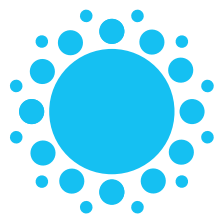




Resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable



PLATAFORMA
**ESCENARIOS
 ENERGÉTICOS**
 ARGENTINA 2035





Resumen y conclusiones para un futuro
energético sustentable



PLATAFORMA ESCENARIOS ENERGÉTICOS ARGENTINA

ESCENARIOS ENERGÉTICOS ARGENTINA 2035

Resumen y conclusiones para un futuro
energético sustentable

Fernández, Ramiro,
Escenarios Energéticos Argentina 2015 - 2035 : resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable / Fernández, Ramiro. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Fundación AVINA Argentina, 2015.
53 p. ; 29 x 21 cm.

ISBN 978-987-25230-4-6

1. Recursos Energéticos. I. Título.
CDD 333.7

Fecha de catalogación: 04/08/2015

ESCENARIOS ENERGÉTICOS ARGENTINA 2035:
Resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable

1ª Edición
1000 ejemplares

.....
Impreso en Argentina

Fundación Avina Argentina
Belgrano 863, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Esta edición se terminó de imprimir en el mes de agosto de 2015 en los talleres gráficos de Carpe Diem,
EEUU 972 7 G, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
Libro de edición argentina

Hecho el depósito que marca la Ley 11.723

Esta publicación se realizó gracias a la financiación de Fundación Avina.



