ciento del suministro total de energía renovable, lo que equivale a alrededor del siete por ciento del consumo total de energía del país.

Para el futuro, el uso de la biomasa parece particularmente importante en tres áreas: como combustible para transporte aéreo y para vehículos (donde la movilidad eléctrica u otras alternativas técnicas no estén disponibles), para brindar calor a procesos industriales, donde se requieren altas temperaturas y para la cogeneración, ya que las plantas de biomasa pueden convertirla en electricidad y calor con los más altos beneficios de eficiencia y con reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

Además, el bio gas y el hidrógeno, en particular, se ven en Alemania como una forma crucial de almacenar energía estacionalmente para proporcionar suficiente energía eléctrica en las noches de invierno, cuando el consumo de energía aumenta en Alemania y la energía solar no está disponible. Sin embargo, el gobierno alemán impuso un límite de 100 MW de nuevas unidades de bio gas al año, en agosto de 2014, en parte debido a la preocupación acerca de los impactos ambientales, pero sobre todo con el fin de controlar los costos.

20 ENERGÍA SOLAR

La energía fotovoltaica es el término para los paneles solares que generan electricidad. Solar térmica produce calor, como para el suministro de agua caliente o calefacción. El calor solar también se puede utilizar para generar electricidad en una tecnología llamada energía solar concentrada (CSP), aunque la tecnología es útil principalmente en los desiertos.

La tecnología fotovoltaica busca convertir directamente la radiación solar en electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, en el proceso emplea unos dispositivos denominados celdas fotovoltaicas, los cuales son semiconductores sensibles a la luz solar; de manera que cuando se expone a esta, se produce en la celda una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras.

Los componentes de una sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considera (conectada o no a la red) y de las características de la instalación. Una instalación fotovoltaica aislada está formada por los equipos destinados a producir, regular, acumular y transformar la energía eléctrica.

- Celdas: Es dónde se produce la conversión fotovoltaica, las más empleadas son las realizadas con silicio cristalino. La incidencia de la radiación luminosa sobre la celda crea una diferencia de potencial y una corriente aprovechable. Fabricadas a partir del silicio, las celdas fotovoltaicas cobraron auge a partir de los años 50, cuando comenzaron a ser utilizadas para el abastecimiento energético de los satélites.
- Panel: Son un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí, que generan electricidad en corriente continua. Para su mejor aprovechamiento se busca orientarlas (teniendo en cuenta la ubicación y latitud) con el fin de obtener un mayor rendimiento.
- Regulador de carga: Tiene por función proteger a la batería contra las sobrecargas y contra las descargas. Además se emplea para proteger a las cargas en condiciones extremas de operación, y para proporcionar información al usuario.
- Batería: Son el almacén de la energía eléctrica generada. En este tipo de aplicaciones normalmente se utilizan baterías estacionarias, las que tienen como característica de operación más importante al ciclado; durante un ciclo diario, la batería se carga durante el día y se descarga durante la noche; sobrepuesto al ciclado diario hay un ciclo estacional, que está asociado a períodos de reducida disponibilidad de radiación.



Argentina posee condiciones únicas para el desarrollo de una industria de energía solar por lo que el Gobierno debe impulsar un programa de desarrollo estratégico en el sector, especialmente en el norte Argentino, que junto al norte chileno son los dos mejores lugares en el mundo para la instalación de granjas solares.

Si se logra combinar esta inmensa capacidad de generación, con un sistema de almacenamiento basado en litio, es posible generar las suficientes reservas como para proveer al mercado local y exportar los excedentes a los países vecinos. Esto abre una posibilidad de desarrollo muy grande para el norte argentino, que puede generar energía y vendérsela a otras provincias a través del interconectado nacional, generando así recursos adicionales.

Global Horizontal Irradiation (GHI)

Argentina



20.1 Caso de estudio: Alemania apuesta a reducir costos en PV

Aunque se sabe que no es un país que goce de mucho sol, Alemania ha desarrollado el mayor mercado de la energía solar fotovoltaica en el mundo. El precio de la energía fotovoltaica se ha desplomado en las últimas dos décadas, más que para cualquier otro tipo de energía renovable, y los expertos creen que será competitiva con las energías fósiles en un término de 10 años. La energía solar puede proporcionar hasta un 50 por ciento de la demanda de energía de Alemania por unas horas en los días soleados de bajo consumo de energía. Pero el ejemplo alemán muestra que el mercado energético tendrá que ser rediseñado para incluir más energía solar porque el costo de las unidades solares se está reduciendo, lo que reduce también las tarifas de energía, lo que la vuelve cada vez más rentable.

La energía fotovoltaica ha sido considerada como la más costosa dentro de las energías renovables, entre las cuales la más ampliamente utilizada es la eólica y la hidroeléctrica. Los costos de generación se han reducido en un 50% aproximadamente entre 2008 y 2012, colocando así en un escenario de alta competitividad a la energía solar.

En términos absolutos, Alemania tiene más FV instalada que cualquier otro país (aproximadamente 35 gigavatios en el otoño de 2013), pero tal vez la comparación más importante está instalada PV en relación con la demanda pico de verano. Después de todo, la potencia más solar se genera en las tardes de verano.

En Alemania, la demanda de energía es menor en el verano que en el invierno debido a que se necesita una gran cantidad de electricidad para la calefacción, la iluminación, etc. Como resultado, PV sola fue capaz de cumplir la mitad de la demanda de energía del país en unos pocos días en 2012. El 6 de junio de 2014, la producción solar alemana alcanzó un máximo histórico en 24,2 gigavatios, alcanzando un máximo de un tercio de la demanda total de energía, aunque la energía solar sólo hizo alrededor de un sexto de la demanda de energía para ese día.

Durante años, los defensores de la energía fotovoltaica han señalado cómo la producción de energía solar coincide con la demanda de potencia máxima en torno a la hora de comer, por lo que la energía fotovoltaica resulta ser una buena manera de compensar incluso a generadores de energía más caros para satisfacer esa demanda. Casi en todas partes, PV sigue siendo una excelente manera de conocer la demanda máxima. La energía solar ahora compensa una gran parte de la carga media durante el verano en Alemania e incluso puede compensar un poco de la producción de carga base.

El mejor ejemplo de la capacidad de la energía solar se dio el día más corto del año 2014 donde la capacidad fotovoltaica instalada de Alemania se las arregló para producir tanta energía como dos grandes reactores nucleares durante tres horas, lo que ayuda a compensar la demanda máxima de potencia.

20.2 Otras fuentes de calor térmico

Otros tipos de energía renovable incluyen el calor solar y la energía geotérmica (que puede ser usado para generar electricidad y proporcionar calor). Mientras que Argentina no tiene un gran potencial geotérmico como Islandia y Estados Unidos, por ejemplo, ciertas aplicaciones valen la pena. El calor solar sobre todo no ha sido implementado en el país pero debería recibir más atención por parte del estado porque es una alternativa para la creación de energía eléctrica y para la calefacción.

20.2.1 *Calor renovable*

Cuando se genera calor a partir de energías renovables - como la biomasa y la solar térmica - se habla de "calor renovable", pero el término también puede incluir la recuperación del calor residual para aplicaciones de calefacción. Como el calor constituye aproximadamente el 30 por ciento del consumo total de energía de Argentina, el potencial de calor renovable es mayor que para la electricidad, ya que la electricidad global sólo representa el 20 por ciento del consumo de energía del país. En virtud de esta fuente de energía, se debería elaborar una Ley de Calefacción Renovable, que requiera que todos los nuevos edificios tengan calefacción centralizada para tener un sistema de calor con una cuota máxima de eficiencia.

20.3 Calor renovable a partir de bombas de calor y energía solar térmica

Los colectores térmicos solares también pueden ser instalados en los hogares y las empresas para cubrir la demanda de calor. En 2013, Alemania fue el tercer mercado más grande para la energía solar térmica en el mundo detrás de China y los EE.UU.. Al final de 2014, Alemania contaba con más de 2 millones de sistemas solares térmicos instalados en aproximadamente 18,4 millones de metros cuadrados de superficie.

En el caso de los edificios, en particular los públicos en Argentina, las inversiones en eficiencia puede compensar el consumo y hasta pueden reducirlo, pero los costos iniciales pueden ser todavía más altos. Para superar estos obstáculos, se debe poner en marcha un programa de incentivos de mercado, que proporcione financiación para los sistemas renovables de calor (colectores térmicos solares, calentadores de biomasa modernos, y bombas de calor eficientes).

Sin embargo, este mercado no ha crecido tan rápidamente como el sector fotovoltaico. Las tasas de crecimiento de alrededor del diez por ciento por año son comunes en el sector de la energía solar térmica, mientras que las instalaciones fotovoltaicas crecieron en torno al 60 por ciento anual entre 2009 y 2011. Una de las razones para la lentitud de la energía solar térmica es que Alemania no tiene tarifas de alimentación especiales para el calor solar, sólo por energía solar. Por lo tanto, el calor solar ha dependido en parte de reembolsos del gobierno financiados por una negociación ecotasa y las emisiones. Aunque los costos de colectores solares térmicos ha disminuido, los costos globales del sistema no tienen, en parte debido a los costos persistentemente altos de instalación. Además, el mercado de los colectores solares térmicos se ha restringido en gran medida a los pequeños una y dos aplicaciones de la

casa familiar. Otros países, en particular Dinamarca, han favorecido a las grandes colectores montados en suelo, ofreciendo cinco veces disminuyó los precios de colectores y los costos de generación de calor de la competencia. En Alemania, a pesar de que los sistemas se apoyan financieramente, este segmento de mercado tiene un gran potencial para desarrollar aún más.

En la actualidad, el calor solar no cubre prácticamente nada de la cuota de demanda del mercado argentino, debido en gran medida al desconocimiento y a la falta de inversión. La demanda de calor aumenta año tras año y consume recursos que son valiosos y útiles para la industria. Si bien un sistema de calefacción basado en energía solar puede demandar una fuerte inversión, en el mediano plazo reducirá el consumo de energía en niveles que permitan recuperar la inversión.

21 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO

La integración latinoamericana podría ser una solución, como lo es la integración europea. Especialmente a la luz de la capacidad de almacenamiento de las que puede disponer Chile y Argentina con los minerales que se encuentran en el norte de ambos países. Argentina, con una sustitución en su matriz energética y una política de eficiencia sostenida en el tiempo, podría volver a exportar energía en grandes cantidades.

El almacenamiento de energía persigue un objetivo principal: conseguir que la generación de electricidad no tenga que producirse en el mismo momento en que la demandamos los consumidores. De este modo, por ejemplo, no habría que parar aerogeneradores cuando haya viento por la noche, sino que sería posible recuperar la energía generada y almacenarla para su utilización cuando se produjera algún pico de demanda. De esta forma podríamos evitar tener que poner en funcionamiento las centrales térmicas siempre.



El mismo principio se puede aplicar a menor escala, es el caso de los paneles solares domésticos. Si a mediodía brilla el sol pero no estamos en casa, esa energía podría ser almacenada con un equipo de acumulación de electricidad, para poder utilizarla cuando fuera necesaria en otro momento.

Una de las formas de almacenamiento como energía química consiste en utilizar hidrógeno molecular (H_2). Este compuesto no se encuentra fácilmente en la naturaleza, pero se puede producir rompiendo moléculas de agua (H_2O) utilizando electricidad en un equipo llamado electrolizador. Para "retransformarlo" en electricidad necesitaremos un motor, turbina o las pilas de combustible (que producen el efecto inverso que el electrolizador, transformando di-

rectamente el hidrógeno en electricidad y agua).

También existen tecnologías basadas en la energía electromagnética o los supercondensadores, basados en el almacenamiento de cargas eléctricas al aplicar una diferencia de potencial entre dos conductores separados por un aislante eléctrico.

La energía eólica es una de las energías renovables más empleadas en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, el viento es una fuente muy variable, lo que complica adaptar la producción de electricidad a la demanda en cada momento siendo, además, muy difícil de almacenar. Aunque esta limitación puede empezar a formar parte del pasado.

Sistemas de almacenamiento de la energía eólica ya en uso. En los últimos años se han intentado desarrollar varios métodos para poder almacenar este tipo de energía. Algunos países, incluso, están ya instalando sistemas que les permiten emplear la energía recibida del viento en aquellos momentos en los que es realmente necesaria.

EE.UU., por ejemplo, ha instalado en el estado de Virginia un nuevo parque eólico con capacidad de almacenar la energía generada. Este almacenamiento se realiza a través de una batería formada por condensadores y permite regular la producción de electricidad que se vierte a la red eléctrica. De esta manera se puede adaptar la oferta de electricidad a la demanda.

También China se ha unido a esta forma de almacenamiento y ha instalado en la ciudad de Zhangbei el mayor sistema de almacenamiento de energías renovables mediante baterías construido hasta ahora. En esta ocasión, la estación combina generadores de energía eólica y solar, que están conectados a un grupo de baterías donde se almacena la energía. Esta estación tiene alta capacidad de almacenamiento (36 MWh), por lo que se evita la pérdida de una gran parte de la energía generada.

21.1 Los acumuladores electroquímicos: baterías y baterías de flujo

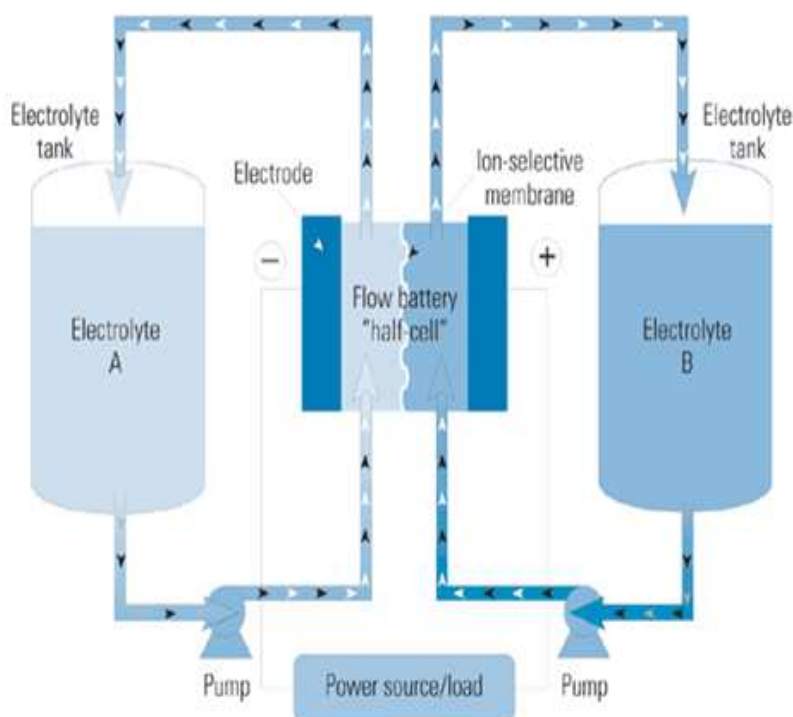
Las baterías son acumuladores de electricidad basados en la transformación de ésta en energía química. Utilizan compuestos que tienen la capacidad de reaccionar entre sí intercambiando electrones que, al pasar por un circuito, generan una corriente eléctrica. Si, por el contrario, las conectamos a un generador que haga circular a los electrones en sentido opuesto, se produce la reacción contraria, recargando la batería de energía.

Existen muchos tipos de baterías, pero para su aplicación como almacenamiento de electricidad en redes eléctricas destacan las de plomo-ácido, las de sodio-azufre, las de sodio-níquel-cloruro y las de ion-litio.

Las baterías de flujo se basan en el mismo principio, aunque se diferencian de las anteriores que, en vez de recipientes cerrados son grandes sistemas abiertos donde se bombean constantemente a los electrodos de la batería desde unos depósitos, lo que permite grandes

capacidades de acumulación. La tecnología más prometedora es la Batería Redox de Vanadio (VRB), que presenta un alto rendimiento y ya está siendo comercializada y utilizada en diversas aplicaciones de acumulación de electricidad con excelentes resultados.

Las tecnologías electroquímicas, y en concreto las baterías de flujo, son probablemente las alternativas más prometedoras para el almacenamiento de energía en generación distribuida, lo que las hace muy adecuadas como sistemas de almacenamiento de energía, cuyo objetivo es abordar el desarrollo de nuevos sistemas de aprovechamiento térmico y químico de la energía solar concentrada de forma más eficiente, gestionable y modular.



Entre las numerosas tecnologías de almacenamiento de energía que existen, las baterías son de las más utilizadas para diversas aplicaciones. En concreto, para el almacenamiento masivo estacionario de energía las baterías de flujo están entre los dispositivos potencialmente más adecuados. En este tipo de batería, tal y como se muestra en la figura, las reacciones redox que permiten acumular y liberar energía tienen lugar en el electrolito, que es bombeado al electrodo correspondiente desde un depósito central. Por tanto, la cantidad de energía que almacenan estos dispositivos depende de la cantidad de electrolito que acumulan, mientras que su potencia es función de la velocidad de las reacciones que se producen. La concentración del par redox activo es importante para ambos parámetros.

22 SMART GRID

Una red inteligente es aquella que puede **integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella**, de tal forma que se asegure un sistema energético **sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad** de suministro.

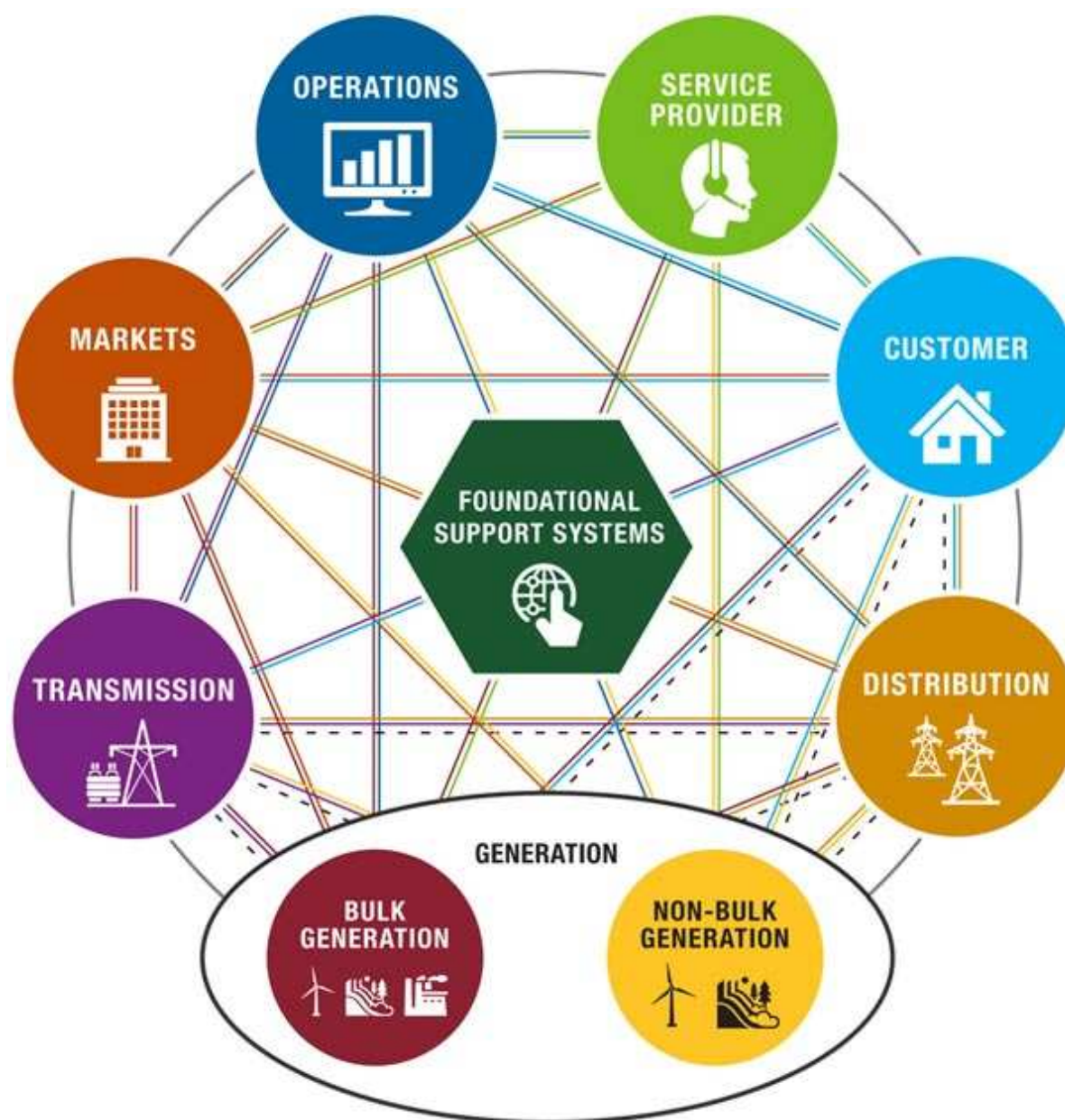
Este concepto generalmente se refiere a una red que hace uso de la tecnología para que los sistemas de suministro de electricidad de servicio público tengan mayor control y automatización remota. Características de las redes inteligentes:

- Flexible
 - Flexible y adaptable a las necesidades cambiantes del sistema
 - Bidireccional
 - Intensiva y segura en la utilización de las infraestructuras
- Inteligente y segura
 - Capaz de operarse y protegerse con seguridad y simplicidad
 - Disponibilidad de la información necesaria en tiempo real
- Eficiente
 - Permite satisfacer las necesidades energéticas minimizando las necesidades de nuevas infraestructuras.
- Abierta
 - Permite integrar de forma segura las energías renovables
 - Facilita el desarrollo de los mercados eléctricos
 - Permite crear nuevas oportunidades de negocio
- Sostenible
 - Respetuosa con el medio ambiente
 - Socialmente aceptada

Una característica clave de un sistema de red inteligente es el uso de tecnologías avanzadas (como contadores inteligentes) que proporcionan a los participantes, información en tiempo real relevante. Estas tecnologías permiten a los generadores, administradores de sistemas y clientes recibir información instantánea sobre la electricidad, las necesidades y los precios, y trabajar juntos para satisfacer las necesidades de electricidad de la manera más eficiente posible.

Las políticas complementarias, que a menudo deben estar establecidas por los reguladores de servicios públicos, están obligadas a asegurar que estas tecnologías sean eficaces. Tales

políticas pueden incluir diseño de tarifas y normas de interconexión para la generación distribuida limpia, la financiación de los programas de eficiencia energética, y diseños de tarifas que animen a los clientes a ahorrar energía.



Sistemas de redes inteligentes deben ser parte de una estrategia más amplia de un Estado para cumplir con el cuidado del medio ambiente y con la política energética. Estas estrategias de implementación están todavía en desarrollo en muchos países y la participación de los interesados puede ser un papel decisivo en el diseño de la red.

22.1 Caso de estudio: Estados Unidos, estrategias para una exitosa implementación

Los Estados Unidos está modernizando su red de energía, impulsada por \$ 4.5 mil millones organizados en la Ley de Recuperación y Reinversión (ARRA), brindando subvenciones y otros beneficios a las comunidades que aplican esa ley. La red inteligente debe implementarse con la suficiente rapidez para proporcionar valor óptimo, mejorar la prestación y fiabilidad, así como contribuir a la seguridad energética de una nación involucrando mas proveedores y fuentes de energía mas limpias. Pero el éxito de esta iniciativa dependerá de numerosos factores de implementación, incluyendo la capacidad de los servicios públicos y los consumidores a utilizar los avances de tecnologías de la información, adoptar las normas de interoperabilidad y aumentar la eficiencia de la transmisión.

Tal éxito va más allá de las medidas a corto plazo, tales como la instalación de medidores y la mejora de la eficiencia de la entrega. También depende de una serie de movimientos a largo plazo, como el aumento de la capacidad de transmitir electricidad a través de los estados y las regiones para aprovechar las fuentes de energía renovables. Estas tecnologías están entrando en el mercado a un ritmo diferente. Algunos elementos de las redes inteligentes, como los contadores inteligentes, son mas simples de instalar. Otros componentes esenciales, tales como el almacenamiento de energía a nivel de la red, avanza mucho más lentamente.

La implementación de redes inteligentes es un desafío multifacético. La inversión, regulación, modelos de negocio, la educación del consumidor, la seguridad cibernética y hasta tiempo en el espacio son factores que conducen a su desarrollo. La red actual de transmisión de energía de Estados Unidos ha evolucionado durante más de medio siglo hasta tomar su forma actual. Sin embargo, con redes inteligentes, el imperativo es impulsar una mayor adopción dentro de una década.

Hasta la fecha, los avances tecnológicos y los imperativos políticos han jugado su papel en el impulso de esta iniciativa. Para la Casa Blanca, una red inteligente no es puramente una cuestión de política federal si no de seguridad nacional. El reglamento establece las normas y varias entidades federales de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) y el NIST han asignado responsabilidades en la implementación de esta iniciativa. Los principales motores detrás de red inteligente a nivel nacional han sido subvenciones federales de la ley ARRA y otras legislaciones menores del Congreso. Por ejemplo, el estado de Maryland tiene un programa obligatorio que apunta a una reducción de los picos de potencia en un 14% para 2016, enmarcando así una mejora de la eficiencia.

La implementación de fijación dinámica de precios que incentive a los consumidores a cambiar sus patrones de uso de energía es una política que también esta siendo utilizada por otros países en el mundo, en particular Alemania y Dinamarca. Existe un concepto que puede simplificar la adopción de una red inteligente por parte del usuario final. El concepto de puerta de enlace se compone de contadores inteligentes que crean transacciones bidireccionales entre hogares y empresas de servicios públicos. Bajo este concepto, el usuario final puede controlar su consumo, puede ser alertado ante picos de consumo y puede fijar alarmas para reducir la

energía que consume.

La mayoría de los planes para redes inteligentes se centran en cambios significativos en la distribución de la energía residencial. La meta según el NIST es la eficiencia energética.

Otra cuestión es si la macro red inteligente y las tecnologías asociadas pueden hacerse un espacio de mercado viable que atraiga el capital más allá del estímulo del gobierno. Poner la electricidad generada por las energías renovables en la red depende de la construcción de más y diferentes líneas de transmisión de alto voltaje. Cómo la energía eólica desde Santa Cruz y Chubut llega al centro del país depende de la capacidad de construir líneas de transmisión.

Nuevos desarrollos tecnológicos pueden ayudar a la eficiencia en la transmisión. El descubrimiento de la **superconductividad de alta temperatura (HTS) en 1986 dio lugar a nuevos cables de transmisión y transformadores**. Las tecnologías HTS ofrecen **resistencia reducida y una mayor eficiencia de la transmisión**. Esto significa que **se podría recuperar una gran parte del 30% de la energía que se pierde cuando se la transporta desde El Chocon hasta Aluar**.

La visión del estado final de un mercado eléctrico modernizado es convincente. Los consumidores y proveedores por igual pueden transformar la manera en que manejan el consumo de energía. La competencia internacional para promover el crecimiento de los sectores de fabricación de energía limpia aumenta los incentivos para actuar con rapidez y decisión, para no quedarnos atrás en la carrera tecnológica que esta innovando las redes de transmisión de electricidad.

22.2 Alternativas a la expansión de la red

El sector de las energías renovables en Argentina no puede contar con la esperanza de que el gobierno proporcione una red preparada y lista para funcionar. El sector privado debe aportar su iniciativa, tanto en la creación como en la financiación de parques a lo largo de todo el país para facilitar que la transición sea más rápida. Una alternativa a la expansión primaria de la red es la creación de cooperativas regionales que mediante líneas de media y baja tensión puedan proveer a usuarios finales con energías limpias inyectándolas a la red.

Part IV.

Políticas públicas para las energías renovables

Argentina tiene una enorme potencialidad en materia energética desde el punto de vista de las energías tradicionales, y un potencial mucho mayor en el campo de las tecnologías renovables y la eficiencia.

La industria de las energías limpias es hoy una de las más dinámicas del mundo, con una tasa media de crecimiento anual de 36% durante los últimos seis años e inversiones por US\$ 257 mil millones en 2011. Cerca de 118 países han establecido políticas de apoyo o metas de utilización de energías renovables, en la búsqueda por diversificar la matriz energética y reducir su dependencia de los combustibles fósiles. De acuerdo con la Organización de las Naciones Unidas, el mundo requerirá un aumento en la producción de estas energías de hasta 20 veces para 2050. Argentina cuenta con políticas de promoción e incentivos a las energías renovables que están en línea con las tendencias mundiales.

Argentina es uno de los países líderes mundiales en la producción y exportación de biocombustibles. A su vez, cuenta con inmejorables condiciones naturales y técnicas para continuar expandiendo la producción de energía eólica e hidroeléctrica, así como con un gran potencial para desarrollar biocombustibles de segunda y tercera generación, energía solar, mareomotriz, geotérmica, y para la generación de energía a partir de biogás y biomasa.

El desarrollo de las energías renovables y limpias en Argentina se sustenta no sólo en su importante tradición industrial y su extraordinaria dotación de recursos naturales, sino también en una fuerza laboral altamente calificada en ingeniería y biotecnología. Algunas empresas argentinas tienen presencia en la región y el mundo, donde ofrecen su conocimiento y experiencia en la producción de biocombustibles, la generación de energía eólica y la provisión de aerogeneradores, así como en la construcción de plantas llave en mano de generación hidroeléctrica y elaboración de biocombustibles, junto con servicios relacionados.

23 LEY 27.191

Públicamente conocida como Ley de las energías renovables, la ley establece el Régimen de Fomento Nacional - Uso de fuentes renovables de energía - Producción de energía eléctrica con miras a lograr en 2025 el 20% del abastecimiento nacional de energía en base a las energías renovables.

Un estudio de la consultora KPGM explica de forma sintética cuales son las principales modificaciones regulatorias e impositivas que se detallan a continuación.

Con un amplio consenso parlamentario, y a casi una década de la precursora ley 26.190, se aprobó en el Congreso Nacional la ley N 27.191 (B.O. 21.10.15) "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica".

Recordemos que en una primera etapa de desarrollo de las energías renovables, se había determinado (ley 26.190) como meta alcanzar el 8% de participación de las energías renovables en la generación de energía eléctrica para el año 2016. La participación actual de las energías renovables es menor al 1%. La nueva ley postergó esa meta para fines del 2017.

Asimismo en una segunda etapa fijó como objetivo lograr una participación de las energías renovables del 20% para el 2025 en la generación eléctrica nacional. Para contribuir con dicho objetivo se han establecido nuevos incentivos y obligaciones a los participantes del sector.

A continuación se presenta una reseña de las modificaciones introducidas por la nueva ley.

23.1 Modificaciones regulatorias

1. Objetivo. Lograr una contribución de las fuentes de Energías Renovables del 8% al 31 de diciembre de 2017 y del 20% en forma escalonada, al 31 de diciembre de 2025.
2. Ámbito de aplicación. Se amplía el espectro de fuentes renovables definidas en la ley.
3. Financiamiento. Crea el Fondo Fiduciario de Energías Renovables (FODER), actuando el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas como fiduciante y fideicomisario y el Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario.

El objetivo del FODER es otorgar préstamos, realizar aportes de capital y otros instrumentos financieros aplicados a la ejecución de proyectos. El patrimonio del Fondo estará conformado por ahorros en combustibles fósiles, cargos específicos a la demanda, recupero de capital e intereses, dividendos o utilidades por la titularidad de acciones, etc.

El FODER podrá otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica.

4. Cuota. Los Grandes Usuarios con demandas superiores a 300 kW deberán cumplir obligatoriamente con los objetivos indicados, autogenerando o contratando la compra de energía de fuentes renovables, a un precio máximo de 113 USD/MWh.
5. Incumplimiento. La penalidad por no cubrir la cuota prevista, será equivalente a aplicar al faltante el promedio ponderado de 12 meses del Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica de generación con Gasoil de origen importado (aprox. 200 USD/MWh).
6. Ley de Sociedades Comerciales. A los efectos del art. 94 inciso 5) y art. 206 de la ley de sociedades comerciales (causales de disolución / reducción obligatoria de Capital social) se permite deducir de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto promovido.

23.2 Modificaciones impositivas

1. Escalonamiento decreciente de Beneficios según año de inicio de la inversión. Los beneficios son mayores en la medida que los proyectos se inicien antes.
2. Aplicación indistinta de Amortización Acelerada en Impuesto a las Ganancias o Devolución Anticipada de IVA. La anterior Ley establecía la necesidad de proceder con la elección solo de uno de ambos beneficios. Los beneficios se excluían entre sí.
3. Quebrantos por 10 años. Se extiende el periodo previsto para la compensación de quebrantos, llevándolo a 10 años.
4. Extensión eximición Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Los bienes afectados en las actividades promovidas extienden el plazo de eximición en el impuesto del tercer a octavo año de la puesta en marcha.
5. Impuesto Adicional Ley N 26.893. Se exime del impuesto adicional (10%) sobre la distribución de dividendos a las sociedades titulares de los proyectos del presente régimen, en la medida que los mismos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura nacionales.
6. Incorporación Bono Fiscal. Acreditándose un porcentaje de integración de componente nacional del 60% (se puede reducir hasta un piso de 30% en caso de inexistencia de producción local) en las instalaciones electromecánicas, se tendrá derecho a percibir un certificado fiscal. El mismo será equivalente al 20% del monto de inversión en componente nacional, y se podrá utilizar para el pago de impuestos nacionales.
7. Incrementos fiscales. Se permite a los beneficiarios del presente régimen trasladar al precio pactado de los contratos celebrados, los mayores costos resultantes derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones, etc.