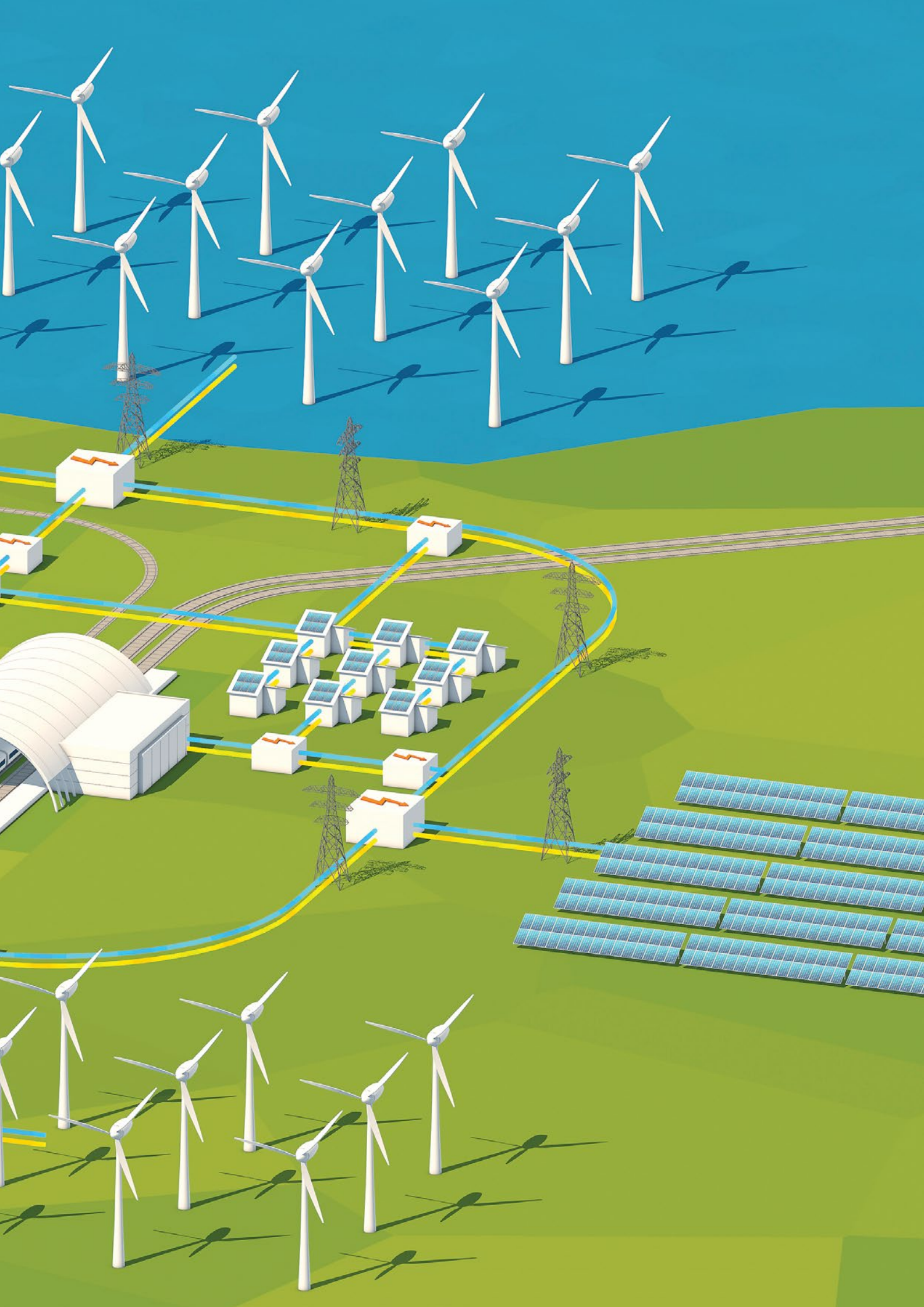
PROMOTORES



ESCENARISTAS

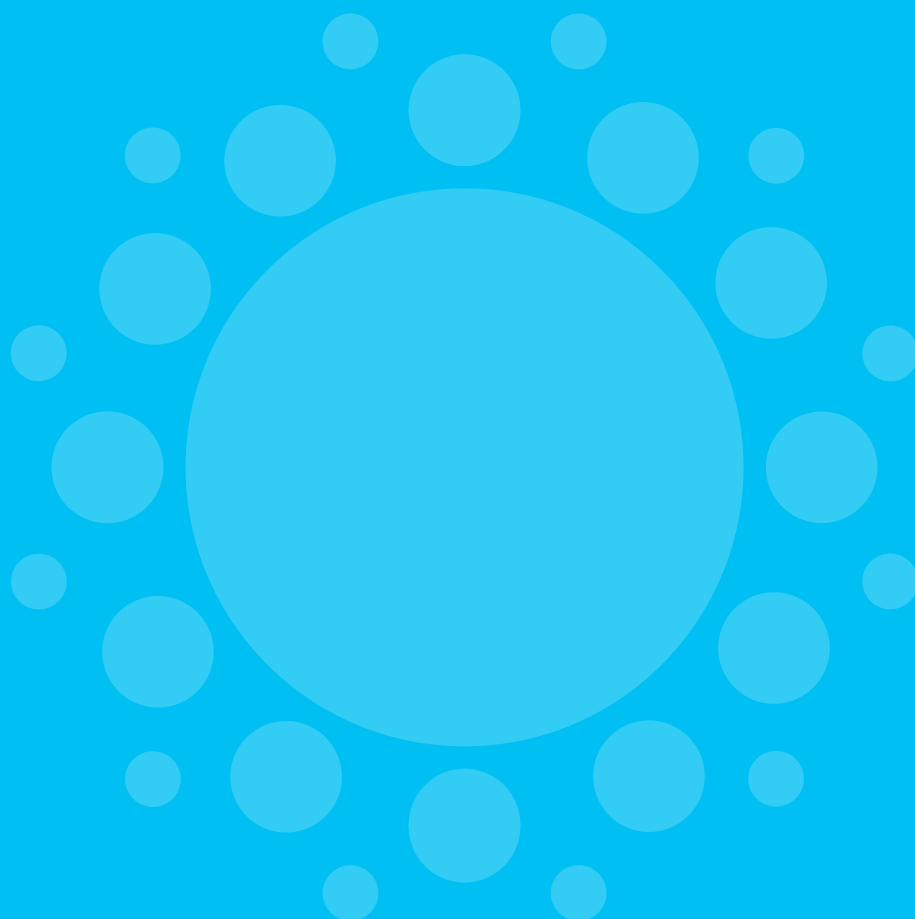






ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	7
INTRODUCCIÓN	11
EL DESAFÍO METODOLÓGICO	15
ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2035 Y SUS VISIONES	21
INDICADORES	35
RETOS Y DESAFÍOS PARA UNA MATRIZ ELÉCTRICA SUSTENTABLE HACIA EL 2035	41
ANEXO 1: JUSTIFICACIÓN COMITÉ EJECUTIVO RESPECTO A LA COGENERACIÓN	45
ANEXO 2: RESÚMENES DE LOS DOCUMENTOS ELABORADOS POR LOS ESCENARISTAS	51
ESCENARISTA: AGEERA	52
ESCENARISTA: AGUEERA-UIA	54
ESCENARISTA: CACME	56
ESCENARISTA: CADER	58
ESCENARISTA: FEP	60
ESCENARISTA: FVSA	61
ESCENARISTA: UBA	63



RESUMEN EJECUTIVO

La Plataforma Escenarios Energéticos Argentina es una iniciativa impulsada por la Fundación Avina, Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN), el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la Universidad de Buenos Aires (CEARE), y el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA) con el compromiso de incentivar un debate público y con sustento técnico sobre el futuro energético de la Argentina como insumo para la definición de políticas energéticas sustentables.

Dando continuidad al compromiso asumido en 2012 de generar espacios de diálogo que incentiven una visión de largo plazo sobre el futuro energético del país, la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina presenta en 2015 un nuevo ciclo de escenarios energéticos al 2035. En estos 3 años, el contexto energético del país mantuvo algunas de las tendencias observadas en años anteriores, y experimentó cambios en otros sectores. A modo de síntesis, los hechos más destacados son:

- Al momento de presentar los resultados del primer ciclo de escenarios energéticos, el Estado Argentino tomaba control de YPF lanzando un ambicioso plan para expandir la explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales.
- El aumento de las importaciones de combustibles alcanzó un pico en 2013 llegando a 13.000 millones de dólares, siendo el principal factor de incidencia en el deterioro de la balanza comercial de Argentina.
- Los cortes de luz registrados ante las olas de calor en 2013, en algunos casos sostenidos durante varios días, llevaron a la gente a las calles con insistentes reclamos en distintos puntos del país.
- La caída del precio internacional del petróleo, observada desde mediados de 2014, afectó negativamente los planes de prospección y extracción no convencional, pero al mismo tiempo redujo la presión de las importaciones energéticas debido a la disminución de los costos de importación de gas natural y combustibles líquidos.
- Si bien se iniciaron debates en el Congreso para reformular la ley 26.190 de energías renovables; el aporte de esta fuente a la matriz eléctrica sigue siendo marginal (1,4%) dejando a Argentina cada vez más rezagada en relación al crecimiento de las energías renovables de sus países vecinos.
- Continuó la expansión del parque de generación térmica y se incorporó al mercado eléctrico una nueva central nuclear.



En este contexto, la División de Planeamiento de la Secretaría de Energía de la Nación ha formulado distintas fases de un Plan Energético de largo plazo integrando distintas metodologías; sin embargo a la fecha no se ha presentado este documento como instrumento para la definición de una política energética. Asimismo, a pesar de las implicancias del sector energético en el desarrollo económico del país, el mismo no forma parte del debate electoral y no se identifican propuestas con una estrategia energética elaborada por los candidatos que disputarán en octubre de este año la Presidencia de la Nación.

Es por ello que las organizaciones que impulsaron la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina mantienen su compromiso de generar espacios para un debate abierto, transparente y con rigor técnico que permita visibilizar las diversas opciones de futuro energético del país.

Como una innovación sobre el ejercicio realizado en 2012, enriqueciendo el proceso y los resultados; en esta oportunidad los miembros del Comité Ejecutivo asumieron la responsabilidad de consensuar un escenario tendencial (escenario BAU¹), que busca reflejar las consecuencias de mantener la inercia actual en materia de energía. Los resultados muestran que esta tendencia refuerza la dependencia de combustibles fósiles en la matriz, con una sostenida disminución de producción de hidrocarburos convencionales y un aumento gradual de los no convencionales. A pesar de este aumento, se mantendrían los altos niveles de importación de combustibles, disminuyendo la participación de la energía hidroeléctrica en la matriz, y manteniendo a las energías renovables como una fuente marginal.

Las propuestas elaboradas por todos los escenaristas presentan beneficios en términos económicos, sociales y ambientales en relación al escenario tendencial realizado por el Comité Ejecutivo.