8. Eximición derechos de importación. Los beneficiarios del presente régimen estarán exentos del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho por la introducción al país de bienes de capital, hasta el 31 de Diciembre de 2017.

24 LEY DE ENERGÍA RENOVABLE CON TARIFAS DE ALIMENTACIÓN

Quizás ninguna otra legislación ha sido copiada en todo el mundo tanto como la **Ley de Energías Renovables alemana (EEG)**, por lo que es una tremenda historia de éxito. La ley especifica que las energías renovables tienen prioridad en el mix de energías nacional y que los inversores en estas fuentes deben recibir una compensación suficiente para proporcionar un retorno de su inversión, independientemente de los precios de la electricidad en el mercado local. El alto nivel de seguridad de la inversión es un estímulo importante, sin contar con la industria que moviliza por detrás.

Esto es un aspecto muy favorable para Argentina, que tiene enormes recursos naturales para explotar, un sin fin de posibilidades de inversión si se garantiza seguridad jurídica, y la capacidad técnica y científica para desarrollar una industria competitiva en torno a las fuentes de energías renovables. Las tarifas de alimentación son fundamentales para establecer la prima de retorno del mercado y garantizar un valor razonable que acelere la recuperación de la inversión sería una de las principales razones por las que el esquema que se aplicó en Alemania daría grandes resultados en Argentina, contribuyendo a reducir el costo de las energías renovables.

Por el contrario, los sistemas de cuotas como los aplicados en UK no dan seguridad al inversionista o incentivos para asegurar que una amplia gama de proyectos de energías renovables se desplieguen para que puedan llegar a ser menos costosos en el mediano plazo.

A principios de 1990, Alemania estableció una política muy simple para promover la electricidad procedente de fuentes de energía renovables, incluyendo energía eólica, energía solar y pequeños generadores hidroeléctricos. En 2000, estas tarifas de alimentación se revisaron, ampliaron y aumentaron; cada tres o cuatro años, se revisan y la ley se modifica. La última revisión importante se hizo en agosto de 2014.

Gracias a estas revisiones periódicas, pactadas en la Ley, los propietarios de los parques solares y eólicos han garantizado el acceso a la red y han reducido sus costos de operación, reduciendo así el costo de los kWh entregados al mercado. Los operadores de red están obligados por ley a comprar energía renovable, con la intención de que las centrales eléctricas convencionales tienen que ser más costosas en el tiempo, de forma tal de que la energía renovable compense directamente la producción de energía convencional.

El contrato estándar de tarifas de alimentación que un proveedor firma con el aval de su futura utilidad es de dos páginas en Alemania. En contraste, Estados Unidos tiene acuerdos de compra de energía (PPA), que pueden contener más de 70 páginas de largo y son negocios individuales entre el vendedor y el comprador (por ejemplo, una empresa de servicios públicos).

En Alemania, las tarifas de alimentación tienen una garantía de 20 años, lo que sería algo inusualmente largo para las APP estadounidenses. No pasemos por alto un aspecto importante - se necesita un abogado, si no es un equipo de abogados, para formular un PPA, mien-

tras que en Alemania se trabaje en un sistema menos burocrático, que permita que cualquier inversionista privado, pequeño o grande, pueda vender su electricidad de forma simple.

24.1 Tarifas flexibles

Las tarifas de alimentación alemanas son bastante simples de explicar. Básicamente, se toma el costo de un sistema en particular, se divide esa cifra por el número de kilovatios-hora que se espera entregar "razonablemente" al sistema durante la vida útil del proyecto (generalmente 20 años), y se obtiene el costo de ese sistema por kilovatio hora. Se adiciona el retorno de la inversión (ROI) que se desea ofrecer, y se obtiene el sistema de primas. En Alemania, el ROI objetivo está generalmente alrededor del 5 al 7 %, aunque en Argentina este retorno podría ser mayor, para incentivar la instalación de estos proyectos.

Este enfoque permite también las distinciones que se hagan no sólo entre tecnologías (como la solar, eólica y biomasa), sino también entre los tamaños del proyecto de generación dentro del sistema. Después de todo, una planta fotovoltaica gigante producirá más electricidad que será más barata que el poder de generación de un gran número de tejados solares distribuidos en hogares. Al ofrecer diferentes tarifas de alimentación para los diferentes tamaños de los sistemas, se asegura la viabilidad económica de las diferentes aplicaciones, evitando así que las ganancias sean inesperadas o inequitativas para grandes proyectos.

El EEG establece objetivos muy ambiciosos. Por ejemplo, Alemania tiene previsto obtener por lo menos 40 a 45 por ciento de su energía de fuentes renovables para el año 2025, en contraste con el 20% esperado por la Argentina (Ley 27.191) y por lo menos el 80 por ciento de su energía de fuentes renovables para el año 2050. Este requisito legal para cambiar la generación de energía casi en su totalidad a las fuentes renovables es uno de los principales pilares de transición energética de Alemania.

24.2 Tarifas de alimentación subsidiadas

Las tarifas de alimentación no siempre conducen a precios innecesariamente altos. De hecho, Alemania tiene la energía solar más barata del mundo, no porque tenga más luz del sol que otros países, **sino debido a la certeza de la inversión y la madurez del mercado**, debido a su política de primas. La energía solar es mucho más barata en Alemania que en las mejores partes soleadas de los EE.UU., por ejemplo; la mayoría de las plantas de energía solar a escala comercial rentable todavía producen energía considerablemente más caras que las pequeñas plantas instaladas en Alemania. El Rocky Mountain Institute estima el costo de tejados solares comerciales (10-100 kW) en los EE.UU. a un nivel por encima de los cuatro dólares por W a finales de 2013, en comparación con alrededor de 1,5 dólares en Alemania.

Hasta 2008, cuando el cuello de botella en el suministro de silicio solar finalmente se solucionó por sí solo, los críticos de las tarifas de alimentación alemanas denunciaron que Alemania había estado pagando demasiado por la energía fotovoltaica, con su sistema de primas, bajando así las expectativas sobre el costo en el resto del mundo, incluidos los países en

desarrollo.

Los cambios en las tarifas de alimentación en Alemania para la PV no provocan que estos precios bajen; por el contrario, los políticos alemanes se han apresurado para reducir las tarifas de alimentación que brindan a la fuente solar para mantenerse al día con la caída de los precios. Los que una vez sostuvieron que las tarifas de alimentación subsidiadas alemanas mantenían el precio de la energía solar en el resto del mundo luego debieron explicar por qué los precios continuaron bajado mucho sin ser impulsados por los recortes en tarifas que realizó el gobierno alemán a sus tarifas de alimentación para la PV.

La verdad es que la energía solar se puede conseguir más barata, incluso si las tarifas se mantienen sin cambios, porque hoy existe un mercado competitivo. Si se desea instalar un techo solar, probablemente en Argentina tenga un costo alto, pero el retorno por hogar será alto en el mediano plazo.

24.3 Escalas técnicas

El esquema de tarifas de alimentación del EEG alemán tiene programadas reducciones en función del tiempo y del avance de los proyectos. Por lo general cada año para garantizar que el precio de la energía renovable siga bajando se programa un comité de evaluación que analice la actualidad del mercado de proveedores. Por la energía eólica y la solar, ahora hay también un "corredor de crecimiento" con una meta de 2,5 gigavatios por año. Si se supera ese nivel, las reducciones programadas se intensificarían.

Por desgracia, el diseño actual del mercado alemán tiene un defecto que en realidad hace que aumenten las tarifas al por menor para los consumidores cuando las energías renovables reducen la tarifa al por mayor para la industria. Esto se presenta como un inconveniente tanto para el avanzado sistema de tarifas alemán, como para un todavía inexistente esquema de tarifas en Argentina. La electricidad verde se vende en el mercado mayorista, y la diferencia entre las tarifas pagadas a los productores y los ingresos procedentes de las centrales de energía se transmite como el recargo de energía renovable cuando en realidad es producto del mix con las demás energías producidas. La solución a este problema, es de nuevo, insistir en la GENERACIÓN CERCANA, dándole la posibilidad a muchos pueblos pequeños, de que basen su matriz energética residencial en un 100% en energías renovables.

Para mantener la dinámica de desarrollo de las energías renovables en el mercado, las tarifas de alimentación para los sistemas recién instalados deben disminuir año a año. La "tasa de reducción progresiva" - escalonada, con tasas arancelarias previstas - depende de la madurez de las diferentes tecnologías. Los aranceles hidroeléctricos bajan en Alemania un uno por ciento por año, la energía eólica reduce su prima 0.4 por ciento por año, la PV un 0.5 por ciento por mes, y la biomasa un 0.5 por ciento por trimestre. Para la biomasa, fotovoltaica y eólica, la tasa de regresión depende en parte del volumen de mercado en el año anterior. Si el mercado PV cae por debajo de un gigavatio por año, las tasas pueden incluso aumentar, el mercado regula

esto.

El costo de estas tarifas de alimentación se transmite a los consumidores de energía. Para el año 2015, este recargo había elevado el precio de venta en alrededor de 6,1 centavos de dólar por kilovatio-hora - equivalente a más o menos una cuarta parte del precio de la electricidad al por menor (sin incluir la tarifa mensual de conexión). Estas inversiones no sólo reducen las importaciones de energía, sino también las emisiones de gases de efecto invernadero y reducen el costo de la resultante del cambio climático.

24.4 Cambios propuestos

Irónicamente, las tarifas al por mayor más bajas aumentan el recargo debido a la forma en que se calcula su pago - el precio mayorista de energía se reduce desde el costo de la energía renovable, y la diferencia se transmite como el recargo. Por lo tanto, como las energías renovables hacen que el mercado mayorista de energía sea barato, también parecían compensar una parte cada vez mayor del precio de la energía, por lo que los consumidores perciben la energía renovable como un factor de costo - simplemente por el diseño del cálculo.

Por el contrario, la industria intensiva en energía se está beneficiando enormemente de esta tendencia. No sólo por que generalmente pagan tarifas al por mayor, sino porque la industria de alto consumo energético y el sector ferroviario, en particular, están en gran parte exentos del pago de EEG. En otras palabras, los consumidores alemanes y pequeñas empresas abarcan actualmente una proporción desmesurada del costo de la energía renovable.

El recargo en las tarifas se debe diversificar, para no impactar de forma agresiva en los consumidores residenciales y para sostener la competitividad de la industria local. Los defensores de las energías renovables en Alemania están proponiendo reducir la cuota de exención en tarifas para la industria intensiva e incluso eliminar ciertas industrias que tienen altos ingresos y son altamente competitivas, ya que el sector ya se beneficia de bajos precios al por mayor, gracias a las energías renovables y debe tender gradualmente a compartir una mayor parte de la carga.

Para dar un ejemplo de esto, se ha estimado que el recargo de tarifas habría sido de alrededor de 4 centavos de dólar por kilovatio-hora en 2015 (en lugar de 6,1 centavos de dólar) si se hubiera requerido a la industria intensiva pagar una tarifa un poco mayor en relación a la tarifa residencial.

25 COMERCIO DE EMISIONES

Un sistema de comercio de emisiones establece un límite a las emisiones para el largo plazo. En la UE, esta política es el principal instrumento para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria, el sector eléctrico, y más recientemente el sector de la aviación.

Este tipo de programas tienden a brindar soluciones rápidas en el mediano plazo, sin embargo, suelen carecer de ambición y poseen demasiadas lagunas - un resultado que no es ninguna sorpresa, ya que la política debe hacer concesiones para que las industrias contribuyan a reducir sus emisiones en un marco de comercio de carbono. Estas concesiones incluyen compensaciones, objetivos poco ambiciosos, y la falta de ajustes ante las crisis económicas.

25.1 Emisiones del sector industrial

En general, el objetivo es limitar las emisiones de los distintos sectores. Cada año, la cantidad de carbono que se puede emitir se reduce, ejerciendo presión sobre las empresas para reducir sus emisiones mediante la inversión en medidas de eficiencia o la compra de derechos de emisión de otros emisores. De esta forma, se pueden comprar derechos de emisiones para satisfacer la generación de gases que no se redujeron y de esa forma financiar iniciativas de generación limpia.

Este sistema genera algo que no es presente en el mercado, un precio para el carbono. Los defensores del comercio de emisiones señalan que siempre se elige la solución menos costosa. Por ejemplo, podría ser barato para una empresa de electricidad cerrar una planta de carbón y cambiar a gas natural o instalar junto con subsidios plantas de energías renovables para reemplazar esa capacidad.

Como resultado de ello, la empresa no puede emitir más carbono y pasa a tener certificados de emisión de carbono para venderle a otras empresas. De esta forma, en un largo plazo las emisiones se reducen y el mercado del carbón se puede limitar al comercio de certificados entre empresas mas y menos eficientes en materia de energías limpias.

25.2 Límites de acuerdo a la demanda

El EU-ETS ha tenido un comienzo lleno de baches. Lanzado en 2005 en una fase piloto, se revisó exhaustivamente en 2009/2010. El precio del carbono se mantuvo bajo, dando así poco incentivo financiero para cambiar de combustibles emisores de carbono a combustibles con bajo contenido de carbono. Sin embargo, la plataforma no poner un tope a las emisiones, por lo que la eliminación nuclear de Alemania no dará lugar a más emisiones. El ETS limita el sector de la energía, por lo que las emisiones de carbono de Alemania no pueden elevarse por encima de ese nivel con o sin energía nuclear.

Una serie de fallas de diseño han mantenido el sistema de emisiones estancado. Para empezar, cuando la fase piloto se inició en 2005, un generoso volumen de certificados fue entregado de forma gratuita a los principales emisores. El resultado fue, sin embargo, que los precios de la energía aumentaron debido a que las empresas trasladaron a los consumidores el valor de los certificados que habían recibido de forma gratuita. Desde 2013, los certificados no se han asignado de forma gratuita, han sido todos subastados para el sector eléctrico de forma que los principales emisores de carbono finalmente tuvieron que pagar por la totalidad de sus derechos de emisión de carbono.

La recesión económica desde 2008 y otros factores, en parte desconocidos, provocaron que muchos derechos de emisión se encuentren todavía en circulación. En 2014, la UE ya había alcanzado su objetivo para 2020 en la plataforma electrónica europea. Como resultado, no se espera que los precios del carbono suban desde el nivel actual de alrededor de 5 euros por tonelada a los 30-50 euros inicialmente previstos en 2005.

Un problema importante sigue siendo el papel de las compensaciones, que se ampliaron a partir de 2013. Básicamente estas permiten a las empresas europeas reducir sus emisiones, no en casa, pero en los países en desarrollo, con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Por desgracia, el requisito de estas compensaciones "adicionales" pueden lograr que las regulaciones ambientales que se realicen no sean tan estrictas en Alemania debido a que estas empresas prefieren reducir sus emisiones en países con menos regulaciones. Este quizás es el punto mas controversial de esta medida, que en Argentina no sería un problema, ya que la mayoría de los emisores tienen sus principales casa en el país.

En general, la crítica de las compensaciones se centra en la cuestión de si los países desarrollados "externalizan" demasiado de sus responsabilidades de reducción de emisiones para los países en desarrollo, evitan así cambios estructurales en su propia economía. En la siguiente fase de la EU-ETS, por ejemplo, las empresas alemanas pueden alcanzar hasta el 50 % de su reducción de emisiones obligatoria con compensaciones - un nivel que muchos creen que es demasiado alto.

25.3 El comercio de emisiones a nivel internacional

A nivel internacional, el comercio de emisiones ha estado creciendo a un ritmo mucho mas lento que en la UE. No obstante, la política es aplicable en todo el mundo debido a que no tiene restricciones de tipo geográfico, sino simplemente de servicios.

California comenzó su propio programa de "cap and trade" en 2013, y el precio del carbono es superior al de la UE; este programa a su vez se complementa con la plataforma de comercio de emisiones voluntarias a lo largo de la costa este de los EE.UU. denominada RGGI. China por su parte puso en marcha recientemente una plataforma piloto en siete provincias.

Por último, vale la pena mencionar que Alemania es uno de los pocos países que no sólo cumplieron con sus objetivos de Kioto, sino que superó dichos objetivo gracias a este programa.

Alemania tenía un objetivo relativamente ambicioso de una reducción del 21 por ciento por debajo del nivel de 1990 a finales de 2012 (el objetivo del Reino Unido era una reducción del 12,5 por ciento). Es importante aclarar que el 10 por ciento de las emisiones que se redujeron tienen que ver con una situación especial de la antigua Alemania Oriental, cuyo decrepito sector industrial fue cerrado o renovado en la década de 1990. No obstante, Alemania amplió el margen de sus reducciones en un 24,7 por ciento a finales de 2012 y a finales de 2014, la reducción alcanzó el 27 por ciento.

Alemania, sin embargo, no está en camino de alcanzar su objetivo de reducción de las emisiones de Co2 para 2020 de un 40 por ciento. Se necesita una acción política adicional y es importante tomar nota de eso para la aplicación de un plan similar en Argentina. En diciembre de 2014, el gobierno adoptó un Plan de Acción Climática para ayudar a cerrar esta brecha de emisiones, y en la primavera de 2015, el gobierno también estaba discutiendo las limitaciones de emisiones de las centrales de carbón más nuevas del país.

26 FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

Gravar a los malos, no a los buenos. Se pueden recaudar fondos fiscales aplicando pequeños adicionales a los impuestos que pagan actividades que son perjudiciales para el medio ambiente (como el consumo de combustibles fósiles). Este tipo de contribución termina siendo neutral o hasta incluso positiva en los bolsillos de la población y de las arcas publicas.

En Argentina, hay muchas actividades contaminantes que son incluso poco eficientes y que pueden ser gravadas. Se puede establecer un impuesto sobre el petróleo, un impuesto que no supere los 30 centavos por litro de combustible. También se pueden gravar las actividades mineras a cielo abierto.

La fiscalización ambiental es neutral para los ingresos del estado, lo que significa que compensa un flujo de egresos en otro lugar. Este es el caso de la "ecotasa alemana", los ingresos de este gravamen se utilizan para financiar las energías renovables, aunque la mayor parte se utilizó para bajar los impuestos que las empresas pagan por su personal, porque el gobierno alemán comprendió que el principal impedimento para el crecimiento es lo que las empresas alemanas pagan por el alto costo de trabajadores calificados.

En Argentina, se debe implementar un eco-impuesto que tenga incrementos anuales definidos por inflación, variables según la actividad y el tipo de segmento social que se esta gravando. Todo lo que se abona en concepto de este impuesto, debe ser destinado a la ampliación del porcentaje de energías renovables en la matriz energética. Esto, analizado al mediano y largo plazo puede representar una de las mayores inversiones históricas en materia de infraestructura financiadas con los impuestos estatales.

26.1 Gravar a los malos, no a los buenos

La idea de que un impuesto pagado en una estación de servicio debe ayudar a compensar las inversiones en energías renovables puede sonar contraproducente desde el punto de vista comunicacional, pero en realidad ayuda a la neutralidad fiscal, porque el dinero que ingresa por estos impuestos se destina al presupuesto de áreas que le devuelven al contribuyente mas de lo que aporta.

Impuestos al alcohol, al tabaco y al uso de fertilizantes pueden servir para incentivar la conciencia ciudadana sobre las cosas que nos hacen bien y las que nos hacen mal. Gravar estas cosas, minimamente, no representa una perdida en los ingresos de quienes las producen y traslada parte de esa ganancia a las arcas del estado que lo retribuyen en obras y servicios. Cuando se analiza la ecuación a corto plazo puede arrojar un saldo negativo o neutro, pero sin dudas a mediano y largo plazo el resultado es mas que positivo.

Para dar un ejemplo del impacto de gravar con pequeños valores estas actividades, tomemos el caso de las naftas. En febrero de 2014, se consumieron 653,88 millones de litros de naftas, si se agrega un impuesto de 10 centavos, se pueden generar ingresos por 65.3 millones de pesos.

Esto se traduce en la creación de puestos de trabajo y en la suma de energías limpias a la red de interconectado nacional.

27 GENERACIÓN COMUNITARIA

Argentina puede llegar a obtener el 20 por ciento de su suministro de energía en unidades de cogeneración, es decir, mediante cooperativas locales que inyecten energía en la red. De esta forma, se reduce la necesidad de adaptar las redes de alta tensión. Mediante la instalación de cooperativas energéticas, se puede lograr un mejor financiamiento de parques a medida de la necesidad de cada lugar y conectarlos directamente a la red local.

Por ello, crear una normativa que incentive y provea beneficios fiscales a los contribuyentes, debe ser un pilar en la transición energética. Una Ley de Cogeneración pagaría en poco tiempo bonificaciones en relación con el tamaño del sistema, independientemente de la materia prima.

Aunque es posible contar kilovatios-horas de calor del mismo modo que contamos kilovatios-hora de electricidad, Argentina nunca las ha diferenciado, en parte porque utiliza los mismos combustibles para la generación de ambas. Con una Ley de Cogeneración se podrían establecer tarifas diferenciales para la electricidad que permitan recuperar la inversión realizada y obtener beneficios sobre la energía que se vende a la red.

La cogeneración no solo significa cercanía, significa recuperar parte del calor residual de un generador de energía aumentando así la eficiencia global de consumo de combustible. Debido a que el calor puede ser almacenado mucho de forma más sencilla y eficiente que la electricidad, tales unidades podrían intensificar la energía producida y almacenar calor.

El proyecto de ley debe establecer una bonificación por cada kilovatio-hora de energía producida por la unidad de cogeneración, de esta forma se incentiva la eficiencia de la capacidad instalada. El mayor beneficio de la cogeneración es el almacenamiento de calor y también el diferencial de energía producido.

En los países donde se incentiva esta propuesta (Alemania, Dinamarca y Noruega) se busca reducir el consumo de energía primaria en un diez por ciento en comparación con el suministro de la misma cantidad de calor y electricidad a partir de generadores independientes. Esta iniciativa tuvo buenas repercusiones en dichos países ya que colabora en 3 formas muy definidas: incentiva la diversificación de la matriz, contribuye a la eficiencia energética y crea nuevas cooperativas eléctricas que no dependen de redes de alta tensión para la distribución de su electricidad.

En 2013, Alemania obtuvo 16,2 por ciento de su suministro de energía neta procedente de la cogeneración (96 TWh). Aproximadamente la mitad de la electricidad que proviene de las unidades de servicios públicos, con una tercera parte de la industria. El resto proviene de unidades más pequeñas, usualmente comunitarias. Además, estas unidades de cogeneración cubrieron alrededor del 20 por ciento de la demanda pico del año (200 TWh).

28 GENERAR CERCA, AHORRAR ENERGÍA

El transporte de energía desde la fuente de generación hasta el punto de consumo siempre implica algunas pérdidas. Estas aumentan la carga eléctrica total y, por tanto, requieren generar más electricidad, con la consiguiente pérdida de recursos. En conjunto, las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución representan entre el 6 y el 7,5 % de la energía eléctrica total producida. Típicamente, las pérdidas son, aproximadamente, 3,5 % en el sistema de transmisión y 4,5 % en el sistema de distribución. Las pérdidas varían mucho según la configuración de la red, la ubicación y la producción de los generadores, y localización y demanda de los clientes.

En particular, las pérdidas durante períodos de fuerte carga o en líneas fuertemente cargadas suelen ser mucho mayores que en condiciones de carga ligera. Esto se debe a que para la mayor parte de los dispositivos de entrega de energía eléctrica se puede suponer que existe una relación cuadrática entre las pérdidas y el flujo de la línea. Las pérdidas T+D anuales estimadas superan los 2.000 millones de dólares (cálculo basado en el precio medio nacional de la electricidad al por menor y en las pérdidas T+D totales en 2013).

Durante los últimos años, las pérdidas T+D en Argentina han tendido claramente a aumentar, debido sobre todo al incremento de transacciones de electricidad y al ineficiente funcionamiento de los sistemas T+D.

La energía eléctrica generada por las centrales se suministra a los usuarios finales, situados a cientos o miles de kilómetros, a través de una red de cables de transmisión y distribución interconectados. Entre los componentes básicos de esta red están las torres de transmisión, conductores/cables, transformadores, interruptores, condensadores/reactores, dispositivos HVDC/FACTS y equipos de supervisión, protección, y control. En general, la red que transmite energía a largas distancias, desde las centrales eléctricas hasta las subestaciones próximas a los núcleos de población, se denomina red de transmisión masiva de energía eléctrica y opera a altas tensiones.

El sistema de distribución, que entrega energía desde la subestación hasta los usuarios finales, a distancias más cortas, está menos interconectado y opera con tensiones más bajas. El sistema de transmisión y distribución (T+D) se diseña para garantizar una operación fiable, segura y económica de la entrega de energía, sujeta a la demanda de la carga y a limitaciones del sistema.

Un sistema T+D puede diseñarse para que proporcione tres niveles de servicios:

- El primer nivel de servicio proporciona el mínimo nivel de conectividad y capacidad de transferencia de energía en condiciones normales de operación. Es el servicio más básico. Si este servicio no satisface sus requisitos, peligrará el desarrollo de las áreas servidas.

- El segundo nivel de servicio tiene en cuenta un margen de seguridad para proporcionar un servicio seguro y fiable a los consumidores en caso de que en los componentes se produzcan averías admisibles. Este nivel requiere rutas redundantes entre las centrales eléctricas y los consumidores y, por tanto, un mayor nivel de redundancia de la capacidad T+D.
- El tercer nivel de servicio permite optimizar diversos recursos de energía distribuidos geográficamente para conseguir el máximo bienestar social. Esto puede incluir el optimizar el uso de las diversas centrales eléctricas para reducir los gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global, y maximizar el rendimiento económico total satisfaciendo la demanda de energía con transacciones energéticas hechas según las reglas del mercado. Tales optimizaciones son simplemente imposibles si no se dispone de suficiente capacidad T+D, más allá del nivel requerido por el segundo nivel de servicio.

Desafortunadamente, la mayoría de los sistemas T+D del mundo sólo llegan al segundo nivel de servicio, y parcialmente al tercero. Los apagones de los últimos años evidencian la falta de fiabilidad y capacidad de optimización de los sistemas T+D en todos los continentes y particularmente en países en vías de desarrollo donde no se pone el foco en brindar servicios de calidad.

28.1 Tecnologías para mejorar la eficiencia del sistema

Las opciones tecnológicas para mejorar la eficiencia de un sistema de transmisión y distribución se pueden clasificar en tres categorías:

- Ampliar la capacidad de transmisión y uso óptimo de los recursos de generación.
- Optimizar el diseño y las operaciones del sistema de transmisión y distribución para reducir las pérdidas totales de energía.
- Crear nuevas normas industriales para aparatos eléctricos energéticamente eficientes.

Existen tres opciones tecnológicas principales para aumentar la capacidad de transmisión: construir nuevas líneas (de CA o CC), ampliar la capacidad de las líneas existentes y utilizar las líneas existentes más cerca de sus límites térmicos.

28.1.1 Construcción de nuevas líneas

Hay dos opciones tecnológicas para las nuevas líneas: CA de alta tensión (HVAC) y CC de alta tensión (HVDC). Los imperativos térmicos limitan generalmente las capacidades de transmisión de las líneas HVAC a 400 MW para 230 kV, 1.100 MW para 345 kV, 2.300 MW para 500 kV y unos 7.000 MW para 765 kV. Sin embargo, además de estas restricciones térmicas, la capacidad de los sistemas de transmisión de CA también depende de las limitaciones de

tensión, de estabilidad y de operación del sistema. En consecuencia, la capacidad de entrega de energía eléctrica de largas líneas de transmisión HVAC suele ser inferior a estos valores.

La transmisión HVDC es más eficiente para la transferencia masiva de energía a largas distancias (por ejemplo, más de 600–1.000 km) con líneas aéreas. Los sistemas HVDC tienen una capacidad de transporte entre 2 y 5 veces la de una línea de CA de tensión similar. El impacto medioambiental de HVDC es menos grave que el de las líneas de corriente alterna, ya que se necesita menos terreno para derechos de paso).

A menudo, HVDC se ha utilizado para interconectar sistemas de CA si no es posible establecer enlaces de AC por falta de estabilidad del sistema o por diferencias de frecuencia nominal de los dos sistemas. Además, la transmisión HVDC se usa también para cables submarinos de más de 50 km de longitud, ya que la transmisión HVAC es poco práctica por las altas capacidades del cable (de lo contrario, se requerirían estaciones de compensación intermedias).

Un reciente desarrollo en transmisión HVDC utiliza un convertidor de fuente de tensión compacto con tecnología IGBT), haciendo posible una mejor calidad de suministro en redes eléctricas de CA. Esta tecnología, que utiliza pequeñas estaciones convertidoras de bajo perfil y transmisión de cables submarinos, reduce el impacto medioambiental. Llamada HVDC Light™, esta tecnología crea nuevas posibilidades para mejorar la calidad del suministro en redes eléctricas de CA por medio del control rápido e independiente de la potencia activa y reactiva, soporte de potencia de emergencia y posibilidad de arranque tras un apagón.

28.1.2 Ampliación de líneas existentes

Hay tres formas de aumentar la capacidad de las líneas existentes: elevar la tensión, aumentar las dimensiones y/o el número de conductores por fase o usar materiales conductores a alta temperatura. Elevar la tensión de una línea reduce la corriente requerida para transferir la misma potencia. Por ejemplo, un aumento desde 230 kV hasta el siguiente nivel de tensión de 345 kV, aumenta la capacidad de una línea desde unos 400 MW a 1.100 MW.

Puesto que, aproximadamente, la resistencia de un conductor es inversamente proporcional a su sección transversal, aumentar la sección transversal o añadir conductores paralelos aumenta la capacidad de transporte de corriente de la línea. Por ejemplo, una línea de 230 kV puede aumentar su potencia de 400 MW a 1.100 MW añadiendo nuevos conductores, mayores y dispuestos en haz.

Los recientes avances tecnológicos en el área de conductores a alta temperatura proporcionan una forma efectiva de mitigar cuellos de botella limitados térmicamente para líneas de corta y media longitud. Un conductor a alta temperatura es capaz de transmitir entre el doble y el triple de corriente que las líneas eléctricas convencionales (es decir, conductores reforzados de aluminio-acero, ACSR) del mismo diámetro sin aumentar cargas estructurales.

Para las opciones mencionadas (aumento de tensión o conductores nuevos y más grandes) se usa el mismo derecho de paso y normalmente no se necesita utilizar nuevos terrenos. Sin

embargo, debido al mayor peso de los nuevos conductores o a los nuevos requisitos de aislamiento, puede ser necesario reforzar o reconstruir las torres. Es posible, también, que sea necesario sustituir el equipo principal de las subestaciones, como los transformadores y interruptores.

28.1.3 *Uso pleno de la capacidad de transmisión*

En muchos casos, las líneas de transmisión operan muy por debajo de su capacidad de carga térmica debido a limitaciones de tensión, de estabilidad o de operación del sistema. Existen varias tecnologías que mejoran el uso de la capacidad de transmisión. El regulador del ángulo de fase (PAR) se utiliza de forma generalizada para superar las limitaciones térmicas asociadas a problemas de "flujo en caminos paralelos" o de "flujo en bucles". La compensación de condensadores en serie es otra tecnología comúnmente utilizada para aumentar la capacidad de transferencia de las líneas de transmisión HVAC de larga distancia.

Se puede utilizar una familia de dispositivos basados en tecnología electrónica de corrientes fuertes, conocidos frecuentemente como dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System), para habilitar un mejor uso de líneas y cables y otros equipos asociados como son los transformadores. El más sencillo de estos dispositivos lo constituyen las baterías de condensadores y reactores controlados mediante tiristores (SVC), que se han utilizado frecuentemente para proporcionar una rápida compensación de potencia reactiva en puntos críticos de la red de transmisión.

Otro dispositivo comúnmente utilizado son los condensadores en serie controlados mediante tiristores (TCSC), que pueden proporcionar compensación de potencia reactiva además de amortiguar las oscilaciones del sistema eléctrico.

Un uso más sofisticado de la electrónica de corrientes fuertes se emplea en los llamados compensadores síncronos estáticos (STATCOM). Este dispositivo puede absorber y entregar potencia reactiva al sistema en función de las fluctuaciones de tensión del sistema. El más refinado de estos dispositivos es el Unified Power Flow Controller (UPFC). El UPFC puede regular tanto la potencia real como la reactiva en una línea, permitiendo un rápido soporte de tensión y control del flujo de potencia. Se estima que los dispositivos FACTS pueden ampliar la capacidad de transmisión de líneas actualmente limitadas por consideraciones de tensión o de estabilidad hasta entre el 20 y el 40 %.

28.2 Reducir pérdidas de energía optimizando el diseño y la operación de la T+D

A continuación enumeramos algunas de las técnicas de reducción de pérdidas más utilizadas en el diseño y funcionamiento de sistemas T+D y que permiten conseguir más eficiencia.

- Sustituir un conductor por otro mayor o añadir otros conductores en paralelo.
- Ajustes de la tensión: adaptar una parte de la red de transmisión o distribución para un nivel de tensión más alto.

- Optimización de la tensión compensando la potencia reactiva, instalar recursos de potencia reactiva en puntos seleccionados para minimizar la transferencia de potencia reactiva en las redes T+D.
- Uso de HVDC para entregar energía directamente a los mayores centros de carga.
- Igualación de carga de fases.
- Los materiales superconductores a temperaturas iguales o cercanas a la del nitrógeno líquido tienen la capacidad de conducir electricidad con una resistencia nula. Los cables superconductores a alta temperatura (HTS), actualmente en desarrollo, pueden transportar entre tres y cuatro veces la potencia de los cables convencionales con conductores de cobre, y pueden sustituir a las líneas o cables de transmisión en aquellos puntos donde las limitaciones medioambientales y de espacio imposibilitan el uso de líneas aéreas. Las pérdidas de carga de los cables HTS serán mucho menores que las de las líneas aéreas o cables convencionales, incluso considerando la potencia requerida para refrigeración. Un importante suministrador de superconductores alega que las pérdidas en los cables HTS son sólo el 0,5 % de la potencia transmitida en comparación con el 5–8 % que se pierde en los cables de potencia tradicionales. Además, el uso de superconductores sustituyendo al cobre en los devanados de transformadores puede reducir notablemente las pérdidas de carga. En el caso de un transformador de 100 MVA, las pérdidas totales (pérdidas de carga, pérdidas en el núcleo y potencia de refrigeración) pueden ser del 65 al 70 % de las pérdidas producidas en un transformador convencional.

Otras importantes tecnologías y prácticas de diseño que pueden aumentar la eficiencia de la red:

- Más líneas de distribución subterráneas, que podrían reducir hasta el 80 % de las pérdidas de distribución.
- Redes de distribución de CC
- Microrredes para eliminar la transmisión a larga distancia.
- Diseño de redes inteligentes automatizadas
- Sistemas de control online en tiempo real.
- Gestión de carga con mediciones inteligentes.
- Dispositivos de almacenaje de energía.

El potencial estimado de mejora de la eficiencia energética por reducción directa de las pérdidas de transmisión y distribución supera el 4 % de la energía total entregada; esto representará un valor 6.000 millones de pesos anuales.

29 LEY CALEFACCIÓN MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

Establecer una "Ley de Calor Renovable", que tenga como objetivo aumentar la proporción de calor renovable al 20 por ciento en 2030. Los propietarios de nuevas construcciones deben estar obligados a obtener una cierta parte de su calefacción a partir de energías renovables, y los dueños de casas antiguas obtener apoyo financiero para las renovaciones. Esta financiación se puede establecer mediante un fideicomiso, como se realizó en Alemania y Noruega, que permita la creación de hornos de biomasa que transformen residuos en gas, de forma tal que se facilite el intercambio de calefacción sin afectar las construcciones de manera física.

En 2009 - mucho antes de la catástrofe de Fukushima - se aprobó la Ley de Calefacción mediante Energías Renovables de Alemania, lo cual significó un gran logro en el auto-abastecimiento de gas del país europeo. Su objetivo fue aumentar la proporción de calor renovable a 14 por ciento en 2020. Los nuevos propietarios de edificios - los particulares, las empresas y el sector público, incluso si el edificio se alquila - están obligados a obtener una cierta parte de su calor a partir de renovables (tales como colectores solares, bombas de calor o una caldera de leña). Los propietarios pueden elegir cómo cumplir con estas obligaciones a su discreción. Aquellos que no deseen utilizar las energías renovables pueden utilizar más aislamiento o conseguir el calor de las redes de calefacción urbana o unidades de cogeneración.

Debido a que los sistemas de calefacción renovables se pueden planificar desde el principio cuando se construyen nuevos edificios, la Ley de Energías Renovables de calefacción sólo se aplicaría a este sector. En edificios existentes, el gobierno podría apoyar reformas de los sistemas de calefacción con un Programa de Incentivos de Mercado (PIM), que sea instituido mediante un fondo coparticipable. Este programa tendría el objetivo de apoyar principalmente edificios existentes; solo algunos nuevos edificios podrían ser elegibles sólo para ciertos tipos de innovaciones. Los propietarios de viviendas, pequeñas y medianas empresas, autónomos y municipios pueden solicitar financiación especial para los siguientes tipos de sistemas:

- pequeños y grandes colectores de calor solar
- hornos de biomasa como combustible con sistemas de alimentación automática
- gasificadores de leña de alta eficiencia
- sistemas de calefacción urbana, almacenamiento de calor y tuberías de biogás
- sistemas de suministro de calor geotérmico.

30 IMPLEMENTAR UNA SMART GRID

La transición energética requerirá que funcione adecuadamente la infraestructura; en particular, la red eléctrica tendrá que adaptarse y volverse más inteligente. La red actual está diseñada para transportar la electricidad desde las generadoras y llevarla a los consumidores, pero el futuro será más complejo si se toman en consideración las medidas tendientes a lograr una eficiencia energética.

El paradigma actual se basa en grandes centrales eléctricas que suministran energía a la red de transporte, pero en el mediano y largo plazo este paradigma deberá mutar hacia una red preparada para parques solares y turbinas eólicas (tanto en tierra como en alta mar). Este nuevo paradigma puede simplificar mucho la red de transporte, ya que solo se requerirían redes troncales redundantes que sirvan de transporte entre los extremos del país, y redes mas pequeñas que conecten los parques de energía limpia con las ciudades mas cercanas.

Estas líneas se utilizarán también para el comercio de energía con otros países cuando haya sobre-producción. En los niveles de baja tensión y media tensión de la red, un número creciente de pequeños generadores distribuidos - paneles solares, unidades de co-generación, turbinas eólicas individuales y pequeños parques eólicos - se conectan y controles automatizados podrían asegurar que todo funcione correctamente, balanceando la carga en tiempo real como en las principales redes eléctricas del mundo. La red será más inteligente cuando se logre tener un balance automático.

30.1 Desafío

Un Smart Grid es más que una colección de "dispositivos inteligentes". Es una red interconectada de componentes inteligentes gestionados por un sistema operativo (OS) que permite tomar decisiones basadas en estadísticas actualizadas en tiempo real. El sistema operativo recibe entradas desde los sensores y dispositivos de medición que están situados a lo largo de la red de energía a partir de donde la energía se introduce y se extiende hasta donde se consume.

Las redes inteligentes deben ser extremadamente flexibles, ya que los usuarios pueden tanto consumir energía como suministrarla a la red. Sin la capacidad de apoyar esta flexibilidad, la red no puede ser "inteligente".

Aunque el progreso ha sido constante, también ha sido lento. La inclusión de la financiación de iniciativas de redes inteligentes es un tema pendiente en el presupuesto nacional y en los planes del Ministerio de Planificación, que prefiere la creación de grandes generadores concentrados, a la diversificación del suministro.

El Plan de Estímulo para crear una red inteligente se puede estimar en mil millones de pesos para comenzar con la automatización de los grandes generadores y los centros de distribución,

que se ajustará 50-50 por utilidades (un adicional de \$ 500 millones) en los dos años posteriores al comienzo del programa, administrado entre los generadores y el estado. Aunque es un gran número, es una pequeña fracción del costo total para mejorar la red de energía del país. Entonces, dónde debe gastarse el dinero para proporcionar el mayor beneficio?

Las opciones son aún más complicadas debido a que el concepto de Smart Grid está todavía en su infancia y es algo más teórico. Sabemos que debe ser "inteligente"; sabemos que debe contener sensores y dispositivos de medición; sabemos que debe ser controlado por sistemas de software robustos.

Sin embargo, el "arte" de la gestión de forma óptima las redes eléctricas sigue evolucionando. La industria de la Smart Grid es muy consciente de que la financiación se ha previsto para crear rápidamente un gran número de nuevos puestos de trabajo. El despliegue de redes inteligentes es sólo una de las muchas maneras de lograr el fin de optimizar, ser más eficiente y generar trabajo.

30.2 Generar empleos

Hay muchos tipos de dispositivos que podrían ser parte de una red inteligente. Desde la perspectiva del empleo, probablemente no hay mucha diferencia en la fabricación de estos dispositivos. Sin embargo, hay una opción clara cuando se considera la instalación de estos dispositivos - la instalación de contadores inteligentes. A diferencia de todos los demás equipos en la planta exterior, la instalación de contadores se realiza mediante una fuerza de trabajo que requiere sólo una mínima cantidad de entrenamiento. En todos los demás casos, las cuadrillas de instalación requieren una amplia formación.

Es poco probable que suficientes instaladores podrían ser entrenados para la sustitución generalizada de distribución o planta de transmisión electrónica y tener un impacto significativo sobre el empleo a nivel nacional. La sustitución de dispositivos tales como transformadores, baterías de condensadores, reconectores, etc. requieren personal altamente capacitado. En muchos casos, estas cuadrillas también requieren equipos costosos, tales como camiones e instrumentos de medición. Aunque la mayoría de los servicios públicos tienen cuadrillas que realizan este trabajo, los equipos representan un pequeño porcentaje del personal de servicios públicos. Las compañías de contratos de servicios públicos no están disponibles para apoyar este tipo de trabajo, su planta de empleados son demasiado pequeñas para hacer frente a una instalación a nivel nacional en el nivel necesario para un "Plan federal de redes eléctricas".

En contraste, los medidores inteligentes se instalan de forma simple, requieren una formación básica. Rara vez se consiguen electricistas con licencia, por lo que se requerirá formar previamente a técnicos para la tarea. Estos nuevos empleados deben demostrar el nivel necesario de destreza manual y aprobar un programa de formación especializada de electricidad domiciliaria.

Otra área crítica de empleo será la que involucre a los ingenieros de software y los ingenieros relacionados. Una red no puede ser "inteligente" sin un sistema operativo escalable y robusto que permita relacionar todos los datos proporcionados por los sensores y dispositivos de medición. En realidad, cada aplicación debe actualizar o reemplazar muchos de los sistemas de software existentes, y se deben integrar todos estos sistemas juntos para que puedan tranzar la información entre sí. Este es un esfuerzo a largo plazo que va a durar más allá del periodo de re organización de la red eléctrica, porque involucra muchos procesos que serán posteriores a la construcción de la capa física. También, debido a que tales ingenieros ganan mucho más dinero que los instaladores, su impacto sobre el empleo será menor. Por otra parte, estos son algunos de los "mejores" puestos de trabajo que se crearían con la transformación de la red eléctrica.

El número de cuadrilleros que serán contratados es una función lineal del número de unidades que se pueden instalar. En este análisis, se supone que de los \$ mil millones disponibles para comenzar con la Smart Grid, \$ 100 millones se destinarán a proyectos de demostración de la electrónica de distribución y plantas de transmisión y \$ 200 millones se destinarán a la ingeniería del software asociado a los proyectos de redes inteligentes. Los restantes \$ 700 millones se utilizarían para la instalación de medidores inteligentes.

Se crearían aproximadamente unos 1000 puestos de trabajo a partir de la instalación. Estos trabajos incluyen equipos técnicos de campo, inspectores de sitio, equipos de depósito, entrenadores, planificadores, contadores, etc.

30.3 El rol del sector IT

Si se asigna \$ 200 millones para los sistemas de software, y si \$ 100 millones es el costo de adquisición del software, entonces el resto del dinero sería para la integración del mismo. La generación de trabajo podría involucrar a ingenieros de software con salarios que rondan los \$ 300000 por año, y luego otros 1000 programadores jóvenes podrían ser contratados a \$ 180000 por año.

Estos ingenieros de software se mantendrían ocupados por dos a cuatro años después de la financiación de la capa física del proyecto, terminando el trabajo de integración de sistemas. En el cuarto año, estos ingenieros probablemente verían incrementado su salario y también su experiencia, lo que les permitiría insertarse en otros sectores del mercado con un back de integración de sistemas en uno de los proyectos mas desafiantes de la infraestructura argentina.

30.4 Estimular una inversión inteligente

No hay suficiente dinero para transformar totalmente la red eléctrica en poco tiempo, ni siquiera lo hay para transformarla en etapas en el mediano plazo. El plan de upgrade de la red tiene como prioridades la sensorización de los consumos, la sustitución generalizada de los transformadores, bancos de condensadores reconectores, subestaciones, etc., en las plantas de distribución de servicios públicos y de transmisión eléctrica. Además, se deben

financiar la creación de nuevos troncales de red eléctrica que permitan la confección de las unidades de generación locales y de los nuevos parques industriales que se creen.

Además, se debe tener en cuenta el ciclo de sustitución prevista de los equipos de red eléctrica actual que estén todavía en condiciones óptimas de operación. El ciclo de sustitución está directamente relacionado con la vida esperada de un dispositivo. Aunque la vida de cada tipo de equipo es diferente, la mayoría de los transformadores, baterías de condensadores, reconectores, etc. tienen una vida útil típica de unos 25 años. Para simplificar, si suponemos que el tiempo de vida es exactamente 25 años y suponemos que han sido desplegados uniformemente en un ciclo de 25 años, entonces cada año la utilidad a reemplazar sería de 4% de estos dispositivos. Si los fondos de estímulo se utilizaran para reemplazar muchos de los dispositivos más antiguos, esto podría brindar una ganancia inesperada para los servicios públicos. Sin embargo, ahora se produciría una crisis previsible, dentro de 25 años a partir del momento de la sustitución de dichos equipos, ya que todos estos dispositivos podrían llegar al final de su vida útil a la vez y necesitan ser reemplazados de forma simultánea. Por lo tanto, una inversión masiva hoy llevaría a la necesidad de una re inversión masiva de los servicios públicos (o gobierno federal) de nuevo en 25 años a partir de ahora. Esta crisis se evitaría si se dejaran a las empresas de servicios públicos hacer frente a la inversión del 4% que que espera y que ya tienen en sus presupuestos.

Podría también producirse otro problema inesperado en el sector comercial. Los vendedores de estos dispositivos tendrían un incentivo económico muy inferior al invertir en un mayor número de desarrollos de estos productos en los próximos años, porque la mayoría de los reemplazos ya se habría hecho y las ventas bajarían significativamente. Debido a que las ventas son impulsadas por tiempos de vida de productos esperados, los beneficios netos de las industrias se estancarán en los periodos en los que no se produzcan grandes cambios en la red eléctrica, llevando a las empresas a su desaparición.

Un enfoque "inteligente" es el uso de los datos de los medidores inteligentes para identificar dónde podría ser más eficiente sustituir equipos de la planta de distribución. En concreto, los medidores inteligentes podrían ayudar a una operadora a entender cierto circuito y rendimiento de sus activos, lo que unido a la información de edad y uso histórico podría apuntar dónde reemplazar óptimamente equipos.

La industria de la medición eléctrica ha cambiado drásticamente en los últimos 20 años. La vida útil esperada de un medidor ha cambiado de 25 años a cerca de 10 años. Probablemente tomarían 3 años reemplazar todos los medidores eléctricos del país con los medidores inteligentes a una tasa razonable. Sin embargo, después de que los fondos de upgrade se gasten, al menos el 60% de los medidores no habrían sido sustituidos no han sido sustituidos, y las tasas de reemplazo se reducirían gradualmente a medida que la financiación desaparezca.

En pocas palabras, la financiación del upgrade de la red eléctrica sólo es viable para las industrias que puedan sostener el crecimiento en el tiempo con un programa de reemplazo de

equipos acorde a la producción nacional de equipos. **No podemos construir nuestra economía a largo plazo si queremos paralizar partes clave de la misma para las ganancias a corto plazo.**

30.5 Plan de acción para crear una red inteligente

Para estar preparados para las instalaciones de medidores, las siguientes medidas deben ser tomadas en cuenta:

- Proveedores:
 - Disponer de stock de medidores para el momento en el que comience el cambio de equipos residenciales;
 - Vincularse con los servicios públicos para acelerar los proyectos de instalación de medidores inteligentes;
 - Trabajar con los reguladores para ayudar a preparar planes de aprobación de los proyectos de redes inteligentes;
 - Trabajar con las empresas de instalación para ayudar a ampliar el personal capacitado;
 - Construir sitios web, preparar documentos técnicos, etc. para que las lecciones de los proyectos existentes (incluyendo el papeleo presentado a los reguladores) se pueda compartir rápidamente con otros proyectos nuevos.
- Reguladores:
 - Iniciar la programación de las reuniones para planificar cómo se evaluarán las tarifas y como se aplicarán los controles a los nuevos dispositivos, es imperativo involucrar al INTI en este proceso;
 - Involucrar a las organizaciones nacionales como IRAM, de modo que las directrices pueden ser desarrolladas para ser utilizadas por múltiples jurisdicciones, agilizando así el proceso de aprobación.
- Ministerio de Energía:
 - Enumerar las directrices que las empresas y sus proveedores deben seguir para conseguir fondos estatales y que normas deben cumplir las instalaciones;
 - Preparar los requisitos para la documentación que los servicios públicos deben presentar para recibir fondos de contrapartida del Plan federal de instrumentación de a nueva red eléctrica;
 - Coordinar y controlar la instalación de nuevos medidores con el Ministerio de Medio Ambiente;
 - Reducir las barreras para financiar proyectos de Smart Meters.
- Servicios:
 - Elaborar planes de negocio para redes inteligentes;

- Elegir un proveedor;
- Elegir un partner de instalación;
- Desarrollar planes de aplicación antes de que se aprueben los proyectos;
- Proporcionar incentivos para recompensar a los vendedores e instaladores que cumplan o excedan las normas de calidad;
- Identificar las fuentes de financiación adicionales que se puedan utilizar.

Los vendedores de medidores y sensores se deben comprometer a realizar su parte del trabajo asesorando y teniendo disponible un stock real que permita avanzar en la implementación de las mejoras de la red eléctrica en tiempo y forma. Estos esfuerzos deben estar listos una vez que se defina el fondo de financiamiento para comenzar con las tareas de upgrade de la red eléctrica.

30.6 Conclusiones

El Plan de upgrade de la red eléctrica debe basarse en el mejoramiento de la automatización y los sensores por las siguientes razones:

- Amplio despliegue de contadores inteligentes que puede generar mucho puestos de trabajo rápidamente.
- Aunque gran parte de la industria especializada en redes inteligentes esta naciendo, una parte clave - Medidores - esta madura y se pueden desplegar millones de medidores que permitan controlar el uso de la energía.
- Una característica clave es que este tipo de redes ofrece a los clientes la oportunidad de controlar la cantidad de energía que se consume.
- Una red inteligente no puede existir sin medidores automatizados. Una parte clave de operar una red inteligente es entender en tiempo real lo que cada cliente está consumiendo desde la red y la entrega a la red. Cada cliente pasa a ser un sensor.

30.7 Caso de estudio: Chile

Alrededor del mundo, varios países y empresas están implementando diversos proyectos piloto, que consideran una variedad de distintos productos y soluciones tecnológicas. Frente a este escenario, surge la interrogante de qué barreras se deben sortear en el país para que la implementación de estas plataformas se haga una realidad. En este sentido, María Isabel González, Gerente General de Energética (Chile), señala que "el sistema chileno tiene características técnicas que permitirían una incorporación relativamente sencilla de esta tecnología, sin embargo, se requiere de modificaciones a la regulación vigente, de modo de permitir que las redes de distribución sean abiertas a un modelo de operación bidireccional y al acceso de los clientes, incluso aquellos de menor tamaño, a la elección de su suministrador y de un

esquema tarifario diario".

Concordando con lo anterior, la especialista sostiene que la tecnología está madura como para comenzar implementaciones masivas. No obstante, para el ejecutivo del país trasandino, el tema regulatorio es vital para el éxito de estos proyectos: "Las inversiones iniciales son significativas y deben existir señales claras que generen los incentivos para acometerlas. Muy especialmente, se deben implementar modelos de remuneración de los servicios de red que exijan y reconozcan las posibilidades de las redes inteligentes, concretamente la integración de la generación distribuida al consumo, la implementación de la Gestión de la Demanda y el reconocimiento de los costos reales de la energía".

Virreira, de GE Energy, apunta en el mismo sentido y destaca la importancia de impulsar iniciativas a nivel gubernamental que apoyen a las distribuidoras "en materias de retribuciones o incentivos para aumentar la eficiencia y, al mismo tiempo, integrar más energías renovables a la matriz. Esos dos conceptos son parte de las claves para que la incorporación de redes inteligentes sea una realidad".

Para Gallegos, de ABB en Chile, la mayor limitación, más allá del tema normativo, radica en "las distancias entre puntos de generación y centros de consumo y, por otro lado, el hecho de que prácticamente el 100% de la energía generada en el SING es en base a carbón. En este último caso, quizás este tipo de redes permitan incorporar energías renovables con la consecuente administración para el ahorro de costos y la incorporación de los bonos de carbón".

El ejecutivo también destaca la alta eficiencia del sistema eléctrico nacional. "En distribución, ya hace más de 10 años que las empresas eléctricas han comenzado a integrar automatización en sus redes eléctricas, lo que es la antesala para el desarrollo de redes inteligentes. Las grandes empresas distribuidoras en Chile, como Chilectra, están siguiendo muy de cerca la evolución y resultados obtenidos en los proyectos de redes inteligentes para evaluar un eventual proyecto a futuro en nuestro país", concluye.

31 PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂

Una investigación publicada en 2004 en la revista *Science* concluía que combinando siete acciones a partir de tecnologías ya existentes se podrían estabilizar los niveles de CO₂ en los próximos 50 años sin frenar el progreso industrial. El estudio, coordinado por los investigadores de la Universidad de Princeton Stephen Pacala y Robert Socolow, tomaba como punto de partida las emisiones existentes en 2004 y los modelos de crecimiento. Pese a que los autores defienden su vigencia, la propuesta no se ha llevado a cabo.

En los últimos 250 años la concentración de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera se ha incrementado en un 30 por ciento debido sobre todo a la actividad humana. Según las predicciones, las emisiones de CO₂ se duplicarán en 50 años, salvo que se tomen medidas. Para cambiar la tendencia será necesario que estas medidas se hagan de común acuerdo en todo el planeta y en los distintos sectores productivos.

Tomando como ejemplo los datos del año 2000, de las cerca de 6,2 mil millones de toneladas de carbono (22,8 mil millones de toneladas de CO₂) que se emitieron a la atmósfera, aproximadamente el 40 por ciento se generó durante la producción de electricidad y un 60 por ciento por el uso de carburantes en el transporte, el ámbito doméstico, los comercios y la industria. El 55 por ciento de estas emisiones correspondió a la treintena de países que forman parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), siendo Estados Unidos el responsable de una cuarta parte del total mundial.

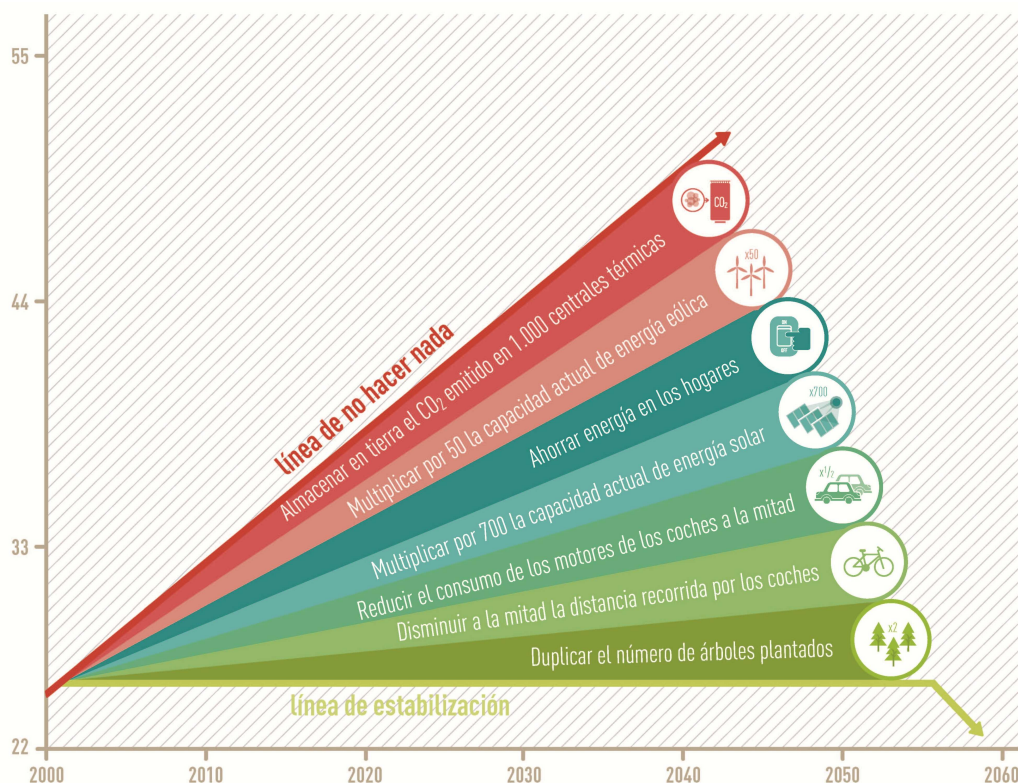
La investigación propone 15 acciones tecnológicamente viables que podrían estar aplicándose. Para lograr una estabilización de las emisiones sin comprometer el progreso, bastaría con combinar siete de ellas. Cualquiera de ellas, pero siempre siete. El siguiente paso sería reducirlas.

Las acciones propuestas son: duplicar la eficiencia del uso del carburante en los vehículos, reducir a la mitad las distancias realizadas por los vehículos, promover prácticas eficientes en el ámbito doméstico y en los comercios, duplicar la eficiencia de las centrales energéticas basadas en combustibles fósiles, sustituir 1.500 GW de centrales eléctricas de carbón por otras de gas natural, aplicar tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (tres acciones), incrementar en diez veces la capacidad de energía eólica, incrementar en cien veces la capacidad de energía solar, usar 40.000 km² de paneles solares para producir hidrógeno como combustible para transporte, incrementar la producción de biocarburantes, acabar con la deforestación tropical, y adoptar medidas de protección del medio ambiente en agricultura.

31.1 Triángulo de estabilización

Los investigadores representan la combinación de acciones en lo que llamaron el triángulo de la estabilización, situado sobre los ejes de tiempo en años (horizontal) y de miles de millones de toneladas de carbono emitido por año (vertical). Cada una de las acciones se representa en una cuña y cada una de estas cuñas equivale a una reducción de emisiones de mil millones de

toneladas de CO₂ al año. De esta forma, la suma de estas cuñas se representa en un triángulo delimitado por la línea de no hacer nada y la línea de estabilización.



31.2 Acuerdos voluntarios

El Ministerio de Medio Ambiente puede impulsar el establecimiento de acuerdos voluntarios con organizaciones, entidades y colectivos nacionales para la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

La promoción de estos acuerdos pretende ser un instrumento clave dentro del amplio conjunto de políticas públicas relativas al cambio climático. Siguiendo las experiencias llevadas a cabo en algunos países europeos, se ha constatado que estos acuerdos entre los sectores público y privado son una muy buena herramienta para avanzar en el camino hacia la sostenibilidad.

En este sentido, en el Plan Marco de Mitigación del Cambio Climático en Argentina, para los próximos 15 años, establecería acciones para el impulso de acuerdos voluntarios de mitigación, así como para la creación de un registro de organizaciones adheridas.

A través de este programa, todas las empresas, instituciones, administraciones públicas, asociaciones y fundaciones que se quieran adherir se comprometen voluntariamente a realizar

el seguimiento de sus emisiones y a establecer medidas que contribuyan a su reducción, más allá de lo que obliga la normativa. Por su parte, la administración federal puede estimular y reconocer dichos esfuerzos con beneficios impositivos, subsidios y re-ordenamiento de tarifas en productos y servicios.

31.2.1 *¿ Cómo y quién verifica el inventario de emisiones ?*

El seguimiento del Programa de Acuerdos Voluntarios tiene los siguientes objetivos:

- Evaluar los progresos alcanzados y, en concreto, los objetivos de participación y reducción de las emisiones.
- Identificar las mejoras necesarias para optimizar el procedimiento a fin de formar parte del Programa de Acuerdos Voluntarios.
- Reforzar el canal de comunicación entre las organizaciones comprometidas y la administración federal.
- Velar por el rigor y la transparencia de las actuaciones con el fin de garantizar la veracidad de los datos y evitar la introducción de información incorrecta.

32 PROGRAMA DE RECICLAJE PARA HOGARES Y PEQUEÑAS INDUSTRIAS

Todos hemos escuchado más de alguna vez las famosas 3R: Reducir, Reutilizar y Reciclar. Pero ¿Qué implican verdaderamente estas acciones?

Para tener un contexto, según estimaciones de diversos actores nacional, los habitantes de las ciudades de menos de un millón de habitantes generan en promedio 1 Kg. de basura por persona. Lo que significa que todos juntos producimos millones de kilogramos de desechos. En camiones, esto equivale a que, diariamente, pasen por las ciudades cientos de estos vehículos con destino a los rellenos sanitarios.

Si bien es evidente que las empresas tienen una gran responsabilidad de reducir, reciclar y si es posible, reutilizar sus desechos, nosotros también podemos marcar la diferencia. En este punto, es lamentable decir que solo el 7% de los residuos domiciliarios se reciclen, porque al parecer se ve como algo muy complejo.

Ante esto se puede evaluar el programa de reciclado de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que reduce los desechos que envía a su relleno sanitario. Mas a bajo nivel, hay iniciativas como las impulsadas desde la Comuna 2 que empoderan a los ciudadanos explicándoles técnicas de reciclado y reducción de los desechos urbanos.

32.1 Definir ¿Qué es reciclar?

Es el proceso mediante el cual distintos residuos se convierten en materia prima para fabricar un nuevo producto, igual o distinto al original.

32.2 ¿Cómo incentivar el reciclaje domiciliario?

Para reciclar es clave tener un cambio de hábito. Cada vez que vamos a desechar algo, debemos verificar si este residuo se puede reciclar. Si es así, podemos separarlo de la basura común. Hay separaciones muy simples para comenzar:

- Papeles y cartones (con excepción de papel carbón, de fotografía, con pegamento, encerado, plastificado, papel sanitario y pañuelos desechables).
- Plásticos (con excepción de plásticos transparente cristalizado de envases de alimentos preparados, artículos personales como cepillos de dientes, envases de medicamentos, cremas faciales o cosméticos, envases con residuos de aceites y otros).
- Vidrios (las botellas y frascos deben ir sin tapas metálicas o plásticas).
- Latas de aluminio (los envases deben ir sin el papel que los envuelve).

- Tetrapack

Para no dificultar el proceso de reciclaje en las plantas de tratamiento, es clave que los residuos estén lavados y secos una vez que se separen.

32.2.1 *Una vez que están separados ¿Qué hago con ellos?*

Cuando tengamos suficientes residuos de cada material, en promedio cada dos semanas, hacer el esfuerzo de llevarlos al punto limpio más cercano a casa. Se pueden encontrar puntos de reciclado en la mayoría de las ciudades del país, y donde no existan, se deben crear.

33 SISTEMA DE INTERCONECTADO Y ALMACENAMIENTO SOLAR DOMICILIARIO

Cuando la red eléctrica fue creada hace casi un siglo, la generación de energía era un tema de grandes generadores e inmensos proyectos de infraestructura. El crecimiento de la oferta de generación de energía distribuida a través de fuentes de energía renovable requiere algunos cambios importantes en la forma de operar de los clientes, que ahora pueden generar su propia energía a través de paneles solares y otras fuentes de energía limpia en sus sitios, y vender parte de ella a la red. Esto abre el juego en ambas direcciones, ampliando los horizontes de la generación comunitaria y asegura que en los próximos años nuestra red se convierta en una plataforma más fuerte para el empoderamiento de los consumidores, la seguridad y la sostenibilidad.



Es por eso que en el marco de la actualización de la red eléctrica a nivel nacional, se debe dar un esfuerzo continuo que refleje el compromiso de la Administración Macri para mejorar la resiliencia, la fiabilidad y la seguridad de la red de la nación, al mismo tiempo que la rápida adición de las energías renovables.

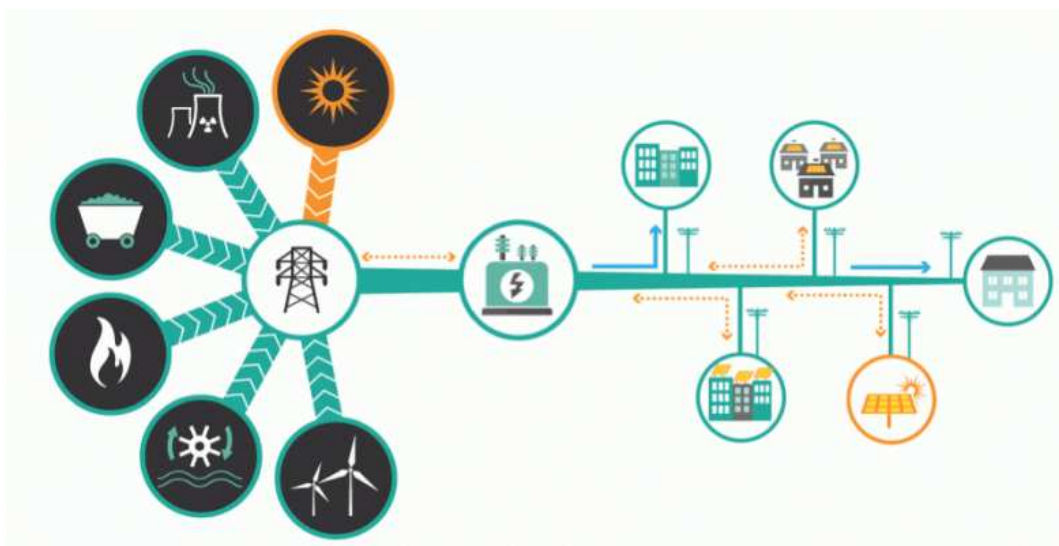
Aquí es donde el poder del almacenamiento aparece. El almacenamiento de energía, tal como batería, es una herramienta esencial para la incorporación de más energía solar en nuestra red. Cuando el sol brilla, el almacenamiento puede actuar como un arbitrador del tráfico, reduciendo el consumo de grandes centros urbanos y **aliviando las redes eléctricas**, durante la noche la energía solar entra en la grilla cubriendo el exceso de energía que cada residencia

demanda.