En general, reflejan algunas coincidencias y en otros casos mantienen marcadas diferencias entre sí. Incluso implementando políticas de eficiencia, todos los escenarios alternativos planteados requieren al menos duplicar la potencia instalada al 2035, llegando en algunos casos casi a triplicarla. Todos los escenaristas creen que se dará una marcada expansión de las fuentes renovables. En relación al potencial de los hidrocarburos no convencionales, la producción de los mismos no alcanzaría volúmenes significativos hasta el 2020 y en algunos casos hasta el 2025; incluso en aquellos escenarios donde se proyecta una alta participación de esta fuente de energía.

Existen notables diferencias y reparos respecto al rol de la energía nuclear en este nuevo período, y en algunos casos se refleja incertidumbre respecto a su potencial, ya sea por razones ambientales o de mercado. También

1. Business as Usual, en idioma inglés.

presentan marcadas diferencias respecto al retiro de potencia instalada, en algunos casos debido a su antigüedad y en otros por razones ambientales, siendo este un factor relevante en los costos finales de cada escenario.

Los niveles de inversión en materia energética para los próximos 20 años promedian los US\$ 96.000 millones. Este valor está influenciado por el alto nivel de inversión que implicaran los proyectos aprobados de energía nuclear e hidroeléctrica en la línea de base al 2013 con el riesgo que alguno de ellos no se complete en su totalidad; responder a las necesidades de abastecimiento energético en las próximas décadas requerirá de volúmenes de inversión económica sustantivos. Independientemente de que se trate de inversión pública o privada, la misma requiere ser planificada para asegurar el abastecimiento energético del país.

La marcada apuesta de la actual gestión al desarrollo de los hidrocarburos no convencionales pareciera no responder a las necesidades de generación de corto plazo, para la cual será necesario acudir a otras formas de abastecimiento, ya sea reforzando la importación de combustibles o incentivando la incorporación de fuentes renovables de energía.

Por último, en algunos casos se identifican oportunidades para promover estrategias de innovación, como el refuerzo de la cogeneración o el incremento en el uso del biogás, opciones que deberán ser analizadas en mayor profundidad ante el potencial de reducir las restricciones de corto plazo.

A nivel mundial, estamos atravesando una profunda transformación energética donde predomina la incertidumbre y un acelerado proceso de innovación tecnológica. Los parámetros que regían la industria energética 5 años atrás ya no están vigentes y los términos de referencia utilizados para este ejercicio, elaborados por reconocidas instituciones internacionales, probablemente serán diferentes a las que deberemos utilizar dentro de 3 años. Hoy más que nunca se requiere implementar procesos de planificación permanente, donde se integren la mayor cantidad de variables, se generen espacios de diálogo con los diversos sectores y formulen proyecciones de escenarios posibles que sean revisados periódicamente. Las inversiones en el sector energético son de largo plazo y en contextos de rápida innovación existe el riesgo de quedar sujeto a tecnologías que serán obsoletas en el corto plazo.

El contexto electoral en Argentina ofrece una oportunidad única para profundizar ese debate y consolidar un proceso participativo de planificación energética convocando a los distintos sectores de la sociedad, con un activo involucramiento de las provincias y el liderazgo del Estado nacional.

Las instituciones miembro del Comité Ejecutivo de Escenarios Energéticos y todos los escenaristas comparten su preocupación respecto al desarrollo energético del país; la convicción de que es necesario trabajar con

una proyección de largo plazo y su compromiso por construir con otros un futuro energético sostenible para Argentina. A partir de este proceso, han demostrado una gran capacidad de diálogo y rigor técnico; cualidades imprescindibles para participar de manera calificada en la formulación de un plan energético de largo plazo. Queda este instrumento como un aporte y una invitación a los dirigentes de la política argentina para que asuman este desafío, capitalizando el interés y compromiso manifestado por las instituciones involucradas en la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina.



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La presentación del primer ciclo de Escenarios Energéticos Argentina, realizada en 2012, se dio en un momento de grandes cambios en el sector, signado por el traspaso del 51% del paquete accionario de YPF a manos del Estado Argentino. Este nuevo ejercicio representa la continuidad de dicho proceso de diálogo en un espacio donde confluye un conjunto plural y variado de visiones sobre el camino que debe transitar el sector energético nacional.

En su conjunto, el ejercicio de escenarios busca contribuir en:

- Promover la participación ciudadana en las políticas y decisiones energéticas, incentivando la transparencia y el acceso a la información pública.
- Promover criterios de competitividad internacional en las decisiones energéticas.
- Promover la sustentabilidad ambiental, asegurando niveles de emisión de gases de efecto invernadero compatibles con los compromisos de la Nación y el contexto internacional.
- Asegurar el abastecimiento energético a la población, mitigando el riesgo de conflictos sociales.

El ejercicio de prospección de escenarios, ampliamente utilizado en el sector energético, no tiene por objetivo hacer una previsión minuciosa del futuro ni generar respuestas detalladas a la problemática energética, sino que permite identificar aquellos aspectos críticos que afectan o que pueden condicionar la evolución energética de nuestro país en las próximas dos décadas. Dada la dinámica actual y esperada del sector energético en particular y de la economía en general, es evidente que ningún análisis estático y unilateral resulta suficiente, sino que exigen un esfuerzo de transdisciplinariedad e involucramiento de diversos actores para una mejor prospección.

Como parte de esa dinámica, el Comité Ejecutivo asumió el compromiso de difundir los resultados de los Escenarios Energéticos 2035 de manera previa a las elecciones de octubre de 2015, compartiéndolo con los equipos técnicos y al más alto nivel de los candidatos a la presidencia. Se espera que los mismos sean un aporte para reforzar la necesidad de definir una política energética de largo plazo para Argentina.

Manteniendo los principios rectores de la Plataforma Escenarios Energéticos, este nuevo ciclo busca incentivar respuestas de largo plazo, más allá de la coyuntura, garantizando diversidad de visiones que puedan dialogar en base a información técnica que oriente el debate político y económico de las distintas opciones.