El enfoque debe estar en crear un proyecto de **"Integración Sostenible y holística de almacenamiento de energía y energía solar fotovoltaica"** a nivel residencial, reduciendo la cantidad de energía que suministran las redes eléctricas mediante el aporte de cada generador domiciliario a su propia red.

Bajo este programa se pueden financiar los proyectos hogareños, teniendo en cuenta que la financiación de muchos pequeños proyectos contribuye a un ahorro energético por parte del estado nacional, que reduce los subsidios eléctricos y también reduce la demanda de electricidad basada en fuentes de energía convencionales.

Los proyectos solares domiciliarios contribuirán drásticamente a transformar la red de electricidad y aportaran mas energía limpia para satisfacer las necesidades de electricidad de los consumidores al tiempo que garantizan la fiabilidad de la red eléctrica de la nación y la sustentabilidad. El logro del programa seria trazar el camino hacia la generación domiciliaria de cientos de gigavatios de energía solar que se integrarán de forma fiable y rentable en la red eléctrica.



Este programa formaría parte de la Iniciativa de Modernización de la red eléctrica del Ministerio de Energía en conjunto con el Ministerio de Medio Ambiente, que tiene como objetivo acelerar la modernización estratégica de la red de energía eléctrica y resolver los desafíos de la integración de las fuentes convencionales y renovables, garantizando al mismo tiempo un sistema de energía elástico que combina el almacenamiento de energía con la generación central y distribuida.

34 PROYECTOS DE EDUCACIÓN

El cambio hacia una sociedad mas eficiente y activa se inicia desde los hogares y fundamentalmente desde las escuelas. Las instituciones de educación primaria y secundaria son ámbitos donde se pueden realizar talleres que brinden información sobre como cuidar la energía eléctrica y sobre las diversas formas para generarla.

34.1 Objetivos de educación primaria

Enseñar, de forma didáctica y mediante juegos, que es y como se genera la energía. Explicar porque es importante apagar las luces y desconectar los aparatos eléctricos en el hogar.

En que usamos la electricidad, como protegemos a la Tierra y al medio ambiente. Hablar con adultos y enseñarles a cuidar la electricidad. Se debe inspirar en los chicos el cuidado por la electricidad, el medio ambiente y la proactividad para llevar esos aprendizajes al hogar.

En los últimos años de la educación primaria, se deben introducir en las clases los contenidos mínimos que expliquen como se produce la energía y los beneficios de la energía renovable. Es fundamental sembrar el concepto "sustentable" en las actividades escolares. Brindar un marco donde se demuestren los beneficios del ahorro energético.

Finalizando la escuela primaria, se debe integrar un taller donde se enseñe como funcionan los generadores eólicos y los paneles solares. No hay mejor forma de enseñar y de incentivar el uso de energías renovables, que mostrar con que facilidad se pueden obtener.

34.2 Objetivos de la educación secundaria

La educación secundaria debe profundizar los conceptos de energía, generación y tecnologías asociadas, para brindar un mayor grado de comprensión sobre la importancia de la eficiencia y el ahorro en el consumo energético.

Se debe implementar un taller que sea multidisciplinario y que se extienda en el transcurso de dos años, donde se realicen actividades de campo tales como la construcción de un pequeño generador y la instalación de paneles solares para comprender como funciona la etapa de generación de energías limpias.

34.3 Educación técnica y terciaria

Implementar planes de estudio orientados a obtener técnicos especializados en instalación de sistemas de energías renovables. Esto brinda una oportunidad laboral en localidades donde exista la posibilidad de instalar grandes parques energéticos o inclusive, sistemas de generación

local en hogares, industrias y establecimientos públicos.

Desarrollo

Electronica

Procesos

Matematica

Fisica

Quimica

35 REDUCCIÓN DE PERDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de los redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

Se estima que en general las pérdidas de energía en las redes de distribución oscilan entre el 5 y 6 por ciento de la energía entregada a los usuarios, y entre el 2,5 y 4 por ciento de la energía transportada en los sistemas de transmisión. Si bien este porcentaje no parece elevado, el valor absoluto cuando se considera todo el sistema nacional es realmente significativo. En efecto, si tenemos en cuenta que la demanda de energía anual en el país en el año 2012 fue de aproximadamente 22.000 GWh, si se considera una pérdida promedio total del sistema del 10% por ciento, la energía pérdida en las redes será de aproximadamente 2.200 GWh. Esto representa la energía suficiente para alimentar 3,6 millones de hogares promedio de Capital Federal.

En general puede decirse que no es económicamente viable diseñar un sistema con un porcentaje de pérdidas muy bajo, dado que eso implicaría niveles de inversión prohibitivos. Si bien los sistemas de transmisión y distribución se diseñan teniendo en cuenta el impacto económico de las pérdidas, generalmente hay otros aspectos que priman en el diseño de instalaciones, lo que hace que en muchos casos las soluciones adoptadas no son óptimas en relación a la eficiencia energética. Existen además una cantidad importante de componentes de red con muchos años de servicio y deterioro, lo que afecta su eficiencia. Por otro lado, se han introducido una serie de cambios de topología y uso en las redes respecto a su diseño original para adaptar las mismas a los crecientes y cambiantes requerimientos de servicio. Estos cambios implican que en muchos casos las redes se operan muy fuera de sus parámetros óptimos de diseño, lo que afecta significativamente su eficiencia.

Lo anterior indica que existen oportunidades significativas para mejorar la eficiencia energética de las redes existentes y de las ampliaciones futuras. Mejorar la eficiencia significa implementar medidas que lleven los niveles de eficacia más allá de las prácticas aceptadas para la actividad.

Existen una cantidad de medidas prácticas y tecnologías que pueden implementarse para reducir las pérdidas en las redes. EPRI ha realizado en los últimos cinco años una gran cantidad de casos de estudio y proyectos pilotos para cuantificar y demostrar el ahorro energético que puede lograrse implementando estas medidas, los beneficios económicos y los costos de implementación, y los beneficios ambientales en relación con la reducción de las emisiones de carbono.

35.1 Caracterizar las pérdidas de distribución

Las pérdidas de energía y potencia se deben a las condiciones propias de las instalaciones. En general se destacan dos tipos de pérdidas:

- **Pérdidas Óhmicas o Pérdidas en el Cobre:** son provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de los circuitos. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas. También se las denomina pérdidas de carga.
- **Pérdidas en Vacío:** Estas se originan por la circulación de corrientes de magnetización en los núcleos de hierro de transformadores y otros equipos de la red. También se incluyen en esta categoría las pérdidas por corrientes parásitas en aisladores de líneas y por efecto corona. Estas últimas se manifiestan fundamentalmente en redes de transmisión. En distribución son insignificantes. A diferencia de las pérdidas de carga, las pérdidas de vacío aparecen toda vez que los circuitos están energizados, independientemente del nivel de carga o circulación de flujo de potencia por los mismos.

La caracterización e identificación de los distintos tipos de pérdidas en redes de distribución no es sencillo. Es muy difícil poder hacerlo por medio de mediciones, y en general no es una tarea que las empresas hagan habitualmente. El Electric Power Research Institute (EPRI) de los Estados Unidos llevó a cabo un programa de investigación muy exhaustivo durante los años 2008 a 2011, donde se analizaron una gran cantidad de alimentadores de diferentes empresas y de variadas características físicas y operativas, a los efectos de discriminar los distintos tipos de pérdidas y su peso relativo en las pérdidas totales.

Las siguientes son algunas conclusiones importantes de los resultados de ese trabajo, en cuanto a la caracterización de las pérdidas en distribución:

- Las pérdidas totales en los sistemas analizados (pérdidas de energía totales de distribución, sin incluir el transformador de la subestación), oscilaron entre 1,71% y 7,69% promediando 3,64% del consumo. total.
- Las pérdidas a máxima demanda (carga pico) oscilaron entre 2,9% y 6,04% con un promedio de 3,83%, lo que demuestra una gran dispersión. Las pérdidas máximas que superan el 3,0% fueron reportados en el 75% de los circuitos, mientras que el 25% de los circuitos presentaron pérdidas superiores a 5,8%. El mayor porcentaje de estas pérdidas se debe a pérdidas primarias en las líneas o alimentadores.
- Las pérdidas primarias en las líneas representaron en promedio un 1,4% de la demanda total.
- Las pérdidas en vacío en transformadores promediaron 1.6% del total de demanda, con una variación de entre 0,5% a 3,5%.

- Las pérdidas en circuitos secundarios (acometidas) fueron muy bajas, en promedio 0,3% del consumo, con un máximo de 0,8%. Los informes del estudio destacan que en realidad el detalle sobre estas pérdidas solo se pudo obtener en algunos circuitos, por lo que es difícil generalizar los resultados.

-

35.2 Tecnologías para la reducción de pérdidas

Existen una variedad de tecnologías y métodos que pueden implementarse para reducir las pérdidas técnicas en redes de distribución. Los estudios realizados por el EPRI, mencionados anteriormente, demuestran que estas tecnologías pueden ser atractivas económicamente. Algunas pueden implementarse en forma eficiente en los sistemas existentes (ejemplo optimización de la tensión, y rebalanceo de fases), mientras que otras resultan atractivas solo cuando se instalan nuevos circuitos, y se reacondicionan por completo circuitos existentes.

Las reducciones de pérdidas que pueden lograrse dependen en gran medida de las características de las redes, de los estándares de diseño de las empresas, y de la forma de operar los sistemas. Por lo tanto, para determinar si una opción es factible y económicamente viable debe hacerse un análisis específico en el sistema en cuestión. Para los objetivos de este trabajo, se asumen valores generales relativos a las mejoras que pueden lograrse.

En esta sección se describen sucintamente las distintas tecnologías de reducción de pérdidas consideradas en este estudio. El lector interesado en más detalles puede recurrir a los documentos de referencia.

35.2.1 Reducción controlada de la tensión

Este caso se trata de una técnica que hace uso de la sensibilidad de la demanda eléctrica a las variaciones de la tensión. Cuando se disminuye la tensión al usuario final, la demanda neta de potencia activa y reactiva también disminuye. No todas las cargas se comportan de la misma manera, porque en algunos casos la medida es más efectiva que en otros. A esta técnica se la conoce por su nombre en inglés como "Conservation Voltage Reduction (CVR)".

Estudios de campo realizados en los últimos años demuestran que una reducción del 1% en la tensión, ocasiona una disminución entre el 0,6% y el 1% del consumo. La máxima reducción posible en la tensión está limitada por las condiciones de calidad de servicio, donde el límite inferior del rango permitido de tensión es del 10%, para el usuario más afectado (en el extremo del alimentador o circuito).

Esta técnica es ampliamente utilizada en ciertas regiones de Estados Unidos. Existen varias técnicas y métodos, que van desde el simple control sobre los taps de los transformadores de estación, hasta sistemas de control de lazo cerrado que retroalimentan información desde el usuario final. El informe de la referencia, presenta una descripción detallada de estas tecnologías así como el resultado de numerosos estudios de campo y laboratorio.

35.2.2 *Cambio de conductores*

El uso de conductores de baja resistencia (conductores trapezoidales que se describe en el apartado siguiente relativo a las pérdidas en transmisión), permiten disminuir las pérdidas técnicas. En este caso aplica un concepto similar, solo que la utilización de conductores trapezoidales es limitada, por lo que refiere mayormente al uso de conductores de mayor sección.

En general es muy difícil justificar el reemplazo de un conductor en un alimentador existente solo por consideraciones de eficiencia, sin embargo, como sucede en muchos otros casos, si el conductor se debe reemplazar por otros motivos (corrosión, rotura, capacidad), una alternativa de menor pérdida óhmica puede resultar viable si se realizan cálculos integrales de eficiencia y economía a lo largo de toda la vida útil del sistema eléctrico.

35.2.3 *Eficiencia en transformadores de distribución*

Los transformadores de distribución representan una importante fuente de pérdidas en el sistema, principalmente debido a las pérdidas en el hierro, debido a que el factor de uso de los mismos es bajo (operan mucho tiempo a baja carga). Un estudio exhaustivo llevada a cabo por el laboratorio nacional de "Oak Ridge" en los Estados Unidos, demostró que el reemplazo de transformadores de distribución, especialmente los más antiguos, por otros de mayor eficiencia (hierro - silicio con grano orientado), se puede lograr una reducción de las pérdidas del orden del 20%-30%. A partir de los resultados de ese estudio, se implementaron en Estados Unidos reglamentaciones que exigen un mínimo de eficiencia para los transformadores de distribución que se fabrican e instalan a partir del año 2010.

35.2.4 *Optimización de la potencia reactiva*

Mediante una optimización del uso de los recursos de compensación de reactivo (bancos de capacitores) y de controladores de tensión (taps de transformadores, reguladores de tensión), se pueden minimizar los flujos de potencia reactiva por los circuitos, reduciendo por consiguiente las pérdidas en la red. La experiencia y estudios detallados demuestran que puede lograrse un ahorro de pérdidas de entre 5%-15% en los alimentadores primarios.

Este tipo de medida se ha utilizado en algunos sistemas por décadas, sin embargo su uso no es masivo. Las nuevas tecnologías de redes inteligentes permiten realizar un control más preciso, adaptado a las condiciones del sistema en cada momento, y en forma más automatizada, reduciendo la intervención del operador, y mejorando la eficiencia del control.

35.2.5 *Rebalanceo de fases*

En los circuitos secundarios de distribución, las cargas monofásicas se conectan a las diferentes fases de los circuitos. Si bien se trata de que las cargas en las distintas fases de los circuitos estén balanceadas, no siempre se logra en forma óptima. El desbalanceo de fases provoca corrientes de circulación que originan pérdidas. Un rebalanceo apropiado de las fases es una medida de relativamente bajo costo que puede ayudar a reducir las pérdidas en distribución.

Para ello, conforme a la medida, registro y características de uso de los clientes de cada alimentador, se puede llegar a re-ubicar a cada uno de los mismos, para llegar a una optimización de la carga y mejorar el factor de uso de cada fase.

35.2.6 *Incremento de la tensión nominal*

Tal como se describe en el caso de transmisión, una de las formas más eficaces de reducir las pérdidas en una red es elevar la tensión nominal de los circuitos de sub-transmisión y distribución. En algunos casos, como por ejemplo en algunas partes de los Estados Unidos, existen circuitos de distribución antiguos con tensiones nominales de 2,4 kV o 4,16 kV. En esos casos puede resultar conveniente elevar la tensión de los mismos para mejorar la eficiencia. En el sistema eléctrico argentino los niveles de tensión en distribución no presentan tanta dispersión (normalmente son de 13,2 kV o 33 kV), sin embargo puede haber casos donde el aumento de la tensión nominal sea viable.

35.3 Caracterizar las pérdidas de transmisión

Tal como sucede en distribución, las pérdidas en las redes de transmisión se las puede clasificar en pérdidas óhmicas o de carga, y pérdidas en vacío. En el caso de los sistemas de transmisión, las pérdidas en vacío tales como las originadas por el efecto corona en las líneas y las debidas a corrientes parásitas en aisladores, son más notables que en los sistemas de distribución, sin embargo el peso relativo de estas en las pérdidas totales, es realmente muy bajo.

El aporte de cada tipo de componente a las pérdidas totales de transmisión es difícil de determinar en forma precisa. El estudio de referencia presenta una desagregación de los componentes de pérdidas que ha sido elaborado a partir de numerosos estudios de pérdidas de diferentes empresas eléctricas. La tabla siguiente muestra esa clasificación y desglose de pérdidas. La mayor parte de las pérdidas se debe a las corrientes por los conductores de las líneas y cables de transmisión. Los transformadores representan alrededor del 11% de las pérdidas, y esto incluye las pérdidas en el cobre o pérdidas de carga y las pérdidas en el hierro. Una categoría importante considerada, es la energía utilizada en los servicios auxiliares e instalaciones de subestaciones. Esto no es una pérdida de energía en el sentido estricto, ya que es energía consumida. Sin embargo desde el punto de vista de la eficiencia del sistema de transmisión es energía que no llega al usuario, por lo tanto es considerada pérdida.

Se incluyen también otros componentes de pérdidas menores como las debidas al efecto corona en líneas y las pérdidas en hilos de guardia de las líneas. En la categoría de varios se incluyen otras pérdidas, tales como las debidas a corrientes parásitas en aisladores, pérdidas en reactores, capacitores y otros componentes del sistema.

35.4 Tecnologías para reducir las pérdidas de transmisión

Se describen a continuación en forma simplificada, distintas alternativas tecnológicas para reducir las pérdidas en los sistemas de transmisión. El lector interesado en adquirir mayor conocimiento sobre este tema puede encontrar información detallada en los informes de las referencias.

35.4.1 *Aumento de la tensión nominal*

Una de las formas más eficaces de reducir las pérdidas en una red es elevar la tensión nominal de las líneas de transmisión. En efecto, para la misma potencia transmitida, si la tensión se duplica la corriente se reduce a la mitad y las pérdidas – que son función del cuadrado de la corriente – se reducen en un 75%. En general la decisión de construir redes en una tensión mayor esta fundamentalmente ligada a la capacidad de transportar mayor potencia, más que al aspecto de pérdidas.

En muchos casos es posible expandir el sistema superponiendo redes de mayor tensión a las redes existentes, en lugar de reforzar el sistema actual con más líneas de la misma tensión. Tal decisión depende de muchos factores, pero fundamentalmente de la visión de largo plazo. En una planificación de largo plazo 15-20 años, se puede tener una visión más estratégica sobre la evolución del sistema, y diseñar el mismo en función de las mejores opciones que respondan a ese objetivo. Construir redes de mayor tensión donde no las hay es una opción más onerosa. En la planificación de corto plazo en general se busca reforzar la red para adecuar a la misma a las condiciones previstas en un periodo de 3-5 años, por lo que normalmente no se consideran cambios significativos en la estructura de la red vigente.

Esta opción no solo contempla la construcción de nuevas líneas, sino también la adaptación de líneas existentes para operar en una mayor tensión nominal. Existen varios ejemplos de esta técnica en otros países [14]. Por ejemplo, líneas de 115 kV fueron modificadas para operar a 230 kV. Si bien podrían encontrarse casos aislados en el sistema argentino, se considera que esta opción es de limitada aplicación.

En el sistema eléctrico argentino los sistemas de transmisión regionales están constituidos fundamentalmente por líneas en 132 kV, y en menor medida con líneas de 220 kV. Existen algunos proyectos para construir más líneas de 220kV – por ejemplo en anillo de 220 kV en la región de Gran Mendoza considerada en el Plan Federal II – pero en general contemplan la expansión de las redes en 132 kV.

Por otro lado, cabe mencionar que el sistema argentino de interconexión de 500 kV ha sido extensamente ampliado en los últimos años, y en algunos casos ha ayudado de "descomprimir" en alguna medida las redes regionales. Por lo tanto, se considera que la utilización de este recurso en el futuro para reducir pérdidas se limita algunos casos en las redes regionales.

35.4.2 *Conductores de baja resistencia*

Los conductores que se utilizan en la gran mayoría de líneas de transmisión, están constituidos por hilos de sección circular trenzados para conformar la sección del conductor (normalmente conductores del tipo ACSR). El hecho de que la sección de los hilos sea circular hace que queden espacios vacíos entre los mismos, reduciendo la sección efectiva de aluminio. Existen otro tipo de conductores denominados conductores de sección trapezoidal (TW ACSR), en los cuales los hilos que conforman el conductor tienen una sección transversal en forma de trapecio, lo que permite reducir y eliminar el espacio de aire entre los hilos conductores. Como consecuencia, un conductor trapezoidal del mismo diámetro que un conductor convencional del tipo ACSR, puede presentar hasta un 25% más de sección de aluminio, es decir un 25% menos de resistencia.

En las líneas áreas de transmisión, las fuerzas que definen las dimensiones de la estructura y sus cimentaciones están mayormente definidas por las fuerzas de viento sobre el conductor, y en algunos casos por el peso del hielo que se forma sobre el conductor. Estas fuerzas dependen del diámetro del conductor, lo cual indica que usando un conductor trapezoidal de igual diámetro que uno convencional, se puede tener mayor capacidad de transmisión y entre un 18%-25% menores pérdidas, sin impactar significativamente en las estructuras de las torres. Esto también hace posible que en algunos casos se pueda reemplazar un conductor existente por uno trapezoidal del mismo diámetro, con mínimo refuerzo de las torres.

Existen otros conductores avanzados con un tipo especial de aluminio que permite operar a muy altas temperaturas, y algunos de ellos con mínimo cambio de flecha, lo que hace que puedan transmitirse corrientes mucho más elevadas que en conductores ACSR de la misma sección (ejemplo de estos son ACCC, ACSS, ACCR). Sin embargo, esos conductores están destinados a aumentar la capacidad de transmisión, más que a reducir pérdidas.

35.4.3 *Mejora en la eficiencia de los transformadores*

Los transformadores de potencia que se utilizan en las subestaciones de los sistemas de transmisión son por lo general máquinas de muy alta eficiencia (más del 99%). El motivo de esos requerimientos tan exigentes de rendimiento, es que al ser componentes tan grandes el costo de las pérdidas de energía y potencia es significativo, y por lo tanto tienen un peso relativo muy alto al momento de diseñar y construir la máquina.

Como ocurre en general con los distintos tipos de componentes de un sistema eléctrico, la mayor eficiencia implica un mayor costo de inversión, de ahí que haya una relación de compromiso entre la eficiencia y los costos de inversión. Algunos estudios demuestran que en ciertos casos un aumento pequeño de la eficiencia en términos porcentuales (0,2% – 0,4%) implica una reducción significativa de las pérdidas totales (20% - 30% de reducción), y que tal mejora de la eficiencia resulta económicamente conveniente.

La opción de considerar transformadores de mayor eficiencia resulta atractiva cuando se trata del reemplazo de máquinas viejas que han fallado y han llegado al final de su vida útil.

Las unidades antiguas por lo general eran de menor rendimiento, y al reemplazar las mismas se puede lograr una mejora en la eficiencia energética del sistema.

35.4.4 *Optimización de la tensión reactiva*

El perfil de tensión a lo largo de la red se puede optimizar de modo de minimizar los flujos de potencia reactiva por los circuitos, y por consiguiente minimizar las pérdidas. Si bien es un principio muy conocido en la industria, no se aplica en forma masiva.

Mantener un perfil óptimo de tensiones a medida que las condiciones del sistema cambian requiere de un sistema de control centralizado, en muchos casos denominado control secundario de tensión. Este tipo de control se aplica en algunos sistemas eléctricos de Europa y China, sin embargo no está ampliamente difundido.

En la mayoría de los casos, se define mediante estudios un determinado perfil de tensiones que luego el operador del sistema debe tratar de mantener durante la operación. Dado que las condiciones del sistema cambian permanentemente, los valores de tensión definidos en los estudios no son en general los que optimizan la red para las condiciones reinantes en un momento dado. Algunos estudios demuestran que realizando la optimización en línea (varias veces al día) se pueden obtener importantes beneficios no solo de reducción de pérdidas, sino que más importante aún, una optimización de los recursos de compensación y aumento de las reservas de potencia reactiva.

36 REDUCCIÓN DE LAS CENTRALES NUCLEARES

La eliminación nuclear es una parte central en los programas de transición energética de varios países, entre los cuales esta Alemania. Muchos países están viendo como un riesgo innecesario, demasiado caro, sostener las centrales nucleares e incluso construir nuevas. Un dato interesante es que en Alemania, una potencia industrial que depende mucho de la generación nuclear, tiene planeado cerrar la última central nuclear en 2022. A principios de 2011, 17 estaban en funcionamiento; y a principios de 2015, nueve continuaban operando.

En Argentina, la situación es diferente. Un retrasado plan nuclear logro re posicionarse hace apenas 10 años, motivando a la finalización de centrales nucleares y a la construcción de dos centrales adicionales en un plazo de 10 años, aumentando así el parque nuclear a 5 centrales. La participación de dichas centrales no es critica, pero es necesaria ante el constante aumento en el consumo de los hogares argentinos, que han visto incrementada su demanda debido a la adquisición de varios productos electrónicos que suman carga a la red eléctrica.

La eliminación de estas centrales nucleares debe ser una política de estado. Esto no va en contra de las políticas de investigación y desarrollo en ingeniería nuclear, química y ciencia de materiales. Al contrario, se deben potenciar dichos sectores académicos e industriales para que sumen su aporte al desarrollo de la industria nacional. Construir mas plantas nucleares no es útil y es significativamente mas caro en el mediano plazo cuando se comparan los costos de un parque eólico. Los costos de la energía nuclear implican seguridad, manejo de los desechos y mantenimiento de las plantas. Es imposible hacer un calculo acertado sobre el costo de la disposición final de los desechos nucleares. **Es importante comprender que al día de hoy, Argentina solo debe hacer frente a los derechos nucleares de 3 plantas, lo cual compromete menos recursos económicos y favorece la transición.**

Las claves para la reducción de las energías contaminantes deben ser menor consumo de energía (eficiencia y conservación), gestión de la demanda, educación.

La reducción gradual de la participación de las centrales nucleares en la matriz energética Argentina es aun mucho mas sencilla que en otros países. Por ejemplo, en Alemania la primer etapa de cierre de centrales ocurrió en 2000, durante el gobierno de coalición de los socialdemócratas y los Verdes bajo el canciller Gerhard Schroeder. Se llegó a un acuerdo con el sector nuclear para cerrar las plantas nucleares después de una vida útil promedio de 32 años. Esto significo inversiones de mas de 20.000 millones de euros por parte del sector publico y privado, en la creación de un parque alternativo para proveer al sistema de la energía que dejaban de producir las centrales nucleares.

En el caso Argentino, la participación de las centrales nucleares en la matriz energética representa aproximadamente el 5 %. Es decir, menos de 2000 MWh, lo que se puede cubrir con la construcción de diques hidroeléctricos, parques eólicos y granjas solares en poco tiempo. Además, esto representaría una inversión significativamente inferior a la de construir dos nuevas centrales nucleares y con el elevado costo de los desechos nucleares en el tiempo. Además, nos

permitiría acceder a fondos destinados a la reducción de emisiones y a cubrir las expectativas generadas en la COP21, que se celebró en París (Diciembre, 2015).

Actualmente, la empresa que maneja las centrales es una, lo que facilita enormemente las tratativas. Sostener los puestos laborales es el principal problema cuando se habla de cerrar las plantas nucleares. Para lidiar con esto, **se debe elaborar un esquema de capacitación para que los trabajadores de dichas centrales puedan pasar a formar parte de los equipos técnicos de los nuevos parques de energía renovable.**

36.1 Implicancias político sociales

El 11 de marzo de 2011 el mundo vivió la crisis nuclear en Fukushima, Japón, que significó un quiebre en el apoyo de la energía nuclear en una buena parte de la sociedad Argentina. Si bien no hubieron manifestaciones públicas, se comenzó a hablar sobre los riesgos de tener centrales nucleares cerca de Buenos Aires. Al contar con solo 3 centrales nucleares, se puede programar de forma más rápida su cierre. Es posible programar un cierre después de 15-20 años de servicio, para lograr obtener ganancias sobre la construcción de dicha central nuclear, sin perjuicio de generar pérdidas cerrándola cerca de su fecha de comienzo de operaciones. Para cada una de las nueve centrales nucleares restantes, una fecha concreta se ha fijado para la clausura.

La política nuclear debe estar orientada hacia la investigación y el desarrollo de las aplicaciones derivadas, sobre todo a medicina. De esa forma se potencia un campo industrial en el que el país puede crecer y aportar mucho. La tendencia mundial es hacia el cierre de las plantas nucleares, no se va a lograr una industria fuerte de centrales porque ya no tiene el auge que tuvo hace 40-30 años, cuando eran una fuente de energía que parecía resolver muchos problemas con bajo costo a largo plazo.

37 PROGRAMA NACIONAL DE DIQUES

La construcción de diques permite transformar un caudal de agua en un reservorio artificial que tiene como principales objetivos generar electricidad y servir como regulador del caudal de agua. El segundo propósito es quizás uno de los mas importantes a analizar en lugares como la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y las provincias del norte y centro del país.

Si bien estos son los dos principales usos de un dique, hay tres mas que son considerablemente importantes: reservorio de agua para ciudades, creación de un ecosistema en torno al nuevo espejo de agua y finalmente, turismo.

Hay cinco grandes razones por las cuales construir diques y son las expuestas anteriormente. Si bien hay casos de estudio para cada una, vamos a detallar brevemente cada una brindando los ejemplos a seguir y las posibles aplicaciones en Argentina.

37.1 Turismo y agua potable: San Luis

Para poder aprovechar el agua de los ríos durante todo el año se construyeron diques, embalses y acueductos. Estos, además de embellecer y modificar el paisaje natural, brindan innumerables beneficios como actividades turísticas, riego en áreas agrícolas y ganaderas, disponibilidad de agua potable y la posibilidad de practicas deportes náuticos y practicar la pesca. Por otra parte, las actividades humanas se ven fuertemente limitadas en zonas donde no hay ríos; es el caso de los departamentos de Ayacucho y Belgrano, en la depresión del Oeste, con suelos pobres y modificados por intensos procesos de desmonte. También en el departamento Gobernador Dupuy y parte del departamento Gral. Pedernera y Juan Martín de Pueyrredón (antes La Capital) en el medanoso sur provincial.

Ésta realidad natural del espacio geográfico sanluiseño determinó que las autoridades provinciales construyera un sistema de acueductos, embalses y diques para aprovechar el agua.

Los acueductos que se han construido en la provincia abarcan extensas áreas de influencia. Suministran agua a localidades que han crecido en población y permiten habilitar grandes extensiones de tierra para las actividades agropecuarias.



Figure 5: Dique La Huertita

La provincia también cuenta con una política hídrica de vanguardia, caracterizada por una fuerte visión de futuro que hoy

le permite contar con una reserva hídrica incrementada en más de un 50% en los últimos años, la que garantiza la provisión de agua para todos sus habitantes por varias décadas.

El agua para consumo humano, agrícola, ganadero, riego, industrial y generación de energía es un elemento fundamental no solo para la sobrevivencia sino también para el crecimiento y desarrollo de una provincia en permanente expansión.

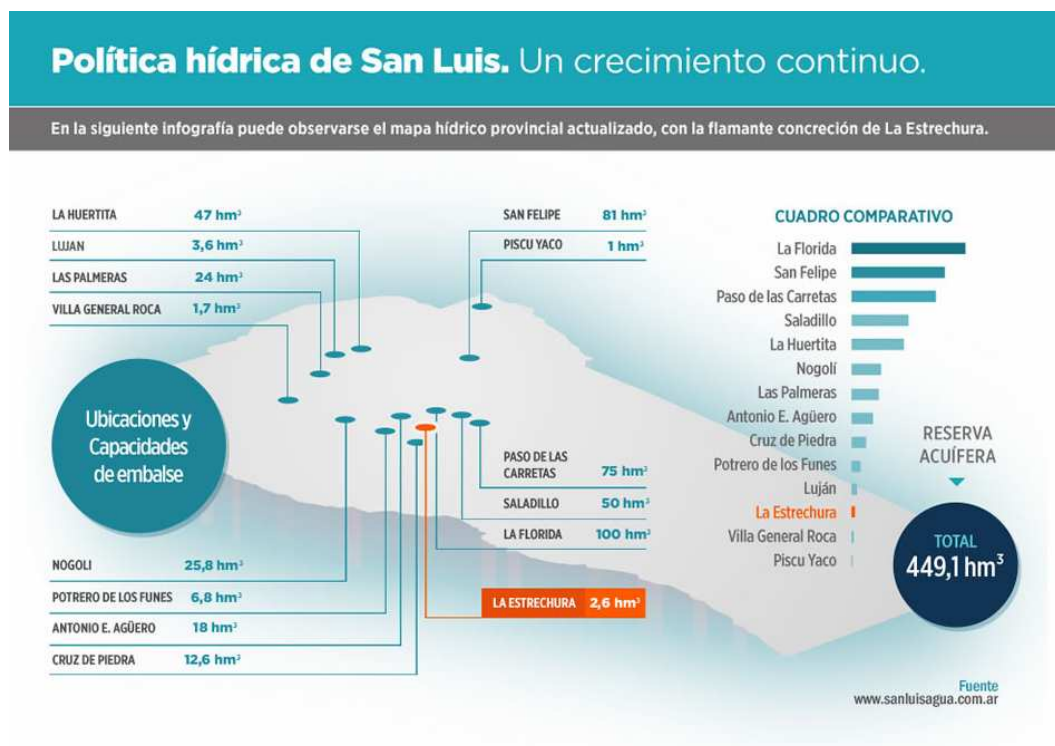


Figure 6: Reservas de agua

Los espejos de agua a lo largo y ancho del territorio de San Luis, ya suman un total de 19 presas y embalses, considerando también los pequeños diques derivadores, las presas proyectadas y las que actualmente se encuentran en proceso de estudio para su construcción.



Figure 7: Diques construidos y planificados

37.2 Control de cauces e inundaciones

Las estructuras de control de inundaciones están diseñadas para proteger las áreas costeras y a las orillas de los ríos, incluyendo a las comunidades urbanas y agrícolas, casas y otras áreas económicamente valiosas y a las personas ubicadas dentro de éstas. Estas estructuras se utilizan para desviar los flujos de agua, re-direccionando los ríos, reduciendo la velocidad de los cambios naturales en diques y líneas costeras, o evitando la inundación de líneas costeras o llanuras inundables vulnerables.

Los diques, espolones, canales, y muros de contención marinos a menudo actúan como la primera línea de defensa contra el desborde de ríos, inundaciones, oleadas causadas por tormentas y, a largo plazo, el aumento del nivel del mar. Manteniendo el agua alejada, las estructuras de control de inundaciones reducen el daño causado a la infraestructura física y ayudan a asegurar la continuación de la actividad económica y social de las comunidades.