Las instituciones del Comité Ejecutivo y Escenaristas involucrados en este proceso, parten de una serie de consensos:

- La trascendencia del sector energético en el desarrollo del país.
- La necesidad de consensuar y orientar aquellas decisiones de Largo Plazo que afectan el bien común, por la extensa vida útil y elevado costo de capital del sector y por lo que representa su sustentabilidad para todos los integrantes de la demanda.
- Reconocen la transformación energética que tanto en Tecnología como en reducción del Impacto Ambiental se está dando a nivel internacional, aceptando la necesidad de revisar periódicamente las proyecciones y regulaciones para mantenerlas homologables con las mejores prácticas internacionales.

Estos consensos, sientan las bases del diálogo donde reflejan sus distintas visiones. Todos participan con la convicción que este ejercicio colectivo fortalece la sostenibilidad de posibles acuerdos o soluciones, y que la participación ciudadana empodera la institucionalidad democrática.

En este segundo ejercicio se buscó incorporar la mirada de la demanda de energía a partir de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (AGUEERA) y su trabajo en conjunto con la Unión Industrial Argentina (UIA); se procuró también resolver algunas carencias del ciclo anterior, como la incorporación detallada del transporte de la energía eléctrica y la ampliación de la diversidad de opciones en materia de generación de hidrocarburos. Queda pendiente para una próxima fase profundizar en el rol del sector de transporte y su impacto sobre el consumo de combustible, un componente crítico que podría atravesar cambios sustantivos en las próximas décadas.

Las organizaciones promotoras de la Plataforma Escenarios Energético (Avina, CEARE, FARN e ITBA) agradecen muy especialmente al Comité Técnico, que con consistencia y rigor lideró el desarrollo metodológico necesario para la definición de los Escenarios, y a las instituciones que con profesionalismo, compromiso y capacidad técnica presentaron su visión desarrollando los escenarios energéticos de la Argentina al 2035.





EL DESAFÍO METODOLÓGICO

EL DESAFÍO METODOLÓGICO

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En el primer trimestre de 2014 las instituciones promotoras de la Plataforma Escenarios Energéticos convocaron a un nuevo ejercicio de mediano/largo plazo en Argentina.

Para ello se constituyó un **Comité Ejecutivo** (AVINA, CEARE, FARN e ITBA), con la función de:

- Crear las condiciones marco para el desarrollo de los Escenarios.
- Convocar a las instituciones interesadas en formular sus escenarios energéticos.
- Sustener el proceso de diálogo entre los participantes garantizando una participación en igualdad de condiciones.
- Asegurar la visibilidad del proceso y de las posiciones de los distintos escenarios elaborados.

Asimismo se conformó un **Comité Técnico** encargado de definir los aspectos metodológicos y técnicos para la realización del ejercicio, constituido por especialistas designados por cada una de las organizaciones convocantes.

Escenaristas:

Con el objetivo de enriquecer el debate, se invitó a 2 nuevas organizaciones², ampliando la representación de visiones e intereses diversos, enriqueciendo así el análisis y debate en torno al sector energético. En total, siete organizaciones de primer nivel técnico y académico, completaron el proceso de formulación de escenarios al 2035:

- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).
- Asociación Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) en alianza con la Unión Industrial Argentina (UIA).
- Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME).
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).
- Foro de Ecología Política (FEP).
- Fundación Vida Silvestre Argentina (FVSA).
- Grupo Energía y Ambiente (GEA) de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

² AGUEERA/ UIA y Greenpeace Argentina. Por razones de orden institucional, Greenpeace solicitó no completar el ejercicio de formulación de su escenario. El Comité Ejecutivo agradece su compromiso y su predisposición hasta el último momento.

Durante el segundo semestre de 2014 se consensuaron entre el Comité Ejecutivo, el Comité Técnico y los escenaristas convocados, los aspectos metodológicos para construir los escenarios y los indicadores multicriterio a utilizar para analizarlos. El Comité Técnico proveyó a los escenaristas del caso base de Argentina año 2013. Al igual que en la versión anterior, se utilizó como herramienta en el proceso de planificación y evaluación de escenarios el modelo *Long-range Energy Alternative Planning* (LEAP), creado por el Instituto Ambiental de Estocolmo.

Entre diciembre 2014 y marzo 2015 los escenaristas realizaron sus escenarios empleando la base metodológica y las herramientas consensuadas previamente.

Metodología para la confección de los Escenarios:

La experiencia del primer ejercicio permitió elaborar los escenarios energéticos para Argentina con un horizonte al año 2030, constituyendo en sí mismo un proceso de aprendizaje colectivo en cuanto al manejo de herramientas, la dinámica de trabajo y los mecanismos de consenso.

Partiendo de aquel primer ejercicio, acotado exclusivamente al sector eléctrico y un análisis preliminar de la oferta de gas, este nuevo ciclo de escenarios energéticos amplía el espectro de la matriz eléctrica y hace proyecciones sobre los hidrocarburos y la refinación.

En esta segunda iteración se mantuvo la premisa de la construcción de un marco tecnológico, sus parámetros, costos, precios e indicadores de desempeño como parte de un ejercicio de puesta en común de expectativas y opiniones acerca de cómo evolucionarán las distintas variables involucradas en la elaboración de los escenarios, como condición esencial para facilitar el proceso de diálogo y articulación, conformando una base común de información.

Al igual que en el ejercicio anterior, se acordó utilizar como fuente de información técnica la información publicada por reconocidos organismos nacionales e internacionales. Los principales documentos de referencia en esta oportunidad son:

- *Key Word Energy Statistics 2013*, de la Agencia Internacional de Energía (IEA),
- *Anual Energy Outlook 2014*, del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE),
- *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, del IPCC de 2011 SRREN_Annex_III,
- *Segunda Comunicación Nacional de Argentina a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (UNFCCC) para definir los factores de emisión de CO₂ por tipo de combustible,
- *Evaluación expeditiva de aprovechamientos hidroeléctricos* del año 2006, realizado por la Secretaría de Energía y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A (EBISA).



A diferencia del ejercicio anterior, los escenaristas debieron entregar un sólo escenario para cubrir la demanda de electricidad y de gas natural no utilizado en centrales. Este escenario preestablecido de demanda ya considera el impacto de la aplicación de un conjunto de medidas y políticas de uso eficiente de la energía³. De esta manera recayó sobre el Comité Ejecutivo la responsabilidad de realizar el escenario “Business as Usual” (Escenario de Referencia).

Cada escenario está conformado por un Plan de Obras necesario para cubrir la demanda esperada de energía eléctrica desde la actualidad hasta el año 2035. Dicho plan se constituye por un conjunto de centrales de generación, indicando tecnología, capacidad, localización, opciones de combustibles a utilizar y su incorporación en el tiempo al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La selección de las centrales a incluir en dicho plan de obras fue condicionada en términos tecnológicos y económicos a fin de crear un marco coherente de modo que la comparación de los respectivos resultados sean homologables.

La caracterización de las tecnologías y combustibles propuestos en cuanto a sus parámetros económicos, tecnológicos e impactos ambientales, se realizó a través de un proceso de intercambio y discusión abierta con todos los escenaristas, priorizándose el uso de referencias de información de organismos públicos nacionales e internacionales.

En algunos casos se acordó la necesidad de adecuar los parámetros económicos o técnicos para actualizarlos, o buscando que reflejen con más precisión las particularidades climáticas y geográficas de la Argentina.

Se presentan a continuación las tecnologías incluidas en el ejercicio:

Tecnologías incluidas en el ejercicio de construcción de escenarios		
Eólica	Marítima	
	Terrestre A	
	Terrestre B	
Solar	Concentrada	
	Fotovoltaica	
Geotérmica	Hidrotérmicas	
Mareomotriz	Tidal	
	Wave	
Biomasa	Base (residuos)	
	Motor Dual Biocombustible	
Residuos Sólidos Urbanos		
Biogás	Motor	

3 El insumo empleado para la elaboración de la demanda con políticas de uso eficiente, surge del documento “Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia”.

Tecnologías incluidas en el ejercicio de construcción de escenarios		
Hidroeléctrica	Grande	
	Mini	Potencia menor a 30 MW
Nuclear		
Gas Natural & GNL	Ciclo Abierto	
	Ciclo Combinado	
Carbón	SC PCC	
	IGCC	
Fuel Oil/Diesel	Motor Dual	
	HFO-GN-GO	

Nota 1: En el caso de la Energía Eólica terrestre, con 2 opciones de Factor de Capacidad según ubicación geográfica.

Nota 2: En el caso de la generación hidráulica se utilizaron diversos relevamientos disponibles de potenciales obras hidroeléctricas, a partir de los cuales se elaboró el listado de proyectos o módulos de expansión factibles de ser utilizados por los escenaristas en sus planes de obra.

Nota 3: Cada escenarista debió indicar los combustibles utilizados por cada una de las centrales del parque actual y de cada proyecto propuesto.

Se tomó como punto de partida el parque eléctrico existente conectado al Sistema Interconectado Nacional (año 2013) y las obras de generación eléctrica actualmente en ejecución.

Se definieron, asimismo, áreas eléctricas equivalentes a lo largo del país, coincidentes con aquellas definidas por CAMMESA. En función de la potencia incremental por área y de la distancia entre las áreas a vincular, se definieron los costos de ampliación de nuevas líneas y creación de nuevas Estaciones Transformadoras.

Se empleó un esquema simplificado de opciones de despacho de la oferta de energía eléctrica.

Se consideró una proyección de costos de gas natural, petróleo, derivados y resto de fuentes energéticas para todo el periodo⁴. Con el fin de lograr un análisis más detallado sobre el sector hidrocarburífero, se incorpora la posibilidad de definir tanto la producción de petróleo como la de gas natural, con independencia de la demanda interna que deben abastecer. En materia de petróleo se incorpora adicionalmente un análisis simple sobre el sector de refinación.

Cada escenarista definió la prospectiva de producción de hidrocarburos (convencionales y no convencionales) teniendo la posibilidad incluso de exportar los mismos y de modificar la capacidad instalada de refinación en el país. Se definieron también los volúmenes intercambiados de electricidad y la importación de gas natural, ya sea por ductos o vía GNL y de combustibles líquidos durante el período estudiado.

Se consideró a partir del año 2020 un costo de US\$ 25 por tCO_{2e}⁵, cuyo valor alcanza al año 2035 los US\$ 70 por tCO_{2e}, es decir que supone una tasa de crecimiento implícita de 7,6% anual, según surge de una de las hipótesis del *Anual Energy Outlook 2014* del Departamento de Energía de EEUU (DOE, por sus siglas en inglés).

⁴ Ver "Metodología para la Elaboración y Evaluación de Escenarios Energéticos" en www.escenariosenergeticos.org

⁵ Tonelada de Dióxido de Carbono equivalente.

La Metodología suministrada a los escenaristas no incluyó un examen de viabilidad económica de los escenarios planteados ni la optimización de cada una de las inversiones por parte del Comité Técnico, sino que se le pidió a cada escenarista la justificación de las decisiones adoptadas (adjuntas en anexo).

Eficiencia Energética:

Como se mencionara previamente, el escenario tendencial o escenario BAU, elaborado por el Comité Ejecutivo, proyecta mantener la tendencia actual de crecimiento en la demanda eléctrica y de gas natural. En el caso de los escenarios realizados por las 7 instituciones convocadas, los términos de referencia ya integran la implementación de medidas de eficiencia energética (Demanda URE⁶); las mismas surgen en base a la información y análisis plasmados en el documento Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia⁷.

La demanda URE de electricidad alcanza en el año 2035 un 20% de ahorro respecto de la demanda BAU para el mismo año. En el caso de la demanda URE de gas natural, el ahorro alcanza en 2035 el 13,2% respecto del escenario de línea de base.

Cogeneración:

En cuanto a la eficiencia energética del lado de la oferta, en esta oportunidad, la opción de cogeneración no fue contemplada como opción tecnológica en los escenarios debido a restricciones relacionadas con el proceso.

En la última fase del proceso de presentación de escenarios surgió la inquietud de incorporar con mayor énfasis el rol de la cogeneración reflejando a su vez el potencial de ahorro y optimización. El grado de avance de los trabajos realizados; los acuerdos consensuados con los escenaristas y la limitante del tiempo, tornaron inviable su inclusión de forma completa en este ejercicio.