Sin embargo, las estructuras de control de inundaciones no eliminan el riesgo por completo. Se pueden producir inundaciones si se supera los niveles de agua del diseño. Si las estructuras no fueron bien diseñadas, construidas, operadas o mantenidas, éstas pueden aumentar el riesgo de brindar una falsa sensación de seguridad y alentar el establecimiento o desempeño de actividades económicas en áreas propensas al riesgo.

No obstante, muchos programas de desarrollo confían en estas estructuras para mantener los objetivos del programa, incluyendo los suministros continuos de agua y alimentos, la actividad económica y la protección contra las tormentas e inundaciones. Por ejemplo, las ini-

ciativas urbanas (e.g., proyectos de transporte urbano) en las ciudades costeras como Dhaka, Bangladesh, necesariamente confían en estructuras de control de inundaciones efectivas, como estaciones de bombas y diques, para mantener la efectividad del programa en el corto plazo.

Apoyando el diseño, construcción y mantenimiento resilientes al clima de las estructuras de control de inundaciones, el Ministerio de Medio Ambiente podría ayudar a asegurar efectos duraderos de los proyectos y programas de desarrollo en las áreas vulnerables.

37.2.1 *Impacto de los estresores climáticos*

Al igual que muchos otros tipos de infraestructura, las estructuras de control de inundaciones frecuentemente están diseñadas para perdurar por muchas décadas. Diversos estresores climáticos afectan la eficacia y durabilidad de las estructuras de control de inundaciones, incluyendo los cambios en las precipitaciones, niveles del mar, eventos extremos y las oleadas causadas por las tormentas resultantes.

Las estructuras de control de inundaciones son únicas ya que pueden verse comprometidas por los mismos estresores contra los cuales fueron diseñadas. Por ejemplo, los incrementos en la intensidad y frecuencia de las inundaciones podrían saturar estas estructuras, causando su destrucción. Estos estresores aumentarán en importancia a medida que el cambio climático continúa alterando su intensidad, variabilidad y potencial de riesgo asociado.

Los impactos potenciales dependerán de una serie de factores que afectan la vulnerabilidad de estas estructuras. Por ejemplo, si se construyen muros de contención marinos en áreas que están sufriendo de hundimiento de tierra, serán más vulnerables a las oleadas causadas por tormentas y la elevación del nivel del mar. Los riesgos del cambio climático varían en importancia relativa, con un rango de implicancias de costos, efectos de composición e impactos en los objetivos de desarrollo.

Las fallas en las estructuras de control de inundaciones pueden resultar en consecuencias funestas para los servicios prestados y las inversiones realizadas por la comunidad en desarrollo. La Tabla I brinda diversos ejemplos de los impactos potenciales del cambio climático sobre las estructuras de control de inundaciones.

37.2.2 *Adaptar estructuras existentes*

Para reducir los impactos del cambio climático en las estructuras de control de inundaciones y el daño y destrucción resultantes para las comunidades costeras y ubicadas en zonas bajas, los profesionales del desarrollo tienen que adaptar las estructuras de control de inundaciones a los estresores climáticos futuros. La adaptación de las estructuras de control de inundaciones protegerá las inversiones en una serie de sectores, incluyendo los programas de transporte, energía y urbanos.

La resiliencia de las estructuras de control de inundaciones puede incrementarse de muchas maneras. Por ejemplo, las estructuras de control de inundaciones se deben construir en niveles más elevados y con materiales más resilientes y diseñados para soportar inundaciones repetidas y más extremas. De manera similar, al diseñar las estructuras de control de inundaciones, el Ministerio de Medio Ambiente y las distintas secretarías provinciales de infraestructura deben considerar, cuando sea factible, la construcción de estructuras de respaldo para brindar servicios en caso de producirse una falla.

Además, los estándares de diseño deben incorporar las proyecciones de aumento del nivel del mar, así como la hidrología y fisiografía de la cuenca con el fin de minimizar y evitar impactos adversos imprevistos.

Es fundamental que sean ingenieros capacitados y registrados quienes diseñen, implementen y revisen las construcciones nuevas y las mejoras para asegurar su estabilidad, ya que las estructuras de control de inundaciones no validadas pueden constituir una amenaza directa para la vida humana. Además, las comunidades deben evitar promover una sensación infundada de seguridad ya que cualquier estructura puede ceder en circunstancias extremas.

Para comprender las implicaciones de las estructuras de control de inundaciones, los tomadores de decisiones deben identificar los escenarios climáticos futuros plausibles para comprender cómo se proyecta que cambien los factores relevantes - como los niveles del mar y la intensidad de un evento extremo. Haciendo uso de esta información, los tomadores de decisiones pueden identificar los cambios necesarios al diseño, construcción y mantenimiento de las estructuras.

Los profesionales del desarrollo tienen que comprender las vulnerabilidades de las diferentes estructuras, en base a la ubicación, diseño y construcción además de los impactos hidrológicos, ambientales y del ecosistema. Las acciones de adaptación deben integrarse en la estrategia de manejo del riesgo general para las estructuras de control de inundaciones.

Las prioridades de adaptación deben seleccionarse en base a la evaluación de los tomadores de decisiones de los siguientes cuatro factores clave:

- Naturaleza crítica – ¿Cuál es el potencial de riesgo de falla de estas estructuras, incluyendo la población y el valor de los activos en el área protegida por las estructuras?
- Probabilidad – En vista de las proyecciones climáticas, ¿qué tan probable es que esta estructura se vea debilitada o saturada por causa de cambios climáticos?
- Consecuencias – ¿Conducirán los cambios climáticos a fisuras, rebosamiento o falla completa de estas estructuras o desestabilizarán los diques? Si la estructura falla, ¿qué daño y destrucción se producirá?
- Disponibilidad de recursos – ¿Se puede fortalecer la estructura con un costo reducido? ¿Se necesita construir estructuras nuevas para brindar servicios de protección adecuados?

¿ Se cuenta con ingenieros especializados certificados para diseñar, construir, inspeccionar y mantener estas estructuras en el área objetivo?

Un enfoque integrado, resiliente al clima para el manejo de control de inundaciones asegurará que los resultados del programa de desarrollo sean duraderos y a largo plazo. Las proyecciones del cambio climático deben incluirse de manera deliberada y consciente en las diversas etapas del ciclo, incluyendo el diseño, construcción y mantenimiento de las estructuras de control de inundaciones. Existen diferentes opciones para mitigar los impactos de estos estresores climáticos, incluyendo cambios estructurales (por ejemplo, cambios en las pendientes de los diques) y cambios de las políticas (por ejemplo, código de zonificación, reubicación, planes de redundancia del diseño).

37.3 Análisis de los proyectos

- **Alcance:** Identificar las metas de desarrollo relacionadas con el control de inundaciones que sean importantes para el país, la comunidad o el sector con que se trabaja. Identificar los factores y condiciones facilitadoras necesarios para alcanzar dichas metas. Considerar los impactos de los estresores climáticos y no climáticos en dichos factores.
- **Análisis:** Analizar los impactos climáticos para comprender cómo debe modificarse el diseño, construcción y mantenimiento de las estructuras de control de inundaciones. Analizar los riesgos relacionados con el clima con respecto de los demás riesgos que amenazan las estructuras de control de inundación existentes y los servicios asociados. Analizar los impactos sociales, hidrológicos, ambientales y eco sistémicos de las acciones propuestas. Analizar los factores no climáticos, como cambios en el patrón de uso de tierras, para comprender de qué manera podrían mejorar o exacerbar los efectos de las inundaciones.
- **Diseño**
 - **Gestionar:** Desarrollar estructuras o servicios redundantes para usar en caso de falla de las estructuras. Aumentar la frecuencia de las inspecciones para asegurar que las estructuras están soportando las presiones del cambio climático. Diseñar planes de manejo de riesgos de inundaciones con opciones de adaptación eco sistémicas y constructivas.
 - **Fortalecer:** Actualizar las especificaciones de diseño para integrar el aumento del nivel del mar y oleadas de tormentas proyectados. Reforzar los diques para contrarrestar los efectos de los aumentos de erosión costera.
 - **Reubicar:** Prever la reubicación de comunidades. Examinar enfoques de gestión de recursos naturales que permitan aumentar el almacenamiento en las cuencas o rompeolas, como por ejemplo, la creación de manglares. Actualizar los códigos de zonificación de las tierras costeras creando zonas naturales de amortiguamiento
- **Diseño**

- **Gestionar:** Aumentar los recursos de mantenimiento y reparación más frecuentes. Evacuar áreas temporalmente. Recurrir a opciones eco sistémicas, por ejemplo, amortiguación ribereña, para absorber de manera natural el exceso de agua.
 - **Fortalecer:** Utilizar materiales permeables en ubicaciones seleccionadas para permitir una mejor absorción del agua. Utilizar mezclas de asfalto /concreto mejoradas.
 - **Reubicar:** Reubicar las comunidades tierra adentro o lejos de las cuencas inundables.
- **Evaluación:** Hacer seguimiento a las estructuras de control de inundaciones y evaluar si se requiere servicios redundantes u otras opciones. Adicionalmente, monitorear el cambio de las condiciones ambientales afectadas por el clima, inclusive cambios en los niveles de oleadas de tormentas, velocidad del viento y precipitaciones.

38 COORDINACIÓN DEL BLOQUE MERCOSUR PARA POLÍTICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

* De acuerdo al marco establecido previamente por el MERCOSUR.

s de vital importancia para los países de la región garantizar la energía limpia como insumo básico para el desarrollo socio-económico y la integración del MERCOSUR. El presente documento brinda panoramas locales y regionales, así como políticas publicas que bien pueden ser ampliadas a la órbita continental, dando lugar a una iniciativa coordinada que beneficie a toda la región.

Ya se han dado anteriormente directrices de políticas energéticas, a los efectos de la consecución de los objetivos del Mercado Común. Asimismo, es evidente que este es un proceso que se desarrollará con su propia dinámica, basado en las realidades nacionales presentes que son el punto de partida del proceso de integración. Si bien estas directrices hoy no han sido satisfactorias (por diversos factores políticos) es valido retomarlas y utilizarlas como un marco común de integración.

Tales realidades consideran prioritario el abastecimiento de los mercados nacionales con energías limpias, que aseguren la autonomía energética y la sustentabilidad y cuidado del ambiente. Por otra parte la tendencia hacia una mayor integración energética asegurará, una más eficaz utilización de los recursos, obteniéndose beneficios que no serían posibles en condiciones de aislamiento. En ese sentido la experiencia acumulada en materia de emprendimientos energéticos binacionales permite alentar muy favorables expectativas para extenderlas al campo multilateral del MERCOSUR.

- Viabilidad económico-financiera de los proyectos energéticos de la región;
- Optimización de la producción y del uso de las fuentes de energía de la región;
- Favorecimiento de la integración entre los mercados energéticos de los Estados Partes, con libertad de compra y venta de energía entre las empresas de energía y libre tránsito de los energéticos, respetando las legislaciones vigentes en cada País.
- La política de precios de la energía es parte integrante de la política económica de los Países y como tal debe respetarla;
- El precio de la energía (ex-impuestos) debe reflejar, en principio, su costo; la posibilidad de administración de precios favorecidos, por las características específicas de algunos segmentos consumidores del sector productivo, debe ser analizada en común;
- Equivalente tratamiento tributario (impuestos, tasas y gravámenes internos) a la energía destinada a los sectores productivos tendiente a la armonización de las políticas fiscales aplicadas.
- Promoción del uso racional de energía y su conservación;

- Admisión, en el marco de libre intercambio energético, de la posibilidad de acuerdos energéticos binacionales o multinacionales, dentro o fuera de la región;
- Promoción de la producción y uso de energía renovables con bases económicas y ambientalmente sustentables;
- La armonización de la legislación ambiental y el establecimiento de estructuras organizaciones que permitan resultados equivalentes en la mitigación de los impactos sobre el medio ambiente resultantes de la producción, transporte, almacenamiento y uso de los energéticos, incorporando los costos ambientales a los costos de energía.
- Coordinación en la gestión de propuestas de financiamiento a organismos internacionales con el objetivo de realizar estudios de viabilidad económico-financieros de emprendimientos energéticos comunes;
- Ajuste de criterios para permitir el acceso de las empresas energéticas a los mercados de capitales de los Países Miembros;
- Elaboración de estudios de planeamiento energético integrado regional, en concordancia con los planeamientos macroeconómicos nacionales;
- Adopción en el campo legal, patrimonial, técnico y gerencial de medidas que aumenten la calidad y la productividad de las empresas y su desempeño colegiado, lo que presupone la existencia de coordinación, en el sentido de asegurar la ampliación de los beneficios recíprocos resultantes de la integración energética de los países del MERCOSUR.
- Tener en cuenta la diversidad de factores socioeconómicos y políticos que intervienen en la organización de los sistemas energéticos.

Part V.

Perspectivas regionales

Las perspectivas regionales son mas que interesantes para comprender la importancia de la transición energética en nuestros países vecinos. Estrategicamente, contar con una matriz diversificada nos permitiría reducir considerablemente la dependencia en los precios internacionales de los combustibles fósiles. Si se analiza el marco regional, Argentina se puede ubicar en el plazo de una década, como país exportador de energía limpia.

Las claves regionales están en los programas de incentivo a los parques de energía eólica, solar y las represas hidroeléctricas. Lo es a nivel mundial, pero es importante remarcar que también tiene un fuerte componente los bio-combustibles y la aun inexistente capacidad eólica que se puede instalar en las costas de Argentina, Brasil y Uruguay.

39 BRASIL

El país que albergó la cumbre Rio+20 reúne en sí mismo todas las contradicciones a las que se enfrenta el desarrollo sostenible. Brasil, la sexta economía del mundo y una de las mayores potencias medioambientales globales, afronta el reto de potenciar su progreso económico respetando sus valiosos, pero no inagotables, recursos naturales.

El proceso acordado en Durban el año pasado debería llevar, de forma lenta, a un nuevo acuerdo en 2016 para ser puesto en marcha en 2020. "Las perspectivas de mantener el aumento de la temperaturas global por debajo de los dos grados, como se acordó en Copenhague en 2009, son ahora mismo remotas –explica Skea–. Los faros de esperanza son estados como México, Alemania, Gran Bretaña, Australia y California, que han adoptado sus propias legislaciones climáticas y muestran lo que se puede conseguir".

Potenciar una economía verde a través de un desarrollo sostenible que luche contra la desigualdad sin menoscabar el progreso económico no es un objetivo fácil. El mejor ejemplo es el país anfitrión del evento, que trataba de repetir el éxito logrado hace 20 años en la Cumbre de la Tierra de Rio de Janeiro.

Brasil, que hace apenas un año sobrepasó a Gran Bretaña como la sexta economía del mundo, se enfrenta a un dilema constante. Por un lado, tiene el reto de convertirse en una gran potencia medioambiental gracias a la biodiversidad de su inmenso territorio, poseedor del 30% de los bosques del planeta y numerosos recursos naturales. Por otro lado, el país está experimentando un desarrollo económico que lo convierte en uno de los grandes poderes emergentes capaces de tambalear, junto a China e India, el orden del mundo.

39.1 Líder en renovables

Brasil constituye una potencia en el uso de las energías renovables. Según afirmó la presidenta Dilma Rousseff en su discurso de apertura de la cumbre, el 45% de la energía utilizada proviene de fuentes renovables. Principalmente las hidroeléctricas, el etanol para los automóviles y el uso del carbón vegetal en la siderurgia constituyen la base de este porcentaje.

Todos estos factores sitúan a Brasil en una posición privilegiada en cuanto a la disposición de recursos, pero su gestión no resulta fácil bajo la presión del desarrollo económico. Si por un lado se ha logrado reducir radicalmente en los últimos años la deforestación de la selva amazónica y potenciado las renovables, del otro, el país no duda en impulsar para desarrollarse masivos proyectos de infraestructura, que incluyen hidroeléctricas y carreteras en la Amazonia.

Según un comentario publicado en la revista Nature por Fabio Scarano, André Guimaraes y José Maria da Silva, de la organización Conservation International, el gobierno brasileño ha permitido en los últimos años la creación de nuevas plantas hidroeléctricas en zonas vír-

genes del Amazonas a costa de causar daños al medioambiente y las poblaciones indígenas, alegando la creciente necesidad energética del país. De esta forma se ha acelerado la construcción de las presas del Santo Antonio y Jirau en el río Madeira en 2009 y la de Belo Monte en el río Xingu en 2011.

Además, según el artículo, en enero de 2012 el gobierno decidió reducir la extensión de ocho áreas protegidas de la región de Tapajos para construir más presas.

Estos datos son corroborados por Philip M. Fearnside, profesor del Instituto Nacional para Investigación del Amazonas (INPA) en Manaus, que afirma que los planes de expansión energética de Brasil entre 2011 y 2020 contemplan la construcción de 48 presas adicionales, 30 de ellas en el Amazonas.

"Construir 30 presas en 10 años significa una media de una presa cada cuatro meses en el Amazonas hasta 2020. Por supuesto el reloj no se para en 2020, y el número total de presas planeadas en el Amazonas brasileño supera las 60", explica Fearnside en un artículo para el Global Water Forum.

"Brasil es un gran país que saca su energía de grandes hidroeléctricas y de biocombustibles. Si al mirar hacia atrás hace varias décadas, en la época en que se comenzó la construcción de grandes presas, estas tenían sentido, en el período actual nos encontramos repitiendo un modelo sin tener en cuenta otras opciones, como la energía del sol, el viento y el mar", afirma Carlos Joly, profesor e investigador de la universidad de Campinas (Unicamp y asesor de Programas de Investigación y Ministerio de Desarrollo Ciencia, Tecnología e Innovación de Brasil. "No hemos cambiado ni nos hemos movido, mantenemos gigantescas construcciones que tienen un gran impacto en el medioambiente en lugar de considerar otras vías", continúa.

Una de esas grandes construcciones es la presa de Belo Monte, un proyecto polémico que ha estado a punto de ser paralizado en numerosas ocasiones. Los planes originarios datan de la época de la dictadura en los años '70, fueron retomados en los '90 y, tras largas discusiones y una gran oposición internacional y nacional, encabezada por personajes como Sting y James Cameron, parece que va a salir adelante.

39.2 La presa que cambiará el paisaje

La represa sería, de materializarse, la tercera en tamaño del mundo, con una capacidad instalada de 11.200 megavatios – el 11% de la capacidad instalada en el país –, por detrás de la presa de las Tres Gargantas en China y de la de Itaipú en la frontera entre Paraguay y Brasil. Los trabajos de la obra colosal ya marchan a toda máquina, lo que cambiará la vida de la comunidad indígena del río Xingú, formada por unos 2.000 personas.

Según datos de la ONG Amazon Watch, para llevar a cabo las obras de Belo Monte, el 80% del curso del río Xingú será desviado de su cauce original, lo que podrá causar una sequía

permanente en varias áreas y afectará directamente a los territorios de Paquiçamba y Arara y a los pueblos indígenas de Juruna y Arara. Según esta organización, se excavarán dos grandes canales de 500 metros de ancho y 75 km de largo, se moverá más tierra de la que fue necesario eliminar para construir el Canal de Panamá, y los dos depósitos de agua y canales de la presa inundarán un total de 668 km², 400 de los cuales son bosque. La inundación forzará la evacuación de 20.000 personas de sus hogares. Además se espera que la presa atraiga a unas 100.000 personas al área donde se construye, modificando la zona y el ecosistema donde se ubica.

"Desgraciadamente muchas de las renovables actuales se basan en la fuerza de las hidroeléctricas. En los últimos 100 años, los gobiernos brasileños han creído que la mejor forma de solucionar el problema energético son las grandes obras", afirma Ricardo Baitelo, coordinador de campañas de Clima y Energía de Greenpeace en Brasil.

No menos importante ha sido la gran batalla política que ha librado Brasil en meses recientes y que afecta al Código Forestal, que regula la deforestación del pulmón del mundo, el Amazonas.

Aunque en los últimos años Brasil ha reducido sensiblemente la deforestación, que alcanzó en 2011 una cifra récord a la baja (de 2004 a 2009 la reducción acumulada fue de un 53%, según el balance del gobierno), la introducción de los cambios propuestos inicialmente en el Código Forestal por parte del Congreso hubiera supuesto una grave amenaza para importantes áreas del Amazonas, estimada según el instituto gubernamental para la Investigación en Economía Aplicada en la destrucción de 47 millones de hectáreas de ecosistemas naturales en los años venideros. Los ambientalistas lograron reunir casi dos millones de firmas para detener el proyecto.

39.3 Ni líder ni villano

Aunque la presidenta Rousseff vetó algunos de los puntos más polémicos, la decisión firme no ha sido alcanzada aún. "El voto del Gobierno en los cambios del Código Forestal arroja una sombra oscura a la reputación de Brasil como líder global en la lucha contra la deforestación y el cambio climático", expresa Paulo Adario, director de la campaña de Amazonia en Greenpeace Brasil.

Fernando Gabeira, líder del Partido Verde de Brasil, afirmó en declaraciones a la agencia ANSA que su país fue elegido como sede porque desempeña un papel "de peso" en la agenda ambientalista global pero que en el plano interno "aún tiene una política ambiental repleta de promesas incumplidas".

"Brasil ya no es el villano de la película como lo era años atrás por nuestros problemas en la Amazonia, que siguen siendo serios pero menos graves, ni es tampoco el héroe de la película, porque somos muy contradictorios. Queremos ser un ejemplo ecológico global y no

cumplimos nuestros deberes de casa".

El diario The New York Times apunto esas contradicciones al señalar que los vasos hechos con materiales biodegradables, los sistemas de aire acondicionado eficientes, las furgonetas propulsadas por etanol para transportar a los que participaron en la cumbre y la red ultra rápida de WiFi para evitar el imprimir documentos en la sede de la Rio+20 estaban patrocinadas por las grandes compañías petroleras y eléctricas brasileñas.

40 CHILE

Mientras el mundo vive un intenso debate sobre la escasez del petróleo y los efectos perjudiciales de su utilización como fuente de energía, se empieza a tomar conciencia en Chile de la necesidad de invertir en las fuentes de energía renovables.

La meta que se fijó Chile para 2020 es que el 15% de la nueva generación de energía que se incorpore al sistema provenga de fuentes renovables no convencionales (esta cifra no considera el total de la energía generada sino el de la que se incorpora al sistema). El proyecto de ley en trámite en el congreso se fija como meta desde 2010 en adelante que el 5% del total de la generación. Con esto se está dando una señal potente de la necesidad de incorporar estas energías a la matriz energética trasandina.

La energía geotérmica, que se puede obtener aprovechando el calor resultante de las fuentes termal, es uno de los recursos que puede aprovechar Chile, considerando su gran actividad sísmica. En 1999 el congreso chileno aprobó una ley que establece las condiciones sobre las cuales se puede explotar esta energía. Actualmente la ENAP trabaja en dos pequeños proyectos ubicados en Chillán y en el Tatío respectivamente.

Otra de las potenciales fuentes energéticas de Chile es la hidráulica, por la gran cantidad de ríos en el sur. Esta resulta del aprovechamiento de la fuerza del agua, que empuja una turbina hidráulica unida a un generador eléctrico, que al girar produce electricidad. Es interesante comparar el sur de Chile con los fiordos de Noruega, donde se concentra la mayor parte de la actividad hidroeléctrica/hidráulica del país escandinavo.

Respecto a la energía eólica se han dado los primeros pasos con proyectos como el de "Alto Baguales", en la IX región, que abastece de electricidad a unas 19 mil familias.

La energía mareomotriz proviene del movimiento de las mareas, y puede obtenerse interponiendo ejes con aspas accionados por el mar al entrar y retirarse de las costas. El sur de Chiloé presenta condiciones adecuadas por la marcada diferencia de sus mareas, sin embargo todavía falta investigación al respecto.

La energía solar es uno de los grandes recursos de Chile, por encontrarse la mayor radiación solar del mundo en el desierto de Atacama.

La biomasa es materia orgánica proveniente de plantas y animales, y se puede obtener energía a partir de su quema o procesamiento. En Chile se utiliza para producir electricidad mediante plantas eléctricas que aprovechan los residuos de procesos industriales como la producción de celulosa. El biogás es un tipo de energía que se obtiene de la biomasa desde vertederos de basura, y se usa para el abastecimiento de gas domiciliario en Santiago y Valparaíso.

40.1 La potencialidad del norte

El norte de Chile, que tiene el desierto más soleado del mundo, una costa ventosa y limitada cantidad de combustible fósil, se ha convertido en el principal mercado de energía renovable del mundo.

El gobierno de la presidenta Michelle Bachelet ha aprobado 76 proyectos solares y eólicos desde que entró en funciones. Las compañías desarrolladoras de energía renovable buscan contratos para proporcionar electricidad a minas que operan compañías como Anglo American Plc y BHP Billiton Ltd., que consumen la tercera parte de la energía del país.

La energía renovable es ahora más barata que la electricidad que se vende en el mercado spot de Chile y, en momentos en que se estima que aumentará la demanda global de cobre, también lo hará la demanda de energía en las minas del desierto de Atacama. Para completar los proyectos solares y eólicos que se han aprobado harán falta US\$7.000 millones.

"Chile es el mercado que tiene el mayor nivel de actividad del mundo", dijo Ben Warren, jefe del equipo de renovables de Ernst Young LLP.

Pattern Energy Group Lp, la unidad desarrolladora de capital cerrado asociada a Pattern Energy Group Inc., completó en agosto el mayor parque eólico de América Latina, el proyecto El Arrayán, de 115 megavatios. Pattern, con sede en San Francisco, tiene un contrato para el suministro de energía a la compañía minera londinense Antofagasta Plc y su mina de cobre Los Pelambres, enclavada en lo alto de los Andes, a 129 kilómetros (80 millas) de la granja eólica. La firma desarrolladora también planea una granja solar en la región de Atacama.

"Chile es nuestro país favorito", dijo en una entrevista Michael Garland, el máximo responsable ejecutivo de Pattern Energy. **"Tiene una buena economía, estabilidad política y es algo así como una isla de energía con pocos recursos energéticos locales".**

Chile importa más del 90% de sus combustibles fósiles y paga las tarifas de electricidad más altas de América Latina. Cinco años de sequía han diezmado las reservas de las represas hidroeléctricas, lo que hace que Chile sea más dependiente del carbón y el diesel para la operación de sus plantas de energía.

"Hemos pasado de una tormenta perfecta a una tormenta permanente", dijo Carlos Finat, que dirige Acera, la asociación de energía renovable de Chile. La electricidad en el mercado spot cuesta US\$130 por megavatio-hora. Si bien los acuerdos de compra de energía en el caso de la energía solar y eólica suelen ser confidenciales, los costos de la energía renovable son menores según datos del ente regulador de energía del país.

Las posibilidades del país en energía renovable pueden compensar la debilidad de la red. Chile tiene 6.440 kilómetros de costa ventosa. Cuenta con 137 volcanes que la italiana Enel SpA y Mighty River Power Ltd., de Nueva Zelanda, evalúan como posibles sedes para plantas

de energía geotérmica. El desierto de Atacama es el lugar más seco y soleado del mundo, por lo que resulta apropiado para proyectos solares.

40.2 La barrera de 10%

Un notable salto dio Chile el año pasado en el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), las que llegaron a aportar un 10,9% de energía al Sistema Interconectado Central (SIC), superando significativamente el 7,3% que alcanzado en 2013. Según el ministerio de Energía, Chile opera actualmente 2.052 MW en ERNC, lo que lo ubica en el segundo puesto de Latinoamérica y en el número 13 a nivel mundial, según el Renewable Energy Country Attractiveness Index.

Uno de los factores que impulsó esta cifra inédita fue la aprobación de la ley de fomento de las ERNC EN 2010, la que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC. Para cumplir esta meta, se estima una inversión total de US\$13 mil millones.

Durante el año pasado el sector más productivo fue la biomasa, que inyectó al SIC un total de 2.433 GWh. Le siguen la mini hidro, que entregó un 24% de la producción de ERNC, y finalmente la eólica, con un 21,2%.

El ministerio de Energía ha hecho un buen balance de lo realizado durante el 2014, destacando, por ejemplo, que en marzo pasado había 28 centrales eléctricas en construcción con 1.949 MW de capacidad instalada, llegando a noviembre con 45 centrales en construcción, correspondiendo el 39% de ellas a plantas de energía renovable.

Además un informe interno de ese ministerio detalla otras iniciativas como la aprobación del Plan Estratégico 2015-2020; la realización del primer concurso para el cambio de alumbrado público en 85 comunas del país por luminaria eficiente con tecnología LED; y la aprobación del primer impuesto al carbono en América Latina que se iniciará en 2017 y con el que se espera recaudar US\$ 160 millones.

Pese a todos los avances, aún falta mucho por hacer. Según los gestores de la ley 20-25, para cumplir el objetivo se deberán instalar, al menos, 6.500 MW. La Asociación de Generadoras de Chile, plantea que incluso podrían necesitarse 8.000 MW, equivalente a entre el 45% y el 60% de la capacidad instalada actual en el SIC.

En esta línea, uno de los siguientes desafíos es el mejoramiento del sistema de transmisión, por lo que el gobierno ya está trabajando en un proyecto de ley que será presentado este año o a mas tardar en 2017.

Por otra parte, en Chile se espera incrementar el rendimiento de la energía solar. Con 360 MW incluidos en 2014 y otros 873 MW actualmente en construcción, la tecnología fotovoltaica se convertirá en 2016 en la de mayor capacidad instalada.

41 COLOMBIA

El agotamiento de las fuentes tradicionales de energía (combustibles fósiles) ha puesto a la mayoría de países del mundo a encontrar soluciones en energías alternativas. Colombia tiene un gran potencial en la generación de este tipo de energías por su posición geográfica y ya está trabajando en ello.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) dice que la base de la vida moderna del mundo depende en un 80% del petróleo y que a medida que los países se industrializan y sus poblaciones aumentan, también crece el consumo de energía.

En Colombia la producción de energía primaria proviene de la hidroelectricidad, por la abundancia de agua en la mayoría de zonas del país, y en un segundo lugar de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), cuyas reservas ya se están agotando.

Por eso el Gobierno Nacional en los últimos años ha invertido en el desarrollo y aplicación de tecnologías alternativas de producción de energía, que funcionen con recursos renovables, para solucionar el problema de la crisis energética mundial y contribuir a un medio ambiente más limpio.

Según La Unidad de Planeación Nacional Minero Energética (UPME), las energías renovables cubren actualmente cerca del 20% del consumo mundial de electricidad.

41.1 Energía para toda la vida

Las energías alternativas provienen de recursos que están relacionados con los ciclos naturales del planeta, haciendo posible que se disponga del recurso de manera permanente.

Cada una de las energías implica diferentes tipos de tecnologías con las cuales se obtiene energía en forma de electricidad, fuerza motriz, calor o combustibles. Se han clasificado en seis grupos principales: Energía Solar, Energía Eólica (del viento), Energía de la Biomasa, Energía Hidráulica, Energía de los Océanos y Energía de la Geotermia. (ver cuadro energías renovables, tecnologías y usos finales)

41.1.1 *Energía solar*

Es la fuente primaria de luz y calor en la tierra, por esta razón se puede considerar como una fuente renovable; para generarla, se usa como fuente la radiación solar que llega a la Tierra.

Este tipo de energía es gratuita, no genera emisiones y es silenciosa. Además es una de las pocas tecnologías renovables que pueden ser integradas al paisaje urbano y es útil en zonas rurales de difícil acceso.

En Colombia se podría generar en mayor escala en las zonas del Magdalena, La Guajira, San Andrés y Providencia.

41.1.2 *Energía Eólica*

El viento es aire en movimiento, una forma indirecta de la energía solar, este movimiento de las masas de aire se origina por diferencia de temperatura causada por la radiación solar sobre la tierra. Cuando el aire se calienta, su densidad se hace menor y sube, mientras que las capas frías descienden, así se establece una doble corriente de aire.

La energía eólica puede transformarse principalmente en energía eléctrica por medio de aerogeneradores, o en fuerza motriz empleando molinos de viento. Es una energía segura y gratuita, pero tiene las desventajas de que la velocidad del viento es variable y poco confiable, los aerogeneradores producen ruido y la vida silvestre puede verse afectada, ya que existe el riesgo que las aves caigan en ellos y mueran.

En Colombia la zona norte cuenta con las mejores potencialidades para generar este recurso. Por ejemplo, en la Alta Guajira, Empresas Publicas de Medellín (EPM) puso en funcionamiento el primer parque eólico, Jepirachí, con 15 aerogeneradores que aportan 19.5 megavatios al Sistema Interconectado Nacional.

41.1.3 *Energía de Biomasa*

La biomasa es cualquier material de tipo orgánico proveniente de seres vivos que puede utilizarse para producir energía. Se produce al quemar biomasa, como madera o plantas.

Utilizan tecnologías que dependen de la cantidad y clase de biomasa disponible. Con los principales sistemas de transformación pueden obtenerse combustibles, energía eléctrica, fuerza motriz o energía térmica.

Este tipo de energía emite poco dióxido de carbono y podría ser una solución a los métodos alternativos para eliminar desechos (entierro de basura y quema al aire libre). La dificultad es que requiere alta inversión de capital y su rentabilidad sólo se vería a largo plazo.

En Colombia se tienen estudios de producción de biomasa con el bagazo de la caña, que se estima una producción anual de 1.5 millones de toneladas y de cascarilla de arroz, con la que se producen más de 457.000 toneladas al año. Las zonas más adecuadas para generar esta energía son los Santanderes, los Llanos Orientales y la Costa Atlántica.