Considerando el interés manifestado por algunos de los escenaristas, el Comité Técnico y el Comité Ejecutivo coincidimos en incluir en el informe final un apartado descriptivo de la tecnología (Anexo I) agregando premisas que sienten las bases para su futuro análisis e incorporación en este proceso.

6 Siglas de Uso Racional de la Energía.

7 Disponible en <http://www.vidasilvestre.org.ar/>



ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2035 Y SUS VISIONES

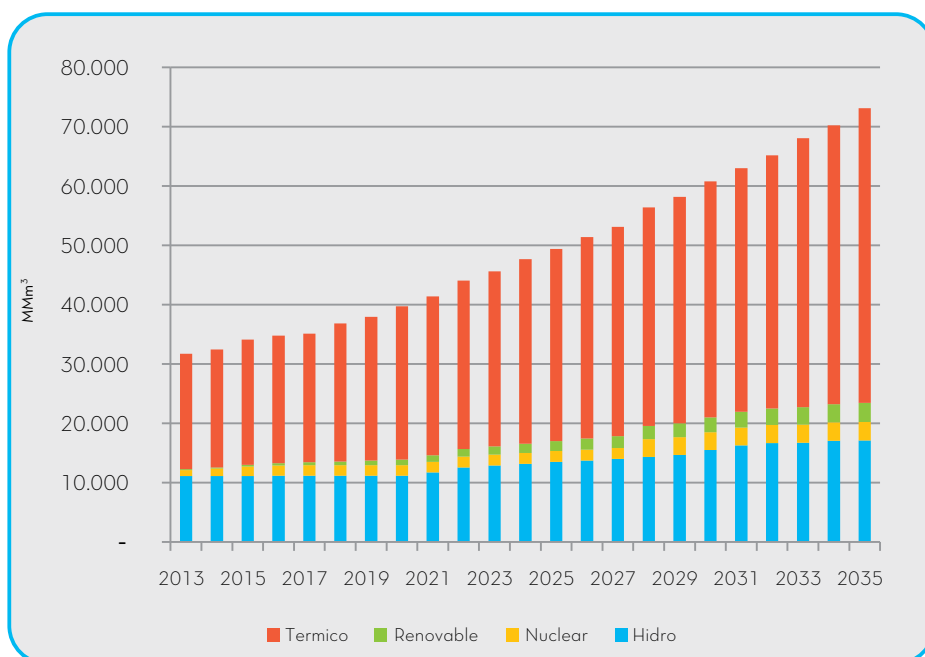
ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2035 Y SUS VISIONES

Escenario BAU (*Business as Usual*)

El Comité Ejecutivo asumió la responsabilidad de consensuar un escenario tendencial, denominado Escenario BAU (por sus siglas en inglés, *Business as Usual*). El mismo representa lo que el Comité Ejecutivo considera que acontecería en el sector energético de mantenerse la actual tendencia. **No refleja bajo ningún concepto el deseo o la propuesta del Comité ni de las instituciones miembro; sino que busca enfatizar la importancia de implementar cambios en el desarrollo energético del país.**

Potencia total instalada:

En el escenario BAU, la demanda de energía eléctrica alcanza los 251.040 GWh en el año 2035, lo que implica una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés) del 3,9%. Con un factor de carga promedio de 70%, la potencia total instalada requerida para abastecer a dicha demanda se estima en 73.1 GW para el año 2035, lo que implica un incremento del 130%, asociado a una tasa de crecimiento del 3,9% anual.



Generación eléctrica:

	2014	2035
Hidroelectrica	41,728	70,860
Gas Natural	58,153	133,331
Diesel	8,601	43,625
Biodiesel	15	-
Fuel Oil	9,717	10,355
Bio Oil	-	-
Biomasa	17	437
Nuclear	9,429	22,488
Biogas	-	-
Eolico	578	9,981
Solar	18	566
Residuos	-	1,117
Geotermico	-	-
Mareomotriz	-	-
Carbon	1,689	2,635
TOTAL	129,946	295,394

Manteniéndose la tendencia de incorporación de potencia dentro de los márgenes de reserva actuales, en la generación de energía eléctrica esperada según el escenario BAU, la hidroelectricidad pierde participación frente a una mayor generación térmica, nuclear y renovable. En el caso de la generación térmica, se utiliza principalmente gas oil a partir de la instalación de gran cantidad de ciclos combinados, mientras que el fuel oil pierde participación debido a que se detiene la incorporación de las TV⁸.

Incluso en este escenario tendencial se prevé una mayor instalación de energía eólica y solar como hecho disruptivo en desmedro principalmente de la potencia hidroeléctrica.

Producción de gas natural y petróleo

En los últimos años, a partir de la nacionalización de YPF y de cambios en las políticas de precios y subsidios a los productores (identificados como suceso disruptivo de la tendencia), la declinación de la producción convencional de gas (2,5% a.a.) y petróleo (2,7% a.a.) viene desacelerándose. Por esa razón

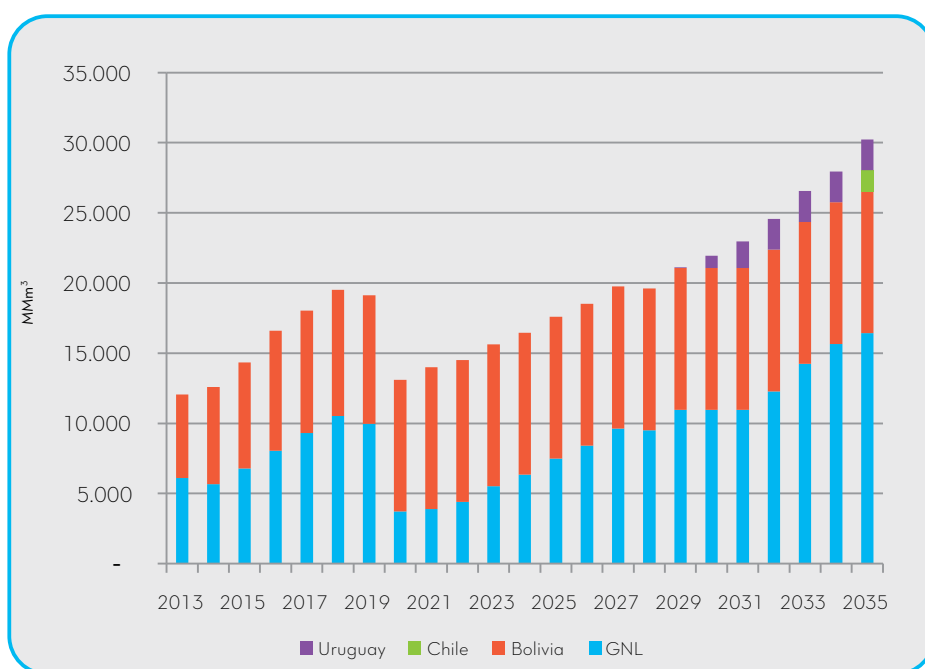
⁸ Turbinas de Vapor.

se suponen tasas de declinación descendentes para la curva de producción que arrancan en 2%, llegándose a una tasa descendente de 0,5% para los últimos años del periodo analizado.