41.1.4 *Energía Hidráulica*

Es aquella que usa como fuente, la fuerza del agua de ríos y lagos. Se transforma mediante las plantas de generación hidráulica y genera electricidad.

La hidroelectricidad es un método altamente eficiente en la generación de electricidad y no contamina. Sólo es aconsejable para los países que tienen climas y topografías apropiadas,

como Colombia, donde hay un gran desarrollo de estas infraestructuras.

Para generar este tipo de energía se deben construir represas, que pueden incluir la desviación del curso de ríos, inundación de tierras arables y el desplazamiento de personas. Por otro lado, los hábitats silvestres son afectados y los peces pueden morir atrapados en las turbinas.

41.1.5 *Energía de los Océanos*

Los océanos cubren más del 70% de la energía terrestre. En ellos se pueden encontrar dos tipos de energía: la térmica que proviene del calentamiento solar y la mecánica a partir de las mareas y las olas.

El sol calienta la superficie de los océanos en una proporción muy alta, en comparación con las zonas profundas, de esta manera se crea una diferencia de temperaturas que también puede ser aprovechada, pero es insegura por los fenómenos a que están sujetos los océanos.

Colombia, según el UPME, tiene un potencial estimado en los 3000 Km de costas colombianas de 30 GW.

41.1.6 *Energía Geotérmica*

Proviene del calor procedente del centro de la tierra. Se transforma mediante perforaciones muy profundas para usar la fuerza calorífica bajo la superficie de la tierra para producir electricidad.

Esta energía es libre de contaminación, pero cuesta dos o tres veces más de lo normal y es limitada en zonas con actividad tectónica.

El Atlas Geotérmico de Colombia destaca como zonas de mayor potencialidad los volcanes Chiles - Cerro negro, el volcán Azufral en el departamento de Nariño, El Parque Nacional de los Nevados y el Área Geotérmica de Paipa - Iza Boyacá.

41.2 Ley de energías renovables

La recientemente sancionada Ley 1715 de 2014 es el marco desde el cual el país se encamina al uso e implementación de estas fuentes no convencionales. Como lo expresó en su momento el ex ministro de Minas y Energía Amilkar Acosta Medina, al presentar la norma, "un país con una ley de energías renovables está más cerca del desarrollo económico sostenible, de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de la seguridad del abastecimiento energético".

Y es que las reservas, cada vez más agotadas, de las fuentes tradicionales de energía (combustibles fósiles) han puesto sobre el tapete la inminente necesidad de encontrar soluciones alternativas a la producción energética, especialmente aquellas que aprovechan recursos naturales como el viento, el sol, ríos y mares, material orgánico de plantas o el calor interior de la

tierra, entre otros.

Para Empresas Públicas de Medellín (EPM), "Colombia tiene la ventaja de contar con un enorme potencial para el aprovechamiento de energías renovables en el campo hidroeléctrico, gracias a su riqueza en fuentes de agua en gran parte de su territorio. De hecho, hoy, cerca del 80% de su sistema de generación proviene de ellas, lo que le permite disponer de una energía almacenable, económica, firme y confiable", a lo que agrega que, "por su estratégica posición en el trópico y en el sistema montañoso de los Andes, tiene un potencial en energías como la eólica, la solar y la geotérmica".

Según la Unidad de Planeación Nacional Minero Energética (Upme), las energías renovables cubren actualmente cerca del 20% del consumo mundial de electricidad, lo que para el sector es muy importante, como lo manifestó a Portafolio TV, Arturo Quirós Boada, presidente de la Cámara Colombiana de Energía, "vamos a tener posibilidades de contar con un sistema mucho más eficiente, que pueda ser utilizado de mejor forma para que cuando vengan eventos como el fenómeno del niño, tengamos la suficiente capacidad instalada para sobrellevar situaciones de esa clase".

EPM ha desarrollado el Parque Eólico Jepírachi, en La Guajira, el primer proyecto que Colombia registró oficialmente ante las Naciones Unidas para su estrategia de cambio climático. Ubicado en el municipio de Uribia, está conformado por 15 aerogeneradores con una capacidad de 1.300 kW cada uno, para una capacidad instalada total de 19,5 MW de potencia nominal. Avanza también en investigaciones para la producción de biocombustibles que generen energía a partir de microalgas y jatrofa, y en aprovechar el biogás en rellenos sanitarios.

41.3 Nuevos proyectos

Empresas Públicas de Medellín (EPM) lleva a cabo investigaciones en geotermia, en el Nevado del Ruiz, donde ha perforado un pozo exploratorio y se realizan estudios que analizan su potencial energético.

En un reciente foro de integración regional en energías renovables, organizado por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (Ipse), en Quibdó (Chocó), representantes del Medio Baudó manifestaron su interés en presentar un proyecto para el aprovechamiento del bagazo de la caña, como materia prima para la generación de energía eléctrica, y así satisfacer la demanda de producción.

Durante el evento también se resaltaron proyectos como el híbrido solar diésel, que implementó el Ipse en Titumate, Unguía; microcentrales eléctricas y solares en Arusí y el Parque Nacional Utría, respectivamente, y la positiva perspectiva en el uso de biomasa para proyectos futuros.

41.4 Asistencia técnica externa

El Programa de Energía Limpia para Colombia (CCEP, por sus siglas en inglés), de la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (Usaid) apoya proyectos de desarrollo, asistencia técnica y financiamiento para estimular la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable.

Entre ellos se destaca la implementación de un proyecto de biogás en Fredonia (Antioquia) con cerdos y porcinos para sustituir el consumo actual de gas licuado de petróleo (GLP) por biogás generado a partir de un sistema de digestión anaeróbica, que procesará el estiércol de cerdo, y cuyos principales beneficios son la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el uso del sustrato obtenido en el digestor como fertilizante y el ahorro de consumo de GLP.

42 URUGUAY

Con tan solo 3.2 millones de habitantes, Uruguay ha puesto en marcha una verdadera revolución energética. Está invirtiendo el 3% del PIB en ese cambio, y cerca del 40% de esa energía limpia corresponde ya a energía eólica, solar y biomasa.

Uno de los artífices de esta revolución que comenzó desde el primer gobierno de Tabaré Vázquez y continuó con Mujica, se llama Ramón Méndez Galain. Es el director Nacional de Energía. "Uruguay no tiene ni petróleo, ni gas, prácticamente ha usado todo su potencial hidroeléctrico y está creciendo a un 6% su economía. Al mismo tiempo quiere reducir su pobreza", dijo Méndez en la Cumbre de Cambio Climático en Lima.

En esa escasez de recursos energéticos fósiles, los uruguayos no vieron un problema sino una oportunidad. **Los cuatro principales partidos políticos se pusieron de acuerdo** y se comprometieron con una política a largo plazo. La Política Energética de Uruguay va hasta 2030 y gane quien gane las elecciones debe mantener el rumbo pactado.

Los uruguayos han visto caer el 6% la factura de electricidad que pagaban antes. En 2012, fueron Líderes en Energía Limpia de WWF, Uruguay ocupó el primer lugar de países con más alto porcentaje de PIB invertido en energía renovable. Y en 2014, ha sido el país de América Latina con la mayor tasa de crecimiento de las inversiones en energías limpias.

El secreto parece ser una receta sencilla y mucho sentido común y estos son los ingredientes según Méndez: una política a largo plazo, respaldo de todos los partidos, diálogo entre sector privado y público y atraer a los mejores cerebros; por medio de distintos incentivos multiplicaron por diez los investigadores expertos en energía.

42.1 Caracterización del sector energético en Uruguay

La agenda de desarrollo que Uruguay enfrenta para los próximos años tiene a la disponibilidad de energía como un componente fundamental.

En este contexto, la ausencia de fuentes de energía fósil en la economía uruguaya y el agotamiento de las capacidades hidráulicas (al menos en grandes dimensiones) ofrecen importantes oportunidades a la incorporación de nuevas fuentes de energía, entre las que destacan las energías renovables.

42.1.1 *Matriz de abastecimiento energético*

De acuerdo a datos de la Dirección Nacional de Energía (DNE) de MIEM, la energía total de abastecimiento de Uruguay alcanzó 4.902 ktep en 2012, lo que supuso un récord histórico y un crecimiento de 15% con relación a los niveles de 2011. La matriz de abastecimiento energético

para Uruguay tiene como principales fuentes energéticas al petróleo y sus derivados, a la energía hidroeléctrica y a la biomasa, que tradicionalmente han acumulado cerca de 95% de la energía de abastecimiento.

Una característica del sistema energético uruguayo es que los años de escasas precipitaciones se traducen en baja generación de energía hidroeléctrica, que se debe compensar con un mayor uso de petróleo y sus derivados.

El cambio más significativo observado en la matriz energética estuvo asociado principalmente a la mayor utilización de biomasa, que en el período 2009-2012 generó aproximadamente 30% de la energía, cuando tradicionalmente participaba en menos de 20% en la matriz de abastecimiento. Este aumento en la participación tuvo como causa principal la puesta en funcionamiento de la planta de celulosa de UPM, que supuso la inversión más grande en la historia del país en dicho momento. A partir de 2014 se observará un nuevo cambio, asociado a la entrada en funcionamiento de la segunda planta de celulosa de la empresa Montes del Plata.

Por su parte, el peso de la energía hidroeléctrica (que muestra fuertes variaciones debido a los diferentes registros de lluvia que se dan año a año) ha exhibido cierta disminución respecto de años atrás. Esto se debe a que la energía hidráulica generada no ha aumentado ya que se encuentran utilizados casi al máximo los recursos hídricos significativos que existen en el país y por el contrario, la producción energética ha ido creciendo año a año.

42.1.2 *El sistema eléctrico en Uruguay*

El sistema nacional eléctrico uruguayo se compone de un sistema de 770 km de 500 KV, que une las centrales de Salto Grande, que pasa por la represa de Rincón del Bonete y une también a Palmar con el mayor centro de consumo, que es la zona metropolitana de Montevideo, y presenta un ramal hasta la ciudad de San Carlos, ubicada al sureste del país. Asimismo, existe una red de 150 kV de 3549 km, que une las centrales de generación con casi la totalidad de las capitales departamentales y principales centros de consumo (49 estaciones de 150 kV).

42.1.3 *Biomasa*

Uruguay posee amplios recursos naturales para el desarrollo de las energías renovables, entre ellas biomasa, hidráulica, solar y eólica.

La biomasa puede describirse como "toda materia orgánica susceptible de aprovechamiento energético". Esta concepción abarca productos y subproductos de origen leñoso y herbáceo, incluyendo también ciertos residuos industriales y municipales.

En los últimos diez años Uruguay ha asistido a una importante modificación en su sector agropecuario, registrando una fuerte expansión en la producción de rubros como la soja, el arroz y el trigo. Adicionalmente, el país ha mostrado un importante desarrollo de las actividades forestales. En este contexto, se ha incursionado en experiencias de generación de

energía a partir de cáscara de arroz, caña de azúcar, celulosa, sorgo dulce y madera.

A su vez, en 2010 se divulgó una consultoría en la que se analiza la posibilidad de generación de energía a partir de residuos o subproductos de biomasa. Adicionalmente, en marzo de 2014 en el marco del PROBIO se contó con nueva información procedente de la Consultoría "Análisis del estado del arte a nivel del sector forestal con una perspectiva global".

Una de las fortalezas de Uruguay para la generación a partir de biomasa radica en que las inversiones en equipamiento y servicios necesarias para el desarrollo de estos proyectos pueden hacerse en gran medida con suministros locales, para ciertas escalas. En el país existe la tecnología y los recursos humanos necesarios para ello, ya que se cuenta con capacidad nacional de fabricación de gran parte de los equipos necesarios para estas centrales térmicas. Según consultas realizadas a empresas nacionales se estima que entre 50% y 70% de la inversión podría ser realizada con participación de bienes de capital y know-how nacional.

42.1.4 *Hidroeléctrica*

La generación hidráulica en Uruguay constituye una de las principales fuentes de energía eléctrica. El parque generador hidráulico se compone de tres centrales en cascada en el Río Negro de un total de 593 MW (Gabriel Terra 152 MW, Baygorria 108 MW y Constitución 333 MW) y de una central binacional en el Río Uruguay (Salto Grande) de 1890 MW de los cuales 940 MW le corresponden a Uruguay, el resto a Argentina. Actualmente, el aprovechamiento hidráulico en Uruguay está cercano al límite máximo.

De todas maneras, existe capacidad adicional para la instalación de pequeñas centrales hidráulicas (PCH) para auto-consumo y venta de excedentes a la red.

42.1.5 *Solar*

La irradiación global diaria sobre plano horizontal promedio anual sobre el territorio uruguayo es de 4,4 kWh/m² (energía equivalente aproximadamente a la mitad de la energía eléctrica consumida por día en una familia tipo en Uruguay). La variación estacional es grande, con valores mínimos de 2 kWh/m² en invierno y valores de 7 kWh/m² en verano. La variación territorial es menor a la estacional, debido a la relativa uniformidad geográfica. Por ejemplo, las medias anuales muestran un mínimo en Rocha (4,47 kWh/m²) y un máximo (4,81 kWh/m²) en la zona Norte (Artigas).

Las zonas con mayor índice de radiación solar son básicamente los departamentos de Paysandú, Salto y Artigas. Para el caso de energía solar térmica, se obtiene para 2013 un valor de 10,7 m²/1.000 habitantes para superficie instalada efectivamente en funcionamiento.

Uruguay cuenta también con la Mesa Solar, que es un espacio multisectorial para la promoción de la energía solar térmica, a través de la creación de instrumentos que impulsen su

desarrollo, y coordinando acciones entre los actores vinculadas a la temática. Está integrada por instituciones públicas, empresas privadas y consultores y organizaciones gremiales.

42.1.6 *Eólica*

De los muchos usos que se puede dar a la energía del viento a través de la aplicación de tecnología, el de mayor crecimiento actual en el mundo es la generación eólica a gran escala. Esta consiste en la instalación de Parques Eólicos conectados a la red de transporte de energía eléctrica. Dichos Parques Eólicos se componen de cantidades variables de aerogeneradores de gran tamaño (de varios cientos de kilovatios o de algunos megavatios).

En los últimos años, la inestabilidad de los precios del petróleo y la amenaza del cambio climático han dado marco a un avance vertiginoso de la energía eólica, tanto en capacidad instalada como en desarrollo tecnológico. La mejor calidad de la energía y los avances en cuanto a predicción del recurso a corto plazo, dan actualmente mayor confiabilidad a la fuente eólica, permitiendo gran penetración de potencia eólica en los sistemas eléctricos de los países.

Uruguay no se ha quedado atrás y ha ingresado en un importante programa de desarrollo de energía eólico, con fuertes inversiones que le han permitido aprovechar la gran disponibilidad del recurso existente. Como referencia puede consultarse el mapa eólico realizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, con una estimación para diferentes alturas hasta los 90 metros.

42.1.7 *Política energética 2005-2030 y marco normativo*

La Política Energética 2005-2030 de Uruguay se ha transformado en una política de Estado que establece los lineamientos principales en el ámbito de energía a nivel nacional con una mirada a largo plazo. Fue aprobada por el Poder Ejecutivo en 2008 y ratificada por una Comisión Multipartidaria de Energía del Parlamento en 2010.

La Política Energética realiza una fuerte apuesta a la diversificación de la matriz energética, a la incorporación de fuentes autóctonas en general y en particular, de energías renovables. Esta apuesta tiene diversos objetivos entre los que se destacan alcanzar la soberanía energética, la disminución de costos, la activación de la industria nacional energética y la reducción de la dependencia del petróleo.

La política energética estableció lineamientos estratégicos, metas a alcanzar en el corto (a 2015), mediano (a 2020) y largo plazo (a 2030) y líneas de acción para alcanzar las metas. En cuanto a la regulación, la Ley 16.832 del Marco Regulatorio Eléctrico fue aprobada en setiembre de 1997 y ratificada por la ciudadanía en un referéndum en el año 1998. Las principales modificaciones que trajo aparejada esta ley fueron:

- Se estableció la libertad de generación de energía, habilitando el ingreso de privados a la misma y se creó un mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE).
- Se estableció la libertad de distribución de energía, aunque de hecho, la empresa estatal UTE es la única que opera en este mercado.

- Liberalización del comercio con la región, se habilita contratos entre generadores y usuarios de Uruguay y Argentina, por ejemplo.
- Permite a la empresa eléctrica estatal UTE asociarse con otras empresas.
- Se separan las funciones de Estado regulador de las empresas propiedad del Estado.

42.1.8 *Regímenes atractivos para la inversión*

La Ley 16.906 de 1998, declara de interés nacional la promoción y protección de inversiones nacionales y extranjeras. Para los proyectos de inversión en cualquier sector de actividad que se presenten y sean promovidos por el Poder Ejecutivo se permite exonerar del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) entre el 20% y el 100% del monto invertido, según tipificación del proyecto. La tasa única a nivel nacional del IRAE es de 25%. También se exonera del Impuesto al Patrimonio los bienes muebles del activo fijo y obras civiles y se recupera el IVA de las compras de materiales y servicios para estas últimas. Asimismo, dicha ley exonera de tasas o tributos la importación de bienes muebles del activo fijo, declarados no competitivos de la industria nacional.

Un aspecto a destacar de la reglamentación del régimen de promoción (Decreto 2/012) es que aquellos proyectos de inversión que cumplan metas en materia de utilización de tecnologías limpias tendrán la posibilidad de descontar un porcentaje mayor del IRAE.

Existe un marco regulatorio orientado al desarrollo del sector renovable, al aumento de la participación privada en generación de energía eléctrica y al aumento de las inversiones en el sector. El Decreto 354 de 2009¹² otorga incentivos tributarios específicos para el sector de energías renovables a partir del artículo N°11 de la Ley de Promoción y Protección de Inversiones.

El artículo N°1 del decreto señalado declara promovidas las siguientes actividades:

- Generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales.
- Generación de energía eléctrica a través de cogeneración.
- Producción de energéticos proveniente de fuentes renovables.
- Transformación de energía solar en energía térmica.
- Conversión de equipos y/o incorporación de procesos, destinados al uso eficiente de la energía.
- Prospección y exploración de minerales según lo que establece la Ley 15.242.
- Servicios brindados por Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs) registradas en la DNE y calificadas como categoría A.
- Fabricación nacional de maquinarias y equipos con destino a las actividades mencionadas anteriormente.

42.1.9 *Ley de Energía Solar Térmica*

La Ley de Promoción de la Energía Solar Térmica (Ley 18.585 de 2009) declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar térmica. En este sentido, se incluyen a las inversiones en fabricación, implementación y utilización efectiva de energía solar como algunas de las actividades pasibles de acceder a las exoneraciones dispuestas por la Ley 16.906 mencionada anteriormente. Adicionalmente, se faculta al Poder Ejecutivo para la exoneración y devolución total o parcial de los Impuestos al Valor Agregado (IVA), Específico Interno (IMESI) e impuestos aduaneros, a los colectores solares de fabricación nacional e importados no competitivos con la industria nacional, así como los bienes y servicios nacionales e importados no competitivos con la industria nacional, necesarios para su fabricación. El Decreto 451/011 reglamenta los beneficios que otorga la Ley y autoriza la venta de equipos en plaza exonerados de IVA local.

Adicionalmente, se busca promover la inserción de esta tecnología en diversos sectores de actividad en Uruguay, al establecer la incorporación obligatoria en toda obra nueva para sectores de gran consumo como la hotelería, los centros de salud y los clubes deportivos.

A su vez, se lanzó el Plan Solar, que financia y brinda bonificaciones a la adquisición de colectores solares en el sector residencial y permitirá que el usuario cuente con entre 15 y 20 años de ahorro eléctrico neto. Estas dos medidas pueden suponer un fuerte incentivo, para aquellas empresas vinculadas a la provisión de insumos y de aparatos asociados a la generación solar.

Part VI.

Perspectivas globales

Son muchas las naciones que ya tienen una transición energética en marcha. Son muchas mas las que están comenzando a transitar este camino.

Estudiar estas situaciones nos permite aprender de los aciertos y los errores. El contexto global nos permite ver de que forma cada país aprovecha sus capacidades y su extension territorial para transformar la matriz energética.

43 ALEMANIA

La protección del medio ambiente y del clima es uno de los desafíos globales del siglo XXI y ocupa un lugar prioritario en la política alemana, en los medios y en la sociedad civil. A nivel internacional Alemania está considerada como un país a la vanguardia de la protección del clima y pionero en la implantación de las energías renovables. En 2011 Alemania fue el primer país industrializado en decidir el abandono definitivo de la energía nuclear. El Gobierno Federal promueve activamente la protección ambiental, las estrategias de desarrollo respetuosas con el clima y las cooperaciones energéticas y concibe sus esfuerzos desde una óptica global.

La Secretaría que acompaña la aplicación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático tiene su sede en la ciudad federal de Bonn. Desde 1990 Alemania ha reducido sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en casi un 24%, cumpliendo sobradamente los compromisos adquiridos en virtud del Protocolo de Kyoto, que entró en vigor en 2005 y preveía alcanzar una reducción del 21% para 2012. En el Índice de Protección Climática 2011 de Germanwatch Alemania ocupa uno de los primeros puestos. Hace años que Alemania sigue un camino que conjuga la protección climática y ambiental en aras de una economía sostenible. La clave de este modelo estriba en el incremento de la eficiencia energética y la expansión de las energías renovables y las materias primas renovables (MPR).

Desde 1994 la protección de la naturaleza está consagrada como objetivo del Estado en el Artículo 20a de la Ley Fundamental. Una naturaleza intacta, un aire puro y unas aguas limpias son condiciones necesarias para una calidad de vida y una calidad ambiental elevadas en Alemania. En lo concerniente a la limpieza del aire y de las aguas los indicadores ecológicos apuntan una evolución positiva. Desde 1999 se registra un descenso de las emisiones de GEI originadas por el transporte, y ello a pesar de que ha aumentado considerablemente el volumen de tráfico: en la actualidad se sitúan por debajo de los niveles de 1990. Las emisiones de óxido nítrico se han reducido en torno al 50% debido, entre otras razones, a que los vehículos de motor van equipados con catalizadores. Gracias a la desulfuración de los gases de combustión, prescrita por ley, las emisiones de dióxido de azufre de las centrales de hulla y lignito han disminuido un 90%. También ha descendido el consumo per cápita diario de agua potable, que ha pasado de 144 litros por habitante a 121 litros (la segunda cifra más baja entre los países industrializados).

43.1 Abandono de la energía nuclear

Los combustibles fósiles siguen siendo el componente primordial de la matriz energética de los hogares, el transporte y la industria: el petróleo, con algo más de un tercio, es la principal fuente de energía primaria; le siguen el gas natural, el lignito, la hulla y la energía nuclear. Según los planes del Gobierno Federal, la energía nuclear (aprox. 9%) se irá desmantelando escalonadamente y será sustituida por energías renovables. La política estatal de fomento, iniciada a principios de los noventa, hace atractivo y rentable el uso de las energías renovables. La Ley de Energías Renovables (EEG) es un programa de incentivos de mercado destinado a consolidar la implantación de las energías renovables que está considerado como motor del

auge de las fuentes de energía sin impacto en el clima y cuyos elementos esenciales han sido asumidos por numerosos países. La potenciación de las energías renovables y una mayor eficiencia energética constituyeron asimismo el núcleo de lo acordado por la coalición de gobierno sobre la materia en 2009.

En la primavera de 2011 el Gobierno Federal alemán aprobó un "cambio energético", articulado en torno al abandono acelerado de la energía nuclear. En virtud de una reevaluación de los parámetros de seguridad como consecuencia de la catástrofe nuclear de Fukushima (Japón), se cerraron inmediatamente las ocho centrales nucleares más antiguas de las en total 17 que estaban operativas en Alemania. Además, el Bundestag aprobó por gran mayoría un calendario que prevé desconectar definitivamente los nueve reactores restantes para el año 2022. Por tanto, en un plazo de once años la energía nuclear, que en 2011 todavía suministraba cerca del 18% de la electricidad consumida, será reemplazada de forma fiable a base de energías renovables, la ampliación de la red eléctrica y nuevos depósitos de electricidad ecológica, entre otras medidas. Según lo previsto, en el año 2020 el 35% de la electricidad procederá de energías renovables. En el año 2050 está previsto alcanzar el 80%. En Alemania la "electricidad verde" ya había registrado una formidable expansión antes del "cambio energético": su porcentaje había aumentado del cinco por ciento en 1990 al 20% en 2011.

43.2 Las energías renovables, el futuro eficiente

Ante las consecuencias del cambio climático (deshielo acelerado de los casquetes polares, especies en extinción, etc.), insistentemente descritas por los científicos, y visto el constante aumento del consumo de combustibles fósiles en todo el mundo, las alternativas renovables y respetuosas con el clima adquieren importancia creciente. El viento, el agua, el sol, la biomasa y la geotermia son inagotables y no producen emisiones nocivas para el clima.

En Alemania el porcentaje de las energías renovables en el consumo total de energía ya se eleva a más del 10%. Con cerca del 14% de la potencia eólica mundial, Alemania es, por detrás de China y los EE.UU., el tercer país productor de energía eólica del mundo. La Iniciativa Offshore europea en el Mar del Norte, que agrupa a Alemania y otros ocho Estados miembros de la UE, ofrece nuevos potenciales en el uso de la energía eólica.

En fotovoltaica Alemania incluso fue en 2010 líder mundial con una potencia total instalada de 17.300 megavatios, por delante de España y Japón. La iniciativa Desertec, patrocinada en gran medida por consorcios alemanes, es otra gran inversión europea en tecnología energética sostenible. Según lo previsto, la energía generada por las plantas solares de Desertec instaladas en el norte de África cubrirá para 2050 cerca del 15% de la demanda eléctrica de Europa.

43.3 Innovación y fuerza exportadora: las tecnologías verdes

Las medidas del Programa de Energía y Protección Climática no solo contribuyen a la protección del medio ambiente sino que a la par impulsan el desarrollo de una industria de futuro innovadora e intensiva en empleo, altamente competitiva a escala mundial y con una creciente

presencia en los mercados exteriores. Alemania produce actualmente una de cada cinco células solares y uno de cada siete aerogeneradores (datos de 2010).

El sector de las energías renovables da empleo a más de 360.000 personas. A esta cifra se suma cerca de un millón de puestos de trabajo en el segmento de la tecnología ambiental (depuradoras, reciclaje, renaturalización, etc.). En tiempos de imparable subida de los precios energéticos también operan como motores de empleo las empresas que ofrecen tecnologías de eficiencia energética (cogeneración energética, construcción y saneamiento energéticos, etc.). Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), Alemania tiene uno de los mejores índices de intensidad energética (IIE) del mundo.

43.4 La cooperación climática internacional, una necesidad

Alemania se considera abanderado de la protección del medio ambiente y el clima. Con su objetivo autoimpuesto, se ha situado a la cabeza a nivel mundial. Ningún otro país industrializado equiparable dispone de un programa ambiental con un grado de ambición y concreción similares: El Gobierno Federal tiene el propósito de reducir las emisiones de GEI en un 40% de aquí a 2020 en comparación con los niveles de 1990. En paralelo está previsto promover consecuentemente la expansión de las energías renovables y seguir mejorando la eficiencia energética. La meta es que las energías renovables sean la base principal del abastecimiento energético.

Asimismo, Alemania ha contribuido decisivamente a incluir la temática del medio ambiente y la protección del clima en la agenda internacional. Fiel a esta línea, durante sus presidencias de la UE y del G-8 en 2007 Alemania concedió atención prioritaria a los objetivos de protección del clima y a la política energética. El Consejo Europeo de marzo de 2007, en el que se adoptaron ambiciosos acuerdos en materia de reducción de GEI, y la Declaración de la Cumbre del G-8 celebrada en Heiligendamm, en la que los Jefes de Estado y de Gobierno se comprometieron a "considerar seriamente" la meta de reducir a la mitad las emisiones de GEI para el año 2050, fueron pasos importantes para dar una respuesta global al cambio climático.

La Cumbre Mundial sobre el Clima celebrada en Bali a finales de 2007 sentó las bases para el "proceso post-Kyoto", en cuyo marco los países industrializados afirmaron su voluntad de intensificar sus medidas y los países en vías de desarrollo y los países emergentes se incorporaron activamente a la tarea de la protección del clima. Es éste un factor clave porque, según los pronósticos del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), las emisiones mundiales de CO₂ deben reducirse a la mitad hasta el año 2050 para que el calentamiento del clima permanezca controlable durante este siglo. Se trata de evitar que la temperatura media del planeta aumente más de dos grados centígrados, lo cual de todos modos no se puede lograr solo sobre la base del Protocolo de Kyoto, que expira en 2012. Pero el plan de aprobar ya en la cumbre del clima de 2009 en Copenhague un nuevo protocolo en sustitución del de Kyoto se vio abocado al fracaso. Así y todo, la comunidad internacional formuló como objetivo deseable que el calentamiento del planeta se limite a un máximo de dos grados centígrados por encima del nivel de la era preindustrial. Sin embargo, en la cum-

bre no fue posible fijar objetivos vinculantes para la reducción de las emisiones de CO₂. Los compromisos de reducción anunciados en el Acuerdo de Copenhague no son suficientes para alcanzar la meta de los dos grados.

Más de cien países, que juntos son responsables de más del 80% de las emisiones de GEI, han comunicado a la Secretaría del Clima de la ONU en Bonn sus objetivos climáticos nacionales, tal como se acordó en Copenhague. Dichos objetivos todavía no bastan para alcanzar la meta de los dos grados. La UE es precursora en este campo y se ha declarado dispuesta a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ en como mínimo un 20% en comparación con 1990 o, respectivamente, en un 30% si otros países industrializados se comprometen a reducciones equivalentes. Está previsto aumentar el porcentaje de las energías renovables hasta el 20% y reducir el consumo de energía otro 20% mediante una mayor eficiencia energética. La aplicación del pacto climático y energético de la UE en los 27 Estados miembros se efectúa con arreglo a un sistema de cuotas nacionales. Alemania contribuirá sobreproporcionalmente a la reducción de los GEI.

A pesar de las dificultades existentes para alcanzar compromisos, el Gobierno Federal sigue propugnando un régimen internacional de protección del clima y un nuevo orden climático mundial. La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CP 17) celebrada en Durban (Sudáfrica) en diciembre de 2011 supuso un avance con miras a un protocolo post-Kyoto, ya que se acordó negociar un nuevo instrumento de protección global del clima para el año 2015, que entrará en vigor a partir del 2020 y también contendrá objetivos de emisión obligatorios para los Estados Unidos de América y los países emergentes. El Protocolo de Kyoto, que habría expirado en 2012, se prorroga por un segundo período de validez, si bien no participarán Canadá, Japón ni Rusia. El volumen de reducción de emisiones de CO₂ aún está por fijarse.

44 ESCOCIA

El Gobierno escocés ha fijado un objetivo ambicioso para lograr el 100% de energías renovables para la electricidad consumida en 2020. Esto incluye un objetivo de 500 MW para la generación de energía "comunitaria y local". La energía eólica es la tecnología con un crecimiento más acelerado dentro de las energías renovables en Escocia, lo cual no es sorprendente ya que **el país posee el 25% de los recursos eólicos estimados de Europa**. La rápida expansión de los parques eólicos en todo el país topó en algunas ocasiones con la oposición de los grupos en contra de este tipo de energía. En este contexto, la energía comunitaria es vital para asegurar el apoyo de la ciudadanía para iniciar la transición hacia las energías renovables y redistribuir los beneficios asociados.

44.1 No todo es el viento

A pesar de la importancia de los parques eólicos, existen otros ejemplos de energía comunitaria en Escocia que proporcionan una gran diversidad en términos de estructuras legales, escala, ubicación geográfica y tecnología. Éstos van desde mini-redes independientes alimentadas por una combinación de energía solar, eólica e hidroeléctrica en la isla de Eigg, hasta las colaboraciones entre promotores de parques eólicos comerciales y comunidades locales en Neilston.

Uno de los principales desafíos a los que se enfrenta la energía comunitaria en Escocia es la ubicación remota y, a menudo dispersa de las fuentes de energía renovables para los 5 millones de habitantes del país. Por ejemplo, el Gobierno de Escocia (2010) estima que existe un potencial de 7.043 proyectos hidroeléctricos, muchos por debajo de 100 kW que requerirían conexión a las infraestructuras de la red eléctrica.

Los proyectos de energía comunitaria pueden beneficiarse de programas de apoyo financiero como la tarifa regulada de Reino Unido y los incentivos para los sistemas de calefacción basados en energías renovables. Además, el Programa de Energías Renovables y Comunitarias fue diseñado específicamente por el Gobierno escocés para proporcionar financiación a los proyectos locales y comunitarios de energía renovable.

A diferencia de la legislación urbanística, gran parte de la legislación en materia de energía no se lleva a cabo de forma descentralizada, lo que significa que la toma de decisiones viene desde Westminster no desde el gobierno escocés. De esta forma, es fundamental ver la evolución de la energía de Escocia en el contexto de Reino Unido.

44.2 Statoil financia proyectos eólicos off-shore

La noruega Statoil construirá el primer parque eólico flotante en las costas escocesas y el astillero Navantia Fene ha sido elegido para construir sus cinco estructuras principales. El inicio de las obras del parque Hywind, está previsto para diciembre de este año y constará de varias estructuras sobre las que instalar aerogeneradores marinos, según lo acordado este

miércoles en la firma del contrato en Oslo, Noruega.