En cuanto a la producción no convencional de hidrocarburos, se han adoptado las curvas de producción del escenario conservador realizado por Fundación Bariloche⁹.

Conjuntamente, y a partir de la suma de las evoluciones de estos dos tipos de producción, se espera una tasa de crecimiento anual promedio del 0,9% para la producción de petróleo y del 2,7% para la producción de gas natural. Se estima, por lo tanto, una producción hacia el final del período de análisis (2035), de 676,9 kbbl/día de petróleo y 206.6 MMm³ diarios de gas natural, correspondiendo a las mismas una proporción del 48% de hidrocarburos provenientes de la producción convencional y de 52% de fuentes no convencionales.

Importación de gas natural:



El escenario BAU considera que se respetan los volúmenes del contrato de importación desde Bolivia y sus adendas, complementándose con la compra de GNL para satisfacer los requerimientos adicionales (incorporando en 2030 un barco adicional de regasificación), y luego importando gas desde Uruguay y Chile hacia el final de periodo.

Se considera en este escenario que las importaciones requeridas al año 2035 de gas natural serán de 82,8 MMm³ diarios, provenientes en un 33,4% de Bolivia, en un 54,3% de GNL y en el 12,3% restante de Chile y Uruguay.

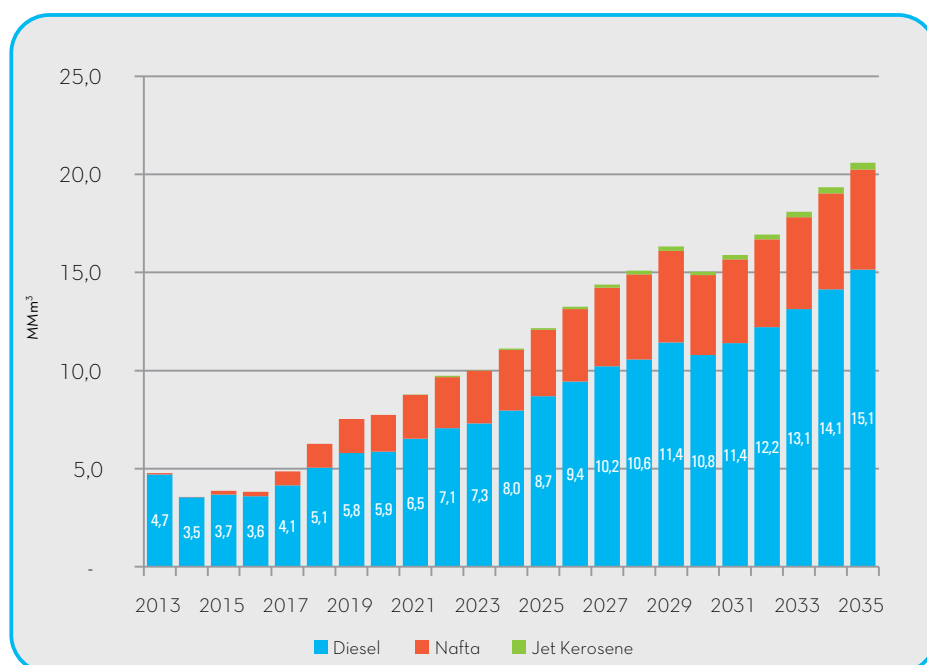
⁹ "Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de Situación y Prospectiva." Nicolás Di Sbrojavacca, Fundación Bariloche, Agosto 2013

Refinación y combustibles líquidos:

Teniéndose en cuenta que la capacidad de refinación en el país se amplió en los últimos 10 años un 3,5%, el escenario mantiene dicha tendencia, incorporando al parque refinador 25 KBbl/d en el año 2023 y otros 25 KBbl/d en 2030, y alcanzando una capacidad instalada total de refinación de 723 Kbbbl/d en 2035.

En este contexto, las necesidades de importación de combustibles presentan la siguiente evolución esperada: hacia 2035 se asume una demanda de 29,4 MMm³ de gas oil, exigiendo una importación de 15,1 MMm³; una demanda de 14,3 MMm³ de naftas importándose 5,1 MMm³ (satisfaciendo el 36% de la demanda), y 2,4 MMm³ de jet fuel, con 0,3 MMm³ importados, que representan el 14% de la demanda esperada.

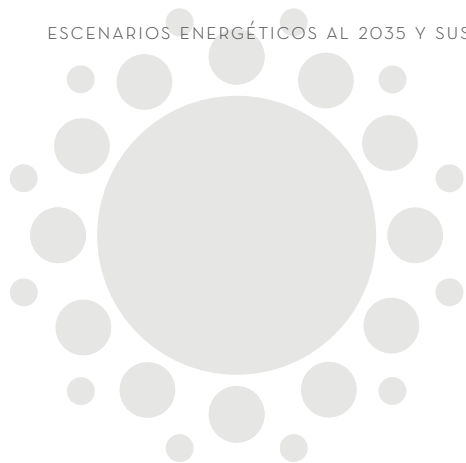
Importación de combustibles:



Opciones de Escenarios Energéticos 2035:

Los escenarios construidos por cada uno de los actores que asumieron el desafío de este ejercicio, son el resultado de una combinación entre los condicionantes del plan de obras y los parámetros técnico-económicos consensuados en los términos de referencia del ejercicio (ver el desarrollo metodológico para más detalle); con las visiones y escenarios deseables por cada uno de ellos.