El acuerdo ha sido suscrito por los responsables de la empresa Hywind Scotland Ltd., filial de Statoil y el responsable del consorcio formado por Navantia y la empresa asturiana Windar, con la que la compañía naval pública española tiene un acuerdo para concursar en este tipo de proyectos. Entre las características de dichas estructuras, del tipo Spar, Navantia ha destacado que su peso estará en torno a las 3.500 toneladas, con una longitud de 90 metros y un diámetro de casi 15.

Según las estimaciones de Navantia, este contrato se ejecutará en unos 15 meses, ya que se estima que la última estructura, que soportarán una vez finalizadas aerogeneradores de 6 megavatios, se entregara en febrero de 2017.

Este contrato es el segundo de estas características que está previsto ejecutar en las instalaciones del antiguo astillero Astano, tras el firmado a finales del pasado año con la empresa española Iberdrola para la construcción de 29 estructuras similares para el parque de Wikingen, en aguas de Alemania.

45 DINAMARCA



Figure 8: Parque solar en la isla danesa Aeroe

46 ENERGÍAS RENOVABLES EN SUDÁFRICA

A diferencia de países como Alemania y Dinamarca, las cuestiones ambientales no son un tema importante en Sudáfrica. Sin embargo, proporcionar un mayor acceso a la energía para todos los sectores del país es una alta prioridad en los planes de gobierno. ¿Qué puede un país en desarrollo tomar de las experiencias de Alemania y Dinamarca? ¿Cuáles son las posibilidades de Sudáfrica, de tener un papel destacado en la transición energética de África?

¿Cuál es la posibilidad de una transición energética en Sudáfrica? En contraste con los países desarrollados y altamente industrializados como Alemania, Sudáfrica es un país en desarrollo que lucha contra altos niveles de pobreza y desigualdad. Su matriz está dominada por la energía lograda con el carbón, y tiene que cumplir con un aumento de cuatro veces lo previsto en la demanda de electricidad dentro de dos décadas. Las energías renovables actualmente contribuyen en menos del 1% de la producción total de electricidad, y los planes se dirigen a lograr el 9% en 2030. Tal vez lo más importante es que no hay señales claras de lo que busca lograr el gobierno o de que acciones tomaran, más allá de un apoyo retórico hacia las fuentes de energía renovables y su impacto futuro en las políticas económicas. Por el contrario, para fines de año se presentaran los planes para un nuevo proyecto de centrales nucleares para satisfacer la creciente demanda de electricidad.

Hay una serie de ingredientes que, desde la perspectiva sudafricana parecen claves para incluir este caso de estudio en la política de transición energética de Argentina. La primera cuestión es que a pesar de la tarifa actual de prima y de que se requiere de una inversión muy grande, la sociedad esta dispuesta a afrontar el costo de mejorar su matriz energética. En el caso de Argentina, una enorme parte de la sociedad se encuentra en condiciones de pagar la prima actual de energía para apoyar las fuentes de energías renovables.

En segundo lugar, se puede partir del supuesto de que todo el arco político estaría a favor de un plan de transición energética, lo que garantiza así la supervivencia a través de los ciclos electorales.

En tercer lugar, hay un argumento económico plausible para la implementación de un programa de transición energética. El país cuenta con una base de manufactura avanzada, capaz de responder a un estímulo importante para la rápida innovación tecnológica de las energías renovables y su difusión, creando así nuevos puestos de trabajo y dominar este sector en crecimiento a nivel internacional.

En cuarto lugar, además de gas, Sudáfrica, como Argentina, importa una gran parte de sus combustibles fósiles, lo que fortalece aun mas el argumento económico para las energías renovables.

A primera vista, Sudáfrica todavía no goza de ninguno de estos ingredientes clave, y por lo tanto es poco probable que se comprometan a una transición energética en el futuro cercano. La combinación de tarifas eléctricas que se levantan en la línea de base, las oportunidades

para las zonas rurales a través de la descentralización de la energía y los riesgos de costos y la corrupción de la energía nuclear podrían constituir la base de un caso de desarrollo poco convincente.

Tanto en el caso de Sudáfrica como en el de Argentina, existe la potencialidad de convertirse en el proveedor regional de energías renovables y de tecnologías avanzadas. La posición industrial y científica de Argentina en la región, sumado a la capacidad de instalación de baja tecnología y la pobreza energética de los vecinos países puede constituirse en una enorme ventaja competitiva que no se puede desaprovechar.

En este momento, la transición hacia las energías renovables es sustancialmente institucional, políticamente existe y la realidad de la regulación del sector energético esta cambiando en Sudáfrica. Sin embargo, la experiencia de los países mas avanzados en la transición energética nos dice que si el liderazgo político se en columna detrás de este objetivo y los ciudadanos participan, la posibilidad de una transición exitosa es mucho mayor y se puede dar en tiempos mas cortos.puede no parecer tan remoto.

47 MAS ENERGÍA RENOVABLE EN LAS FILIPINAS

Las Filipinas fue una de las primeras naciones en comprometerse con las energías renovables y en abandonar la idea de construir mas centrales nucleares. Como la demanda de energía esta aumentando de manera constante, las Filipinas está en condiciones de cubrir esta necesidad con la instalación de una mayor capacidad de energías renovables. ¿Cómo pueden los éxitos de otros países de la región y de los lideres europeos influir en Filipinas?

El líder mundial en transición energética, Alemania, tiene mucho que aportar, en este y en todos los casos de transición, ya sea desde un país industrializado o no. Siendo un país que ha sido bendecido con recursos abundantes de energía solar, eólica, hidráulica, mareo-motriz, geo-térmica y de biomasa, la transición es aún más práctica en las Filipinas. Mitigar los efectos del cambio climático mediante la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) es un objetivo para Filipinas, que realmente no tiene más remedio que adoptar una agenda a favor de las energías renovables.

Desde 1986, Filipinas decidió no operar la planta de energía nuclear que construyó en Bataan. A pesar de los apagones masivos que experimento el país desde finales de 1980 hasta principios de 1990, la central nuclear nunca fue aprovechada para la producción de energía. Para resolver la crisis, el gobierno dio licencias con disposiciones "take-or-pay" - que requiere que los servicios públicos se paguen incluso si no se utiliza toda la electricidad disponible - a los productores independientes de energía. Dado que las tasas de aprobación fueron muy superiores a los costes de generación a cargo de la Corporación Nacional de Energía, los usuarios aceptaron la medida aunque las tarifas de electricidad en las Filipinas se transformaron en las mas altas del sudeste asiático.

El amortiguador entre la demanda eléctrica pico y la capacidad de energía fiable sigue siendo muy chico, lo que augura una crisis para los próximos años. Este año, Mindanao ya ha experimentado apagones casi a diario, mientras que Luzón y Visayas están sufriendo algunos de forma intermitente. Para aumentar la capacidad de carga base, el Departamento de Energía aprobó la construcción y/o ampliación de 11 plantas de carbón. Algunos sectores también propusieron la reactivación de la planta nuclear de Bataan como una solución al problema. La actual administración sostuvo que se requieren estudios largos y exhaustivos, y la decisión se debe dejar a la próxima administración, la cual muy probablemente rechace activar la planta nuclear.

Por desgracia, la aprobación de la Ley de Energías Renovables de 2008 no ha fomentado el desarrollo del sector como se esperaba. La Ley no fue capaz de detener el dramático descenso de la cuota de las energías renovables en la matriz de generación de energía del 32,6% en 2009 al 26,3% en 2010. Por el contrario, la proporción de la generación de energía a partir de fuentes de combustibles fósiles aumentó de 67,4% a 73,7% en el mismo período. A menos que los recursos de energía renovables se despliegan mas en los próximos años, su participación en la matriz de energía continuará disminuyendo.

Las Filipinas sin embargo, están todavía muy por delante en la utilización de energías renovables en comparación con sus vecinos asiáticos y la mayoría de los países (es decir, el 38,9% del consumo de energía primaria en el año 2010). Pero esto desde ser mas que un simple hito y ser una constante, Filipinas no debe vacilar en su determinación de dejar atrás el carbón y pasar a un futuro dominante de energía renovable. Si se les da la opción, las compañías eléctricas prefieren construir grandes plantas de carbón de un número equivalente de pequeñas plantas de energía renovable. Sostienen que el tiempo y esfuerzo necesarios para desarrollar una planta de carbón de 300 MW y una planta de energía renovable de 1 MW son casi los mismos. Sin embargo, las políticas y los objetivos de la Ley de Energía Renovable son muy claras: autosuficiencia energética, el desarrollo de la energía sostenible, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y la reducción de las emisiones nocivas. El Programa Nacional de Energías Renovables fijó el objetivo de triplicar la capacidad de generación instalada de energías renovables de 5.438 MW a partir de 2010 a 15.304 MW en 2030, mientras que el Plan de Desarrollo destinada a duplicar la generación de energía y capacidad instalada total es de 16.359 MW a partir de 2010 a 32.909 MW en 2030. Sobre la base de estos objetivos, la participación de las energías renovables en el matriz de energía aumentará a 46,5% en 2030. Si las agencias gubernamentales responsables aplican con firmeza las leyes energéticas y medioambientales pertinentes, el paso a 80% de energías renovables para mediados de siglo es un objetivo muy probable de alcanzar.

El plan de transición energética alemán ha demostrado que la aplicación efectiva de la ley podría cosechar enormes dividendos. Alemania fue capaz de lograr más del triple de la cuota de las energías renovables en su matriz de generación, llevándola del 6,3% en 2000 a más del 20% en 2011. El éxito de la transición produjo muchos beneficios para Alemania: menor dependencia de los combustibles nucleares y fósiles, disminuir las emisiones de GEI, el liderazgo en las tecnologías de energía solar y eólica, y enormes aumentos en los niveles de inversión y de empleo.

La transición a las energías renovables no es sólo para los países ricos. En la década de 1970, las Filipinas decidió desarrollar sus recursos geotérmicos. En ese momento, la generación de energía a partir de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo era mucho más barata. Sin embargo, en Filipinas querían minimizar su exposición a las fluctuaciones del precio del combustible en el mercado mundial. El compromiso con la energía geotérmica ha producido enormes beneficios para el país. El costo por kWh de energía geotérmica no sólo es estable, ahora es mucho menor que el mismo costo para el carbón y el petróleo. Filipinas es reconocido como un líder mundial en la energía geotérmica y su producción, siendo sólo superado por los Estados Unidos.

A largo plazo, la energía solar podría liberar a Filipinas de los combustibles importados y mantener la independencia energética. Las perspectivas de la energía solar en el país son, literalmente, enormes. Si un país como Alemania, con su escasa radiación solar se puede dar el lujo de aprovechar el sol, ¿por qué no las Filipinas? Con una de las tarifas eléctricas más altas del mundo, la paridad de costos en la red se puede llegar a cubrir en dos o tres años. El

potencial de desarrollo de la energía solar en las Filipinas sólo está limitado por la capacidad de financiación y el coste por kWh en comparación con otras tecnologías.

48 JORDANIA BUSCA LA ASISTENCIA DE ALEMANIA EN ENERGÍA SOLAR

El clima de Jordania hace un candidato ideal para el uso de tecnologías de energía renovable. El país tiene un amplio potencial, desde el viento hasta el sol, debe liderar este país un camino hacia un futuro de energía verde. Sin embargo, se habla de la construcción de nuevas centrales nucleares. La transición energética de Alemania recuerda mucho a Jordania sobre su propio conflicto de las energías renovables frente nuclear cuando se mueven hacia un futuro bajo en carbono.

Las crisis energéticas globales que estallaron en 2007 debido al aumento del precio del petróleo tuvieron un grave impacto en los países que dependen del petróleo importado para su propio suministro de energía. Jordania era, y sigue siendo, uno de los países más afectados por la crisis del petróleo.

48.1 Vulnerabilidades claras

Jordania importa 96% de su producción energética total nacional de fuentes externas. Esto se traduce en alrededor de 20% del PBI y supone una pesada carga para el presupuesto público, que ya está limitado por los costos de operación y los subsidios. Por otra parte, Jordania es vulnerable a sorpresas imprevistas en la cadena de suministro de energía.

Cuando el pueblo de Jordania se despierta por la mañana y enciende la luz depende de Egipto (solían recibir un asombroso 80% de su electricidad a partir de gas natural importado de Egipto con todos los riesgos de seguridad asociados). El 4 de febrero del 2011, en medio de la revolución egipcia, una explosión golpeó el gasoducto de gas natural en el Sinaí que suministra gas natural a Jordania y Israel. Desde ese día, los suministros de gas natural se han detenido y Jordania tuvo que recurrir al uso de fuel oil para su suministro de energía a un costo adicional de \$ 2.200.000 dólares por día.

Han habido 15 explosiones desde entonces y Jordania nunca ha logrado recibir un suministro sostenible de gas natural. En este período, Jordania cambió al uso de sus reservas de diesel y aceite pesado para compensar la pérdida de gas natural. En noviembre de 2012, el gobierno de Jordania elevó el precio del combustible y del gas propano para usos domésticos, causando una ola generalizada de protestas políticas en todo el país. Con un acuerdo recientemente firmado con el FMI, se espera que Jordania pueda aumentar los precios de la electricidad más tarde en 2016.

Por lo tanto, la ecuación es muy clara para cualquier participante de la decisión política. Jordania está en extrema necesidad de una oferta interna de energía. La elección obvia debería ser las energías renovables, especialmente solar. Jordania está actualmente buscando tener el 10% de su mix de energía generada a partir de fuentes renovables para el año 2020. Por lo tanto, el país está implementando un plan para generar 600MW de energía eólica y 600

MW de energía solar para alcanzar este objetivo. Esto requerirá una inversión de \$ 1.4 a 2.1 millones de dólares estadounidenses con base en cifras de 2014. Sin embargo, la investigación ha demostrado que el potencial de Jordania es ciertamente mucho mayor que esta meta y Jordania incluso podría aspirar a convertirse en un exportador neto de energía renovable en la región.

48.2 El lobby nuclear en ciernes

Lamentablemente, este potencial ambiental y económico está en peligro de ser perdido debido a la fuerte influencia del lobby de la energía nuclear en Jordania, que ha logrado posicionar su proyecto como una prioridad y marginado el sector de la energía renovable. Jordania busca ahora un programa de energía nuclear que podría generar 1 GW a un costo de más de \$ 7 mil millones mas los riesgos ambientales y de salud que siguen.

En los últimos años la sociedad jordana ha participado en un debate amplio y se calienta sobre la viabilidad de la energía nuclear como una fuente "segura" de energía en relación con las energías renovables. La pregunta sería "debemos ir a lo nuclear o a lo solar?" El impacto de la "primavera árabe", con más apertura política y la movilización social fue un gran impulso para elevar el nivel del debate y cuestionar la justificación, viabilidad e incluso la integridad de la programa nuclear en comparación con las alternativas de energía renovable.

48.3 Tomando el ejemplo de Alemania

El caso alemán de una eliminación gradual de la energía nuclear y el cambio estratégico en la alternativa sostenible fue ampliamente citada por los legisladores, políticos, activistas, periodistas e investigadores que se oponen al programa nuclear de Jordania. Se ha mencionado, discutido y aclamado en una serie de actividades de promoción y sensibilización pública.

En un memorándum interno presentado por la comisión de energía del Parlamento de Jordania, el comité citó la experiencia alemana como una razón importante para mostrar cómo el mundo se está alejando de la energía nuclear hacia alternativas más sostenibles. Muchos escritores y activistas utilizaron el ejemplo alemán como un estudio de caso de un país que logró implementar una visión de un futuro energético seguro y sostenible. Este ejemplo podría ser seguido por Jordania, que tiene un potencial mucho mayor para el aprovechamiento de la energía solar debido a sus condiciones climáticas adecuadas y gran número de días soleados. También puede hacer esto a costos mucho más bajos que Alemania ha hecho, porque los precios de las tecnologías renovables se han reducido drásticamente en la última década y continuarán haciéndolo.

Cuando los expertos nucleares como Mycle Schneider presentaron el camino de Alemania hacia las energías renovables, los hechos y las cifras impresionantes fueron ampliamente utilizados por los defensores antinucleares y pro-renovables en Jordania. También vale la pena señalar que el principal partido político en Jordania, el Frente de Acción Islámica, también citó el ejemplo alemán en sus numerosas declaraciones contra el programa nuclear de Jordania.

48.4 Habitación para Diplomacia y Sociedad Civil

Jordania y Alemania disfrutan de una relación política y diplomática de confianza mutua, que se ha fortalecido con décadas de la cooperación económica y el desarrollo. El gobierno alemán siempre ha mantenido un enfoque "de bajo perfil" para influir en las políticas internas en Jordania, y por lo tanto no ha planteado la cuestión de las energías renovables frente nuclear para el gobierno jordano. Esto es diferente de otros países que "apoyar" el programa nuclear de Jordania con la esperanza de acceder al mercado jordano (es decir, Francia, Rusia, Corea, etc.). Alemania ha trabajado para demostrar las mejores prácticas en tecnología de energía renovable sin influir en el desarrollo de la política energética. ONG alemanas han sido más activos en la búsqueda de un enfoque pro-renovables con sus asociados para el desarrollo en Jordania y han tenido éxito en la sensibilización a nivel de la comunidad y de la sociedad, pero no dentro de los círculos de toma de decisiones.

La transición a las energías renovables en Jordania no es una opción tanto como una necesidad económica y ambiental que todavía está sujeto a la marginación política, sobre todo por el lobby pro-nuclear. El modelo alemán de la transición a las energías renovables es la herramienta más eficaz que los defensores jordanos pueden utilizar para convencer a su gobierno de la viabilidad económica y ambiental de esa transición. Más de intercambio de conocimientos, experiencias e incluso influencia directa se debe acelerar para facilitar el proceso de transición energética en Jordania.

49 LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN JAPÓN

Al igual que en Alemania, la gente apoyo en Japón el apagado de sus reactores nucleares y cambiar a las energías renovables. Sin embargo, bajo un nuevo gobierno Japón mantiene su dependencia nuclear. Mientras tanto, Alemania se ha comprometido firmemente a la sustitución de la energía del combustible nuclear y fósil con tecnologías renovables. ¿Cómo puede la experiencia de Alemania ayudar a poner en marcha la transición energética japonesa?

El aumento de la producción de energía renovable de Alemania ha aparecido en las noticias japonesas durante más de una década. Muchos japoneses consideran a Alemania como el líder mundial en la promoción de las energías renovables. Tras el accidente nuclear de Fukushima en marzo de 2011, Alemania también habría llamado la atención debido a su rápida respuesta política al incidente.

49.1 Debate sobre Energías Renovables de Alemania en Japón

Un incremento estable y rápido de las energías renovables es el interés de Japón. Esto ha atraído a muchos fabricantes y expertos que deseen aplicar las mismas políticas alemanas en Japón.

Japón introdujo un sistema de primas (FIT) similar al sistema de Alemania en julio de 2012. El proceso es largo y demora varias décadas establecer la FIT, su revisión y los efectos de la política, como la creación de empleo y la reducción de costos para las tecnologías renovables. Por otra parte, existen aspectos negativos como el aumento de la carga financiera y exenciones para la industria demasiado generosas. Estas también se señalaron como posibles fallos de la FIT.

49.2 Situación en Japón

Las energías renovables de Japón representan tan sólo alrededor del 10% de la producción total de electricidad (excluyendo las grandes hidroeléctricas, que sólo representan el 1%).

Japón no tiene hasta ahora ningún objetivo de energías renovable para 2020 y 2030, aunque se está discutiendo lograr un nivel objetivo de 25 a 35%. El reto es la suavidad con que el país puede poner en práctica el FIT y aumentar la firmeza de las energías renovables en detrimento de la energía nuclear. Muchas preguntas surgen ahora, tales como: si los recargos bajo el FIT son del tamaño adecuado; cómo se tratan las fluctuaciones de la electricidad; si más energías renovables en la red son técnicamente factibles; cuáles son los costos y beneficios para los contribuyentes, la industria y la economía en su conjunto; cómo debe fortalecerse el sistema de red eléctrica de distribución; y cómo podría realizarse la liberalización del mercado de la electricidad. Estas cuestiones deben abordarse adecuadamente. En ese sentido, el examen de las mejores prácticas de Alemania será de gran ayuda a los países que entren posteriormente en el recambio del mix energético, como Japón.

49.3 Política Nuclear Discusión después de Fukushima

La respuesta global al accidente de Fukushima fue diferente en Alemania y Japón. El Informe de la Comisión de Ética de Alemania en mayo de 2011 y la toma rápida de decisiones por la canciller Angela Merkel de cerrar los reactores nucleares más antiguos en 2011 y la posterior eliminación nuclear en 2022 fue vista con sorpresa a la luz de la audacia de la decisión y la forma de responder al accidente.

Japón no ha tomado ninguna decisión sobre los viejos y peligrosos reactores, que se mantuvieron en funcionamiento hasta la comprobación de seguridad periódica, que es obligatoria en Japón. Sólo dos plantas de Hamaoka, que tenían muy alto riesgo de terremotos, se cerraron en mayo de 2011.

En cuanto a la política nuclear, el gobierno japonés ha iniciado un "análisis de costos" de cada tipo de energía (carbón, gas y petróleo, nuclear, y varias fuentes de energías renovables), incluidos los impactos económicos, y ha propuesto varias opciones de mix energético. Los resultados pusieron de relieve las comparaciones de la carga económica de cada opción y los resultados mostraron que el mantenimiento de la fuente nuclear era más barata. A diferencia de Alemania, los aspectos éticos y filosóficos desde la perspectiva de las víctimas que hubieron en Fukushima no se ha discutido en el proceso.

49.4 Lecciones de Japón?

¿Qué lecciones puede proporcionar Japón a Argentina? Por encima de todo, el accidente de Fukushima fue la más trágica lección de los peligros de tener energía nuclear en parte del mix. La FIT de Japón es muy diferente a la de Argentina, y las propias experiencias de Japón, como derribar los costos de los paneles fotovoltaicos y desarrollo geotérmico, puede proporcionar nuevas lecciones a otros países en el futuro.

Cuatro meses después de la introducción de la FIT, 2560MW de capacidad renovable (principalmente solar) se aprobaron en el marco del sistema y más se espera entre el viento y la geotermica.

50 DESARROLLO DE ENERGÍA SOSTENIBLE DE CHINA

Alemania tiene una fuerte capacidad de investigación y desarrollo de energías renovables y la capacidad manufacturera de China puede proporcionar instalaciones de energía renovable rentables. La cooperación entre China y Alemania podría disminuir enormemente el costo de la energía renovable en el futuro, por lo que las energías renovables totalmente competitivo con los combustibles fósiles, lo que garantiza un precio seguro y asequible, y facilitar el crecimiento económico.

La transición energética alemana ha sentado una base sólida para responder al cambio climático. El gobierno federal alemán ha propuesto una ambiciosa de gas de efecto invernadero (GEI) objetivo de reducción de emisiones, en el que en 2020 y 2050 las emisiones de GEI se redujo de los niveles de 1990 en un 40% y más del 80%, respectivamente. El objetivo de la transición energética alemana es proveer energía segura, asequible y respetuoso del medio ambiente para el año 2050. La transición energética alemana ofrece a futuro e ideas innovadoras para el desarrollo sostenible de la energía de China.

50.1 Establecimiento de objetivos ambiciosos

La primera característica importante de la transición energética de Alemania es que las energías renovables se convertirán en fuente dominante del país de la energía. En 2050, las energías renovables constituirán el 60% del consumo de energía primaria, y el 80% de la electricidad total, ya que sustituye la producción de carbón y la energía nuclear. En 2011, el carbón constituye el 70% del consumo total de energía de China, mientras que las energías renovables eran sólo el 8%; excluyendo la energía hidroeléctrica, otras formas de generación de energía renovable - energía solar, eólica, etc. - constituían 1,5% de la generación total de electricidad. Incluso empleando estudio escenario más extremo de hoy, la energía renovable de China sólo alcanzará alrededor del 35% de la mezcla total de energía en 2050, y todavía no ser la fuente de energía más importantes. China necesita un pensamiento innovador y estratégico en el desarrollo de la energía.

Una segunda característica importante de la transición energética de Alemania es que la eficiencia energética se incrementará significativamente. En 2050, está prevista la productividad eficiencia energética anual de Alemania (el recíproco de la intensidad energética) han aumentado un 2,1%, disminuyendo el consumo enormemente. Actualmente, la intensidad energética de China es hasta 1,5 veces más alta que la de Alemania. Para alcanzar el nivel de la intensidad energética de Alemania en 2050, China tendría que aumentar la productividad de la energía en un 3,9% anual. Las áreas de cooperación chino-alemana en la innovación incluyen la generación renovable de energía, modernizaciones de eficiencia energética, los vehículos eléctricos, las futuras redes de energía, las redes inteligentes y los contadores inteligentes, tecnologías de la información y de las comunicaciones, gas avanzada y las plantas de energía de carbón, las tecnologías de almacenamiento de energía, cogeneración y otros tipos de tecnologías de ahorro de energía.

Una tercera característica importante de la transición energética de Alemania es que el consumo total de energía disminuirá. Consumo de energía primaria se establece para disminuir en un 50% entre 2008 y 2050. En otras palabras, 2.011-2050, la economía y el consumo de energía de Alemania será desacoplar, lo que permite que la economía crezca, mientras que el consumo de energía disminuye. En las previsiones de demanda de energía chinas actuales y análisis de escenarios, el consumo de energía seguirá aumentando hasta 2050, y la economía y el consumo de energía son relativamente acoplado (aunque el crecimiento del consumo de energía es más lento que el crecimiento de la economía). La disminución en el consumo de energía de Alemania es el resultado de una nueva forma de pensar, una disociación absoluta que refuta la hipótesis de "crecimiento económico cero", y asegura el desarrollo sostenible y el uso de los recursos energéticos.

50.2 Oportunidades de Cooperación entre China y Alemania

Alemania actualmente se basa en las importaciones de 88% de su gas natural y el 98% de su petróleo, y en el futuro seguirá enfrentando el reto de la seguridad del suministro energético. Aun cuando, en 2050 los combustibles fósiles siguen representando el 40% de la producción total de energía de Alemania (por ejemplo, en electricidad, transporte y calefacción), Alemania va a depender casi totalmente de las importaciones para sus combustibles fósiles. Como resultado, es en el mejor interés de Alemania, Europa y países de todo el mundo para desarrollar una cooperación más estrecha para salvaguardar sus suministros de energía. La dependencia de China del petróleo importado y el gas natural está aumentando significativamente, y China sigue enfrentando el reto de la seguridad del suministro energético. Recursos de energía renovable de China son abundantes, y podrían satisfacer por completo las necesidades de desarrollo de energía de China.

Alemania tiene una fuerte capacidad de investigación y desarrollo de energías renovables, y la capacidad de fabricación de China puede proporcionar instalaciones de energía renovable rentables. La cooperación entre China y Alemania podría disminuir enormemente el costo de la energía renovable en el futuro, por lo que las energías renovables totalmente competitivo con los combustibles fósiles, lo que garantiza un precio seguro y asequible, y facilitar el crecimiento económico.

El mantenimiento de la competitividad económica es una condición necesaria para promover una transición energética. En el contexto de la recesión económica en gran parte de la Unión Europea, la economía alemana está prosperando. La industria manufacturera de Alemania es competitiva en el mundo entero, y los índices de consumo de energía y la productividad en el ranking del sector energético entre los más altos del mundo. En China, la industria manufacturera representa el 60% del consumo total de energía y el ahorro de la energía potencial es grande en el sector industrial. China podría beneficiar aún más a partir de la elaboración de la experiencia de Alemania en la promoción de la productividad, control de calidad, diseño de producto, producción limpia y reciclaje en el sector manufacturero. Esos son lo más importante en el contexto de la transformación económica de China y requi-

sitos obligatorios para el ahorro de energía, protección del medio ambiente y la reducción de emisiones de GEI.

51 INDIA, UNA OPORTUNIDAD DE INGRESO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

India está a punto de mostrar el valor de las energías renovables para las economías en desarrollo. Distribuido generación solar y eólica tiene la oportunidad de llevar electricidad fiable para muchas comunidades por primera vez. Las energías renovables no son sólo la alternativa ambientalmente responsable a los combustibles fósiles, que ahora están siendo vistos como medios cada vez más asequibles para el desarrollo y la equidad social.

La manifestación por Alemania que incluso una economía industrial próspera puede cambiar de un sistema de energía convencional, impulsado principalmente por el combustible nuclear y fósil, a una energía eficiente, basadas en renovables uno sin comprometer la energía industrial tiene lecciones definitivas para todos los países del mundo, sobre todo las economías en desarrollo.

Algunas de las principales lecciones de Alemania que son relevantes para una serie de países, en particular los países hambrientos de energía como la India, son los siguientes:

1. Los objetivos de energía renovable ambiciosos y firme compromiso para alcanzarlos
2. Las medidas de política apropiadas instrumentos basados en el mercado, que mezcla y regulación
3. La transición siendo impulsado por los ciudadanos y las comunidades
4. Romper el mito de que sólo las fuentes convencionales pueden asegurar la retención y el crecimiento de la industria

Tomando el caso específico de la India, una foto instantánea de la situación de la generación de electricidad y la energía indican que:

- La capacidad de generación eléctrica instalada total actual de la India asciende a 200 GW.
- El carbón sigue siendo la principal fuente de energía y representa el 56 por ciento de la capacidad total de generación eléctrica.
- La energía renovable ha experimentado un modesto crecimiento del 2 por ciento sobre la capacidad de generación eléctrica instalada total de la India en 2003-04 al 12 por ciento en 2011-12, un crecimiento de 10 puntos porcentuales en los últimos 8 años.
- La India tiene un déficit de energía enorme, que van desde el 7,5 por ciento al 8 por ciento de las necesidades totales de electricidad.
- 44 por ciento de los hogares de la India no tienen acceso a la electricidad.
- La India tiene un consumo de energía per cápita anual bajo, de 778.63 kWh, frente a la media mundial de 2596 kWh.

Por lo tanto, en este contexto, la prioridad para la India es abordar dos temas:

- Seguridad energética.
- El acceso a la energía para todos.

En el contexto de lo anterior, echemos un vistazo a las razones por las que es importante para la India tomar las lecciones clave de los líderes en transición energética y porque también se embarca en un camino de transición de un modelo de generación de electricidad convencional a uno que es nuevo, sostenible, y tiene la capacidad para garantizar la seguridad energética de la India.

1. Desde el Punto de Seguridad Energética:

- Con un consumo normal, la dependencia en el carbón es enorme y con la ambiciosa meta del plan de la India para alcanzar un 12 % adicional en cinco años, añadiendo 88GW, de las capacidades adicionales de generación de electricidad, para el período 2013-2018, con cerca de 50 más GW que van a venir a partir del carbón, la India tiene que basarse en el aumento de las importaciones de carbón.
- Los recursos hidroeléctricos están demostrando ser cada vez más impredecibles y con el aumento de las amenazas de los impactos del cambio climático en los sistemas fluviales y los recursos hídricos, los expertos en energía están buscando ahora fuentes hidroeléctricas más equilibradas, en lugar de una fuente de energía de carga base inestable.
- La India no tiene sus propias reservas de gas o petróleo y como la ayuda estatal al petróleo esta cerca de 9,46 rupias (17 centavos de dólar) por litro, el costo estimado de los subsidios para la generación de energía por sí solo es en la región es de 130 millones de rupias (\$ 2,39 millones de dólares) al año.

2. A partir de una Balanza de pagos:

- Es claro que si la India tiene que importar petróleo, gas y carbón, con el aumento de los precios de estos combustibles fósiles, el equilibrio fiscal empeorará. **Algo similar ocurre en Argentina y los costos se notan año tras año.**
- También hemos visto una tendencia al aumento de los precios del carbón en el mercado internacional y con la reciente decisión de Indonesia de caminar el precio de su carbón aumentándolo casi cuatro veces, una serie de centrales basadas en carbón han tenido que aplazar sus operaciones, la más notable entre estas plantas es Tata Power, en Mundra.

3. El punto de acceso:

- Con un 44 por ciento de los hogares de la India todavía no conectadas a la red y con el suministro deficiente, cada vez hay más evidencias y puntos a favor para ingresar a la generación descentralizada de energía renovable, pudiendo así garantizar el 100 por ciento de energía fiable y asequible para un gran número de aldeas remotas de la India.

4. Los costos:

- El costo de generación de energía solar ha bajado abruptamente desde un arancel de 18 rupias (33 centavos de dólar) por kWh en 2010-11 a casi 9 rupias (17 centavos de dólar) por kWh en 2012 a 13 y hay informaciones que indican que dependiendo de la región, este costo puede caer a 6-8 rupias (11-15 centavos de dólar) por kWh.
- El precio de la generación eólica ha estado en un promedio de 3,50 rupias (6 centavos de dólar) por kWh.
- En comparación, el precio de generación de electricidad a partir de carbón ha ido constantemente hacia arriba, sobre todo con una mayor dependencia del carbón importado y con los precios de carbón importado en el mercado internacional que van constantemente en subida. El aumento en el costo de la generación de nuevas centrales eléctricas a base de carbón espera un costo de 3,50 rupias (6 centavos de dólar) por kWh o de 6 rupias (11 centavos de dólar) por kWh dependiendo de la región. En cuanto a la tendencia de los precios mundiales de carbón, y la tendencia de los precios de la energía solar, la paridad de precios entre el carbón y la energía solar podría ser en los próximos 3 o 4 favorable a la energía renovable.

En vista de todo lo anterior, tiene sentido para la India reexaminar un cambio en su política de generación de energía, con un mayor enfoque en la solución de energías renovables, sumando a los combustibles fósiles y la hidroeléctrica como suplementos. Esto significaría ante todo un revés completo en su paradigma actual generación.

La India definitivamente tiene más potencial para soluciones de energía renovable y se puede optar por una cartera muy diversa que hasta incluye la energía hidroeléctrica. Entre las diversas fuentes de energía renovables, el potencial de la energía solar en la India es tal vez el más alto y se ha estimado que en la región puede producir hasta un promedio de 6.000 millones de GWh de energía al año.

Estudios recientes analizan este potencial, sobre todo el de las fuentes eólicas en la India. El potencial de generación eólica puede estar en torno a los 200 mil GW. Hay estudios que incluso citan un potencial mucho mayor.

Los sistemas de energía solar concentrada (CSP) tienen un futuro brillante para la India y, en menor medida los sistemas fluviales y plantas de generación de biomasa.

Además, también hay una serie de opciones híbridas como CSP y biomasa, o CSP y gas, lo que garantizaría también el suministro cuando la demanda tenga un pico histórico.

Por tanto, es evidente que la India tiene tal vez un potencial de energía renovable mucho mayor, sobre todo en relación con algunas tecnologías que incluso Alemania y, por lo tanto, si Alemania ha sido capaz de hacer este cambio con la tecnología solar y eólica basado en sustitución de capacidad de generación a base de combustible nuclear y fósil, la India no puede definitivamente sólo aprender de Alemania, tiene que avanzar aun mas.

India está ahora formulando nuevas políticas, para la segunda fase de la Misión Solar Nacional. Hay un plan para crear también una misión independiente para la generación eólica. La misión sería garantizar la política dedicada, recursos y planes de acción para la energía eólica. La idea de tener una misión de este tipo también tiene el apoyo de la Comisión de Planificación y por lo tanto, es probable que este proyecto se **de a conocer muy pronto**.

También hay una discusión sucediendo en el Ministerio de Energía, para tener un plan específico para la bioenergía. Esto pondría a casi todas las fuentes de energía limpia y verde en el escenario, con la eficiencia energética ya en un plano principal. Con estos planes, en diversas etapas de planificación o en algunos casos en su segunda fase, ha llegado el momento para tomar las lecciones de Alemania en su transición de la energía.

Los responsables de las políticas energéticas de la India han comenzado a darse cuenta de la importancia de promover soluciones de energía renovable y también han comenzado a darse cuenta de que los sistemas de generación de energía convencionales no son sostenibles en el largo plazo. La sola idea de perseguir tecnologías de energía renovable en una "misión" es con la intención de acelerar su penetración. Si estos programas se implementan bien, que es donde las lecciones de Alemania podrían ayudar a los responsables políticos de la India en la creación del marco regulatorio, parece probable que nuestra dependencia de los combustibles fósiles para la generación de electricidad se reduzca sustancialmente para el año 2018.

Part VII.

Reflexiones

Las energías renovables tienen que ser la alternativa para Argentina. Un país como el nuestro, con tantos recursos naturales disponibles no puede darse el lujo de depender de las fuentes fósiles en un 80%.

También así, un país que quiere liderar el desarrollo y la innovación, tiene que apostar a una fuerte inversión en medicina nuclear y en los derivados de las ciencias químicas, físicas, y matemáticas.

Hay tres campos en particular, nanotecnología, biotecnología y ciencia de materiales, que son indispensables. Al día de hoy, tenemos profesionales que lideran grupos de investigación muy prestigiosos en todos estos campos.

En cuanto a las fuentes de energía, Argentina tiene y debe llevar su matriz energética, mayormente, hacia las fuentes renovables. Porque viento, sol, biomasa y corrientes hídricas nos sobran, entre otras cosas.

Nuevas centrales nucleares no aportan innovación a la matriz energética desactualizada que tenemos. Actualmente, hay países que están logrando la autosuficiencia de electricidad basados en fuentes renovables. Energía renovable significa mas seguridad y mejor futuro.

Tomemos esos ejemplos y destinemos los esfuerzos de las instituciones y científicos argentinos para la medicina y para tantos otros campos donde se puede obtener un mejor provecho.

52 ¿ PORQUE ES NECESARIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ARGENTINA?

52.1 La transición es posible económicamente?

Sí - de hecho, no podemos permitirnos no hacerlo. Las inversiones realizadas en las energías renovables hoy pagarán por sí mismas antes y después de que se cumpla la vida útil promedio de 20 años de los equipos instalados. Por otra parte, las energías renovables sólo son vistas como más caras porque algunos de los costos de las energía fósiles y la nuclear se gravan de otra forma y no están presentes en las facturas que pagan los consumidores, lo que crea la sensación de que son mas baratas, aun cuando hay costos ocultos.

En esencia, el coste de las energías renovables va a continuar con una tendencia lateralista y a la baja, mientras que el costo de la energía convencional - ambos combustibles fósiles y energía nuclear - seguirán fluctuando de manera impredecible, con una clara tendencia alcista a largo plazo. De hecho, los costos de calefacción en Argentina sobre todo a partir de combustibles fósiles, alcanzaron niveles récord en 2014. Cabe destacar, que aunque nuestro país tiene enormes reservas de gas, una gran parte se importa.

Un costo estimado para dar comienzo a la transición energética en Argentina, puede rondar los 500 millones de dolares los próximos cuatro años, pero el efecto neto (algunos costos energéticos se reducirán al mismo tiempo) sería entonces de unos 17 dolares por mes por hogar - más o menos lo que es ahora.

52.1.1 *Subsidios ocultos*

Vale la pena señalar que Argentina tuvo la intención de implementar parques eólicos y también creo una planta de hidrógeno hace mas de 10 años, pero todos esos intentos quedaron en simples proyectos que no aportaron demasiado a la red eléctrica nacional.

Es destacable y debe ser un ejemplo el caso de Alemania, que intensificó las energías renovables cuando eran caras - y, al hacerlo, ayudó a que los costos bajen. Las previsiones indican que el impacto del costo del cambio hacia las energías renovables podría alcanzar su punto máximo en la primera mitad de esta década. Esto se evidencia en el caso alemán, donde las inversiones en energías renovables alcanzaron su punto máximo en 2010 y serán más baratas en una progresión geométrica que da como resultado un descenso de un tercio al año respectivo del nivel récord alcanzado en 2010.

Al invertir en energías renovables, Argentina puede pasar a convertirse no solo en usuario sino también en proveedor. No solo proveedor de energía, sino específicamente proveedor de tecnologías preparadas para el futuro. En otras palabras, como las energías renovables se vuelven más competitivas, todo el mundo va a iniciar la conmutación de matriz. Los inversionistas a nivel global, especialmente los fondos alemanes y noruegos tiene casos de éxito

como lo es en Puerto Vallarta, Chile. La tecnología asequible para todo el mundo, incluidos los países en desarrollo, es un enorme potencial para la Argentina. Por ejemplo, en el primer trimestre de 2015, China instaló 5 gigavatios de PV, y la India también tiene grandes planes para incentivar la energía fotoeléctrica como se describe en la partes de perspectivas globales.

Una de las razones por las que las energías renovables parecen tan caras es que gran parte debido a que su costo total se paga inmediatamente cuando se instala. Por el contrario, el apoyo para el carbón y la energía nuclear ha venido en gran medida indirectamente como parte de las partidas presupuestarias aprobadas a los contribuyentes, y por eso Argentina tiene un déficit presupuestario en materia de energía. **La síntesis de esto es que las fuentes convencionales nos están costando mas caras que las fuentes renovables.**

Por otra parte, el "costo" de la transición energética no puede ser visto de manera aislada. Los gastos no monetarios del consumo de energía no aparecen en las facturas de los consumidores de electricidad. Sin embargo, el medio ambiente recibe su impacto causado por las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación rápidamente se suma a los problemas que el gobierno debe afrontar con partidas presupuestarias crecientes.

Un estudio publicado por el Ministerio de Energía de Alemania en 2015 estima que al menos nueve mil millones de euros netos se ahorraron en 2013 gracias al uso de la electricidad renovable y de la cogeneración de calor. Estos ahorros, sin embargo, no se muestran en la facturación. Además, resultaron reducidos a cero porque se utilizaron en partidas para luchar contra las emisiones de CO₂. Argentina no tiene números claros para hacer un balance real, pero ciertamente se pierde mas dinero del que se debería debido a la baja eficiencia del sistema eléctrico nacional. Algo que se toma poco en cuenta en las cuentas publicas son las enormes distancias que hacen que se pierda energía, esto se resuelve claramente con plantas de generación locales.

52.2 ¿ Cómo hacer para que la energía siga siendo accesible para todos en Argentina?

Argentina tiene un esquema de tarifas subsidiadas que debe ser modificado. En la actualidad, los subsidios están distorsionados y se reparten de igual forma entre zonas que no lo necesitan y zonas que si, produciendo un gasto excesivo en las cuentas publicas.

La inversión en energías renovables proporciona puestos de trabajo con salarios dignos, por lo que uno de los principales **objetivos de la Transición energética es preparar la industria nacional para desarrollar las tecnologías necesarias.** Además, el costo de la electricidad convencional continua en aumento al igual que el costo del combustible utilizado para calefaccionar hogares, mientras que el costo de generación de energías renovables baja.

Este proceso de transformación de la matriz energética es una respuesta a las fluctuaciones de precios de la energía de forma impredecible, no la causa del aumento de los precios en el largo plazo.

Desde el año 2002, el costo de los combustibles fósiles ha sido muy volátil y el costo del gas natural se ha casi triplicado.

Lo que es más, debido a los subsidios, el precio monomio de la electricidad en Argentina se mantuvo prácticamente igual en los últimos 6 años, bastante lejos de la tasa de inflación general real de Argentina. Esto no hace mas que debilitar al sector de generación que solo ve perdidas, a pesar de los subsidios que recibe.

En contraste a esto, se espera que las tarifas se ubiquen en posiciones mas reales y se baje la cantidad de subsidios que se brindan sobre todo a zonas que no los necesitan. De esta forma también, se espera que el costo de la energía renovable - que sigue cayendo - se nivele con el costo de la generación convencional. El costo de la energía fotovoltaica se redujo en un 50 por ciento de 2010 hasta 2015, y el Departamento de Energía de Estados Unidos muestra que la energía eólica terrestre ya está más o menos a la par con el gas natural, la energía del carbón y la nuclear. El Instituto Fraunhofer de Alemania para Sistemas de Energía Solar estima que la energía solar en el país va a costar lo mismo que la energía del carbón más o menos a finales de esta década - incluso en zonas de Alemania donde hay poco sol.

La preocupación principal para que el proceso sea exitoso en Argentina debe ser la equidad social. En mucho caso, el aumento de tarifas o la transición en la generación pueden afectar negativamente a las personas que cuentan con un escaso poder adquisitivo. Para esas situaciones se debe plantear un esquema que subsidie solamente a las personas que no pueden pagar la factura de luz. Existen informes realizados en el otoño de 2013 que muestran un número cada vez mayor de beneficiarios de asistencia social que vieron reducido su poder para pagar los consumos energéticos de sus hogares.

Según varias auditorias energéticas se observa que un programa de eficiencia que eduque en el consumo energético puede reducir la necesidad de electricidad en un 10% interanual. Al mismo tiempo, hay que tener en cuenta que incluso los hogares de bajos ingresos gastan menos del diez por ciento de sus ingresos en energía. Por tanto, es fundamental que la política direcciona correctamente las ayudas sociales, planes y salarios.

La energía limpia también ayudará a mitigar el calentamiento global, lo que afecta principalmente a los países pobres o en vías de desarrollo. En otras palabras, el compromiso de Argentina con las energías renovables significa enormes ahorros futuros en la lucha con el calentamiento global.

Finalmente, Argentina no recopila estadísticas serias sobre la "pobreza energética" y debe hacerlo. Se debe tener el dato de cual es el número de personas que no pueden pagar sus facturas de energía, basado no solo en las ayudas que provee el ANSES, sino también basado en las fuentes de energía que consumen. Argentina necesita estos datos para iniciar una transición energética que tenga como prioridad una política social para proteger a los más necesitados.

52.3 ¿ Cuando se pagarán las energías renovables por sí mismas?

Actualmente esta sucediendo. El costo diferencial de las energías renovables está en las horas pico, por lo que se espera que las energías renovables ayuden a estabilizar los precios de energía dentro de la próxima década. Sólo los países que experimentan una transición energética - como es el caso de Alemania o Dinamarca - serán capaces de estabilizar sus precios en los próximos años.

En 2014, el centro de investigación alemán Fraunhofer IWES publicó un estudio, que encontró que Alemania está haciendo inversiones en energías renovables que con el tiempo van a pagarse por sí mismas mediante la compensación en el gasto de la energía convencional. Se espera que el punto de equilibrio este cerca del año 2030, y las ganancias netas sean claramente positivas para el año 2050.

Una cosa está clara - la transición no será libre. Hay una amplia gama de factores que determinan el costo; no se trata sólo de renovables y tarifas de alimentación. Y si bien la Ley de Energías Renovables (EEG) de Argentina no contempla un esquema de costos y beneficios, la energía eólica ha sido durante mucho tiempo relativamente barata, y el costo de la energía solar continúa a cayendo por lo que es altamente factible iniciar el proceso de transición.

De cara al futuro, se espera que los aumentos de los costos bajen, y en 2020 la primera generación de sistemas antiguos ya no serán incluidos en las tarifas de alimentación. En 2030, una gran cantidad de paneles solares serán también obsoletos pero seguirán funcionando y aportaran energía muy barata debido a que ya habrán saldado su costo de instalación con un alto **feed-in**. Durante el ínterin, el objetivo debe ser el de mantener los costos bajos incluso cuando se incremente la participación de las renovables en la matriz energética.

El aumento previsto en el precio de venta en Argentina no es inusual. En julio de 2014, el ente regulador energético anunció que se espera que el precio de venta en el país aumente en casi un 300 por ciento en 2016 si se quitan las tarifas subsidiadas, debido a el retraso en el sector producto de las malas decisiones políticas. De sincerarse el costo real de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales, las energías renovables pasaran a estar prácticamente equiparadas e incluso a ser mas baratas que la energía nuclear.

A finales de 2014, ENARSA anuncio un aumento de la tasa del 5 por ciento para ciertos combustibles, con aumentos de precios de este tipo, muy por debajo de la realidad, es imposible lograr prontamente la competitividad de las energías renovables. Sin embargo, asi se producen enormes perdidas de dinero debido a la enorme carga que afronta el estado. Esta de mas decir, que esto pone en riesgo la seguridad energética argentina.

52.4 ¿ Es posible obtener un retorno económico de la energía eólica y solar ?

Es una pregunta común no solo entre los escépticos, sorprendentemente, incluso lo es entre los expertos, que en ocasiones se preguntan si efectivamente los paneles solares y turbinas

de viento producirán que cada vez más energía de la que se consume para su producción e instalación. La respuesta es fácil: la recuperación de la inversión ha sido abrumadoramente positiva durante décadas, el caso mas evidente es sin dudas el de Noruega y el de Dinamarca.

El instituto de investigación solar alemana Fraunhofer (PDF) estipulo que el tiempo de recuperación de la inversión es de "alrededor de 2,5 años" para los generadores fotovoltaicos, en lugares como el norte Europa, y de esa cifra, incluso **se reduce a 1,5 años y menos en lugares soleados como el norte de Chile y Argentina**. Se debe tener en cuenta que los paneles solares que se vendieron en los últimos años han tenido garantías de rendimiento de alrededor del 80 por ciento durante los pasados 25 años, lo que significa que, una matriz de 2 kilovatios garantiza que todavía será capaz de alcanzar su punto máximo de 1,6 kilovatios después de 25 años de funcionamiento.

Es evidente que el retorno de la energía fotoeléctrica es enorme - la energía que se obtiene es un orden de magnitud mayor que lo que se utiliza para su fabricación e instalación.

El tiempo de amortización para las turbinas eólicas es aún mejor; se cuenta en meses, no años. Una granja media de aerogeneradores produce 20-25 veces más energía durante su vida útil que la que se utilizó para construir e instalar dicha granja. **Con el carbón, la eficiencia siempre representa una pérdida.** Mientras que la fuente de la energía sola es inagotable y esta disponible siempre; el carbón que se consume se ha ido para siempre, así que dos tercios de la eficiencia se pierden. Si no se hubiera utilizado, el carbón aún seguiría en el suelo y no habría liberado contaminación al ambiente.

En contraste, el planeta consigue una cierta cantidad de energía solar cada día. El planeta recibe más o menos la misma cantidad de energía solar todos los días, pero la energía solar de ayer se ha ido para siempre si no es cosechada. En otras palabras: el carbón, se utiliza y se pierde; la energía solar, se puede usar o dejar ir.

52.5 ¿ Argentina deberá importar más energía desde el extranjero después de reducir las fuentes convencionales?

Argentina ha sido un exportador neto de energía, sin embargo desde hace varios años es un importador neto de los recursos que tiene y no explota. De cara al futuro, Argentina seguirá importando energía a expensas de la perdida de reservas, mientras realiza una transición energética que le permita reducir las erogaciones año tras año.

En general, Argentina ha generado una capacidad levemente superior a la demanda de energía. Incluso después de la apertura y puesta en funcionamiento de las plantas nucleares y de las nuevas plantas de carbón y de GNL Argentina todavía tenía que depender en mas de un 70 % de capacidad de generación convencional con recursos fósiles.

A principios de 2011, Argentina tenía una participación de energías renovables muy pequeña en la matriz energética. La capacidad de generación de energía tampoco aumento

mucho, lo que se traduce en una pérdida muy valiosa de tiempo.

El caso mas interesante en cuanto a exportaciones e importaciones es el alemán. De acuerdo con la Asociación Alemana de Energía y Agua Industrias (BDEW), Alemania exportó 90.000 megavatios-hora neto por día en promedio en las seis semanas anteriores a la moratoria sobre energía nuclear a mediados de marzo de 2011, mientras que a partir del 17 de marzo de 2011 el país comenzó a importar un promedio de 50.000 megavatios-hora netos por día.

Argentina podría reducir el consumo de varias provincias con la instalación de nuevos parques de energías renovables y así reducir la necesidad de importar energía. También se puede plantear la situación de país exportador, con tendencia a exportar el sobrante de energía renovable producido para así financiar la creación de nuevos parques.

52.6 ¿ Habrá energía para mantener todos los hogares argentinos ?

Argentina ha tenido una red confiable, pero durante los últimos 10 años se evidenciaron problemas grandes en los sectores de distribución y generación eléctrica. La red más confiable para el país solo es posible si se inicia un proyecto de infraestructura monumental que cambie las viejas redes de distribución por nuevas redes que utilicen tecnologías modernas que permitan alcanzar una mayor eficiencia en el consumo eléctrico. En Europa ya que las estadísticas están estandarizadas desde 2006, se pueden comparar las eficiencias de cada red y la red alemana alcanzó un nuevo récord en fiabilidad de 2011 y otro en 2013. Ese nivel - de aproximadamente unos 15 minutos de cortes de energía por año - se ha mantenido estable desde entonces. Esto es en gran medida gracias a la cogeneración energética, a la cercanía geográfica de las generadoras con los consumidores y a la adaptación de nuevas redes de media y baja tensión.

Dentro de Europa, Alemania (junto con Dinamarca) tienen, con mucho, la fuente de alimentación más fiable. Los alemanes tienen la capacidad suficiente para sus casas, sus fábricas de alto consumo energético y la industria, y sus trenes de alta velocidad.

Alemania es un ejemplo.

Los apagones son siempre posibles, por supuesto, pero un déficit sistemático de la fuente de alimentación sólo se produce si las inversiones en energía no son suficientes para reemplazar el envejecimiento de las plantas convencionales que deben tener programadas su cierre.

Técnicamente, las soluciones están ahí: una combinación de extensión de la red transfronteriza nacional y regional y la optimización, una mezcla de plantas de energía que combine una variedad de fuentes de energía renovables y convencionales, la capacidad de aumentar la seguridad energética, las reservas estratégica de combustibles convencionales, la gestión eficiente de la demanda, y, en definitiva, de almacenamiento. El reto es más económico que tecnológico. Para el futuro, el sector eléctrico debe basarse en un 80 % en energías renovables, y financiar la transición total con la exportación de combustibles fósiles a otros países y con la

exportación también de tecnologías desarrolladas en el ámbito local. Esto significa: mas trabajo, mas tecnología, mas capacidad de crecimiento, menos contaminación y un futuro promisorio para la sociedad en su conjunto.

52.7 ¿ La transición energética reducirá puestos laborales ?

Por megavatio-hora generado, las energías renovables crean más empleos que el sector nuclear y fósil, y la mayoría de los puestos de trabajo se producen en el país, no en el extranjero. Argentina ya tiene una gran cantidad de personas empleadas en el sector de las energías renovables, mayormente en el ámbito académico y científico. Si se aprovecha este potencial, se invierte dinero en la creación de industrias que proporcionen localmente la tecnología necesaria, el crecimiento del sector energético nacional sera exponencial y así también, la generación local de nuevos puestos de trabajo.

La transición a las energías renovables es un motor de trabajo. Se estima que unos 370.000 puestos de trabajo se crearon en el sector de las energías renovables en Alemania en 2013, mucho más que las 182.000 personas que trabajan en todos los demás sectores de energía del país combinados.

Esto es fácilmente replicable en Argentina, donde ya existen las capacidades técnicas para comenzar con la fabricación de equipamientos para plantas de energía solar, eólica y el almacenamiento de estas energías en hidrógeno.

En pocas palabras, las energías renovables y la eficiencia de sustituir las importaciones de petróleo y gas con valor agregado local, mantienen puestos de trabajo y crean muchos mas, sustituyendo incluso la importación de tecnología y **posicionando a la Argentina como un próximo exportador de energía para toda la region y de tecnología de punta.**

52.8 ¿ Como equilibrar una transición energética con un proyecto de industrialización nacional ?

Las energías renovables están reduciendo la tasa de energía al por mayor, que pagan las empresas, y las empresas de gran consumo energético serán en gran parte las beneficiarias al construir parques energéticos cercanos, los que las dejen exentas del pago de la energía que consuman. En un marco regulatorio que exima de impuestos a dichas empresas para la construcción de parques energéticos, se verán enormemente beneficiadas cuando dichos parques estén finalizados. **Les proveerán de energía gratuita y el excedente se comercializara en la red, lo que les aportara un nuevo ingreso.** Por lo tanto, las industrias de energía intensiva se benefician de la electricidad más barata que la energía renovable ofrece.

La industria pesada también se beneficia de las energías renovables de otras maneras. Las tecnologías como la eólica, solar, biogás y energía geotérmica proporcionan oportunidades económicas para las industrias tradicionales. Por ejemplo, los fabricantes de turbinas eólicas

son ahora el segundo mayor comprador de acero detrás del sector de los automóviles en Alemania.

Cabe mencionar que un gran número de ciudades portuarias podría verse enormemente beneficiada de la energía eólica y la energía mareo-motriz. Es muy posible imaginar un futuro donde la línea costera Argentina se transforme en un importante proveedor de energía para todo el país. Esto no solo bajaría los costos de la factura eléctrica en cada una de esas regiones, sino que reduciría dramáticamente la contaminación ambiental. El sector solar por su parte apoyará industrias que van desde el vidrio a la cerámica, y comunidades agrícolas se beneficiarán no sólo a partir de la biomasa, sino también de la energía eólica y solar.

El sector del cobre y el aluminio también está en la lista para beneficiarse del cambio a las energías renovables. **Aluar es el principal ejemplo en Argentina.** De este modo, el cambio a energías renovables no solamente resulta en el desarrollo de nuevas industrias como la fabricación de energía solar. Estas tecnologías también ofrecen oportunidades para que las industrias tradicionales se conviertan en parte de la transición hacia un futuro de energías eficientes.

En general, los argentinos creen que las tecnologías verdes son una industria para el futuro y la percepción indica que no ven contradicción alguna entre la ecología y la economía.

52.9 ¿ Que papel jugara el shale gas en la transición energética ?

Espectadores internacionales a veces se preguntan cuando el shale gas será puesto en marcha realmente en Argentina. Los estadounidenses, caso particular de reflexión, sostienen que Argentina podría reducir sus emisiones de carbono y reducir los precios de la energía. La situación se ve muy diferente dentro de Argentina.

En Europa por ejemplo, el shale gas es impopular. Francia ya ha puesto una moratoria sobre el mismo. El Gobierno alemán considera que la producción de shale gas puede producir "problemas ambientales graves" - lo que podría ser una manera diplomática de decir "no lo haremos".

Las reservas de shale gas argentinas se estiman como para ser lo suficientemente grandes como para cubrir mas de 60 años de suministro de gas. Por supuesto, el país no lograría la autosuficiencia en menos de una década si se avanza en este sentido, ni tendría sentido hacerlo si los precios del gas se estabilizan. Por el contrario, las reservas nacionales se extenderían por mas décadas, compensando así el proceso de importaciones.

Durante ese tiempo, correríamos el riesgo de contaminación de las aguas subterráneas y el medio ambiente. En los EE.UU., decenas de familias se han visto afectadas por los pozos individuales. Debido a que Argentina está mucho menos densamente poblada, muy pocas comunidades podrían verse afectadas. Por lo tanto, es una oportunidad de producción de energía que puede ser utilizada para recuperar divisas que se utilicen para ampliar las energías

renovables en la matriz energética.

Otra razón para avanzar son los precios más bajos. En los EE.UU., los precios del gas se redujeron, pero sólo en algunas partes del país. Argentina, en cambio, es parte de una red de conexión regional que le permite hacer llegar ese gas a varias provincias, pero esto no lograría que el precio baje mucho.

En efecto, los precios del gas están vinculadas actualmente a los precios del petróleo, por lo que los precios del gas por sí solos no pueden caer independiente de petróleo. Pero incluso si esta vinculación se destruye, los precios del gas no caerían debido a que el gas podría ser vendido en un mercado local.

Una publicación de Amigos de la Tierra encontró que el potencial del shale gas también puede ser exagerado:

- Los cinco mayores pozos de gas en los EE.UU. se redujeron de un 63% a un 80% en el primer año.
- La industria ha rebajado sus reservas varias veces en los últimos años.
- Empresas como BP, BHP Billiton y Chesapeake redujeron el valor de sus activos de shale gas en consecuencia por miles de millones de dólares.

En Europa, en particular, Amigos de la Tierra considera que la combinación de la densidad de la población y la escasez de agua son un problema central. Por otra parte, un estudio realizado por el banco de desarrollo alemán KfW encontró que el sector industrial de Estados Unidos en general no se había vuelto más competitivo que el sector industrial alemán durante el auge del shale en gran medida porque los precios de la energía constituyen una pequeña parte de los costos totales (dos por ciento) por ejemplo. Sin embargo, esta situación es diferente para un pequeño número de empresas que consumen grandes cantidades de gas natural.

52.10 ¿ Está Argentina experimentando un renacimiento de carbón?

El 15 de mayo de 2002, la Secretaría de Energía, decide, luego de tomar conocimiento que la empresa YCRT S.A. había solicitado concurso preventivo, declarar la nulidad del contrato con la misma. Un mes más tarde, se aprueba de rescisión de la concesión integral del Yacimiento Carbonífero de Río Turbio y de los servicios ferroportuarios con terminales en Punta Loyola y Río Gallegos.

Posteriormente en junio de 2002, mediante Decreto N° 1052/2000 se aclara que la recesión “no implica la explotación de ese complejo (por parte del Estado) limitándose exclusivamente a su mantenimiento en condiciones óptimas”.

Este decreto, dejaba prácticamente cerrada la empresa, por lo que se vio movilizadada toda la población de la región, y sus representantes, hasta lograr su derogación, la que se efectivizó el

25 de junio de 2002. Yacimientos Carboníferos Fiscales se convertía así en la primera empresa privatizada en volver a manos del Estado Nacional.

La reestatización de la empresa situó al Estado Nacional frente a una encrucijada: volver a explotar el mineral o cerrar el complejo definitivamente enfrentándose a la comunidad local. La decisión política logró que la empresa volviera a la senda de la explotación estatal del recurso con una reactivación integral, especialmente con el “Plan de Recuperación” lanzado en 2005.

En la actualidad, se está avanzando en la ampliación de la planta de Río Turbio, y se espera que la capacidad neta de generación pueda aumentar un 15 % esta década.

Una de las principales preocupaciones sobre la transición energética de Argentina es el papel de la energía del carbón. En el primer semestre de 2013, la proporción de energía de carbón en la oferta total no aumentó considerablemente pero tampoco cayó, lo que lleva a la concepción sobre un supuesto auge del carbón. Sin embargo, en 2014, la producción de electricidad a partir de carbón se redujo levemente en un 1%.

Dependiendo de la rapidez con que las energías renovables crezcan en la matriz energética, la nueva planta puede reducir su funcionamiento para liberar menos carbón al mercado.

Cualquiera que sea el caso, el carbón debe comenzar a descartarse de la matriz energética después de que las energías renovables alcancen por lo menos un 40 % de la matriz energética. El carbón puede ser un elemento que se exporte, aunque todavía resta constatar su calidad para el mercado internacional.

52.11 ¿ Que capacidad de almacenamiento de energía requerirá la Argentina ?

En 2014, Alemania demostró que podía obtener más de 14 por ciento de su energía de las turbinas de viento (8,6 por ciento) y la energía fotoeléctrica (5,8 por ciento) sin almacenamiento de energía adicional. La cantidad de almacenamiento necesaria no es, sin embargo, relativa a la potencia renovable solamente, sino más bien a la parte que ocupen diariamente la eólica y la solar en combinación con una carga base inflexible. En general, no se espera que el almacenamiento de energía se convierta en un problema importante hasta el final de esta década.

En el corto plazo, Argentina no necesitará mucho almacenamiento. Sobre la base de las estadísticas para la generación de energía real de la primera mitad de 2014, se puede suponer que toda la energía producida se inyectara en el mercado y se reducida la participación del sector renovable por las noches y en el invierno, donde los combustibles convencionales tendrán un gran impacto. Se ha estimado que de ponerse como objetivos para 2030 una matriz con un 25 % de energía renovable, la capacidad de almacenamiento se volverá muy importante, sobre todo para conservar la energía eólica producida durante el día.

En 2013, los investigadores de Fraunhofer ISE encontraron que Alemania todavía podía consumir 99 por ciento de su viento fluctuante y la energía solar sin almacenamiento si se in-

stalaron alrededor de 62 gigavatios de viento y un poco más de 75 gigavatios de energía solar - junto con los actuales 20 gigavatios de obligada ejecución. Aquí, el concepto "must-run" indica el nivel con que Alemania cuenta para tener como carga base.

En el caso Argentino, existen un nivel de must-run mucho menor y esto libera al sector renovable de tener que instalar capacidad de almacenamiento, sin embargo, si se comienza con esto en paralelo a la ampliación del parque de energías renovables, el futuro será aun más promisorio debido a que Argentina podrá guardar su sobre producción de energía para ahorrar divisas en el "comercio de emisiones".

Una solución propuesta es garantizar la potencia y la creación de una reserva estratégica - pero no está claro lo que se pondrá en práctica debido a que las estadísticas dependerán del programa de ampliación de matriz energética que se tome de ahora en adelante. En 2019, el gobierno debería adoptar la idea de un mercado capaz de sobre-producir y almacenar.

Además, una serie de opciones flexibles se desarrollan, que van desde la gestión de la demanda en las empresas intensivas en energía, plantas de biogás flexibles, soluciones para clientes mediante "smart grid" a nuevas e innovadoras opciones para calefaccionar hogares en el invierno, que utilizarían el excedente de energía eólica y la electricidad solar para alimentar los sistemas de calefacción urbana. Estas opciones de flexibilidad van a crear un nuevo mercado para empresas de servicios energéticos.

Fuentes y contacto

FUENTES

- Indicadores y datos del Banco Mundial <http://datos.bancomundial.org/indicador/>
- Global Smart Grid Impact Report http://www.smartgridimpact.com/impact_report_2013.pdf
- Energías renovables para Argentina <http://chamb.cancilleria.gov.ar/>
- Desarrollo de aerogeneradores de alta potencia <http://www.cab.cnea.gov.ar/ieds>
- INVAP S.E. <http://www.invap.com.ar/es/>
- Smart Grid tools <https://www.smartgrid.gov/>
- Smart Grid en Argentina <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3722>
- Energy Department USA, Smart Grids evolution <http://energy.gov/oe>
- Obras eléctricas <http://www.minplan.gob.ar/obras-electricas.html>
- Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista <http://www.cnea.gov.ar/>
- Mapa Nacional de Energía Eléctrica <http://www.mapaeducativo.edu.ar/Atlas>
- Ente Nacional de Regulación el Gas <http://www.enargas.gov.ar/>
- Energías renovables en Argentina <http://www.energia.gov.ar>
- Energía renovable en ámbitos rurales <https://www.se.gob.ar/permer/>
- Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" <http://web.iae.org.ar/>
- Estadísticas publicas en Google <https://www.google.com.ar/publicdata/>
- Fuentes de financiamiento globales <https://www.usaid.gov>
- Carbon Mitigation - Princeton <http://cmi.princeton.edu/resources/>
- Smart Grids (eficiencia) <http://www.thescottreport.com/whitepaper.pdf>
- Energías renovables en Uruguay <http://www.uruguayxxi.gub.uy/>

CONTACTO

- PRO Libertad
 - Place: Libertad 846, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, AR.
 - Phone: +541148113350
 - Email: dtrejopizzo@gmail.com
 - Twitter: twitter.com/lprolibertad
 - Facebook: facebook.com/lprolibertad
- David Alejandro Trejo Pizzo
 - Phone: +5491162345733
 - Email: dtrejopizzo@gmail.com
 - Web: www.dtrejo.com.ar