Aún con un ahorro del 20% en la demanda de energía eléctrica y 13,5% en la demanda de gas natural, a causa de la implementación de medidas de eficiencia energética, la totalidad de los escenarios al 2035 requiere al menos duplicar la potencia instalada del año base, lo cual implica un alto nivel de inversión de capital a lo largo de todo el periodo y un esfuerzo grande para acompañar el ritmo de crecimiento que se supone en términos de demanda

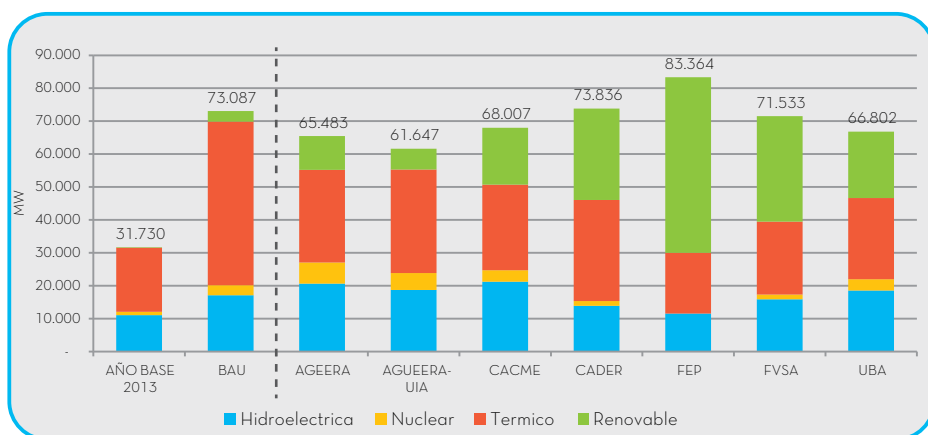


de energía eléctrica. En líneas generales, los escenarios mantienen un margen de reserva por encima del 20% durante el periodo de análisis, lo que enfoca la comparación de los parques instalados en la diferencia entre las tecnologías escogidas y en el retiro de potencia considerada.

Los escenarios que mayor potencia incorporaron son aquellos que tienen mayor peso de energías renovables, por ser estas fuentes intermitentes en su gran mayoría. En contraposición, aquellos escenarios que prevén una menor instalación de potencia poseen mayor peso relativo de potencia firme.

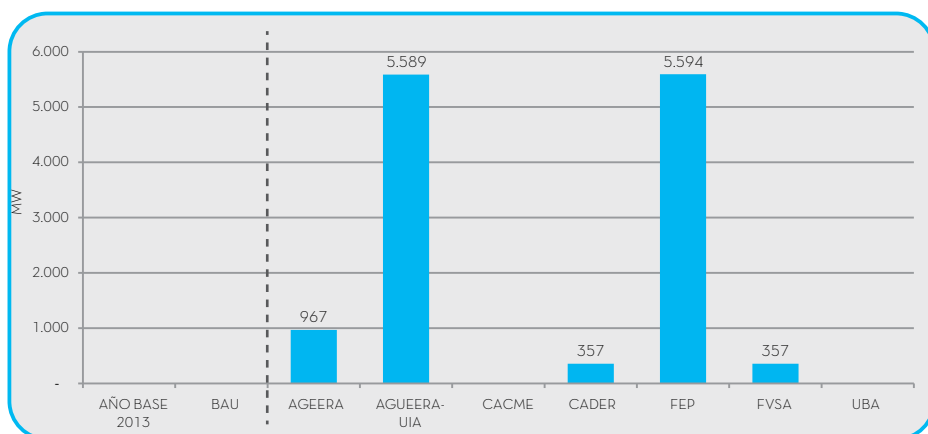
La diversidad de los planes de obra resultantes de los escenarios planteados se refleja en el siguiente gráfico, donde aparece representada la potencia instalada al año 2035 para cada escenario. A su vez, se representa en la primera columna el año base 2013 y el escenario BAU que mantiene la proporción de incorporación de potencia.

Gráfico 1: Potencia Instalada (MW)



Algunos escenaristas optaron por retirar más potencia que otros, ya sea por cuestiones de eficiencia del parque, vida útil de los generadores, cuestiones económicas, políticas o ambientales. En estos casos, dicho retiro implicó sustituir aquella potencia por nuevas inversiones, incurriendo en mayores costos de capital que aquellos casos en los cuales no se prevé el retiro de potencia que a 2013 formaba parte del parque de generación.

Gráfico 2: Retiro de potencia (MW)



Energía termoeléctrica

El mayor parque térmico instalado al año 2035 es propuesto por AGUEERA-UIA, aún a pesar de que la totalidad de la potencia que propone retirar es del tipo térmico. En menores magnitudes sucede lo mismo con lo planteado por AGEERA, el cual instala un 50% más de lo existente en el año base. En el caso del escenario del FEP, el retiro de potencia térmica es considerable, siendo el único escenario que reduce sus valores respecto del año base. A excepción de CADER, el resto de los escenarios optan por instalar ciclos combinados en mayores proporciones que turbinas a gas.

Energía hidráulica

En todos los casos se observa un incremento neto en la potencia hidráulica, aunque no llegando a duplicarse en ninguno de los casos, lo que redundaría en una reducción de la participación porcentual de esta fuente en la matriz energética. El escenario elaborado por CACME es el que mayor incorporación de esta fuente propone, superando al 2035 los 21.000 MW hidráulicos. Por su parte, el FEP mantiene los niveles del año base, incorporando únicamente el potencial de mini hidroeléctricas, algo que se repite en mayor o menor medida en el resto de los escenarios.

Energía nuclear

En cuanto a la energía nuclear, la mayor incorporación de esta fuente es planteada por AGEERA y AGUEERA-UIA, con valores a 2035 por encima de los 6.000 MW y 5.000 MW, respectivamente. Les siguen a estos escenarios de incorporación CACME y UBA, rondando los 3.500 MW instalados. CADER y FVSA mantienen los niveles preestablecidos con la incorporación de ATUCHA II, la extensión de vida útil de EMBALSE, la incorporación del CAREM en 2017, pero ambos retiran ATUCHA I. A su vez FEP retira todas las centrales nucleares, siendo esta en consecuencia la tecnología que probablemente presenta mayores discrepancias.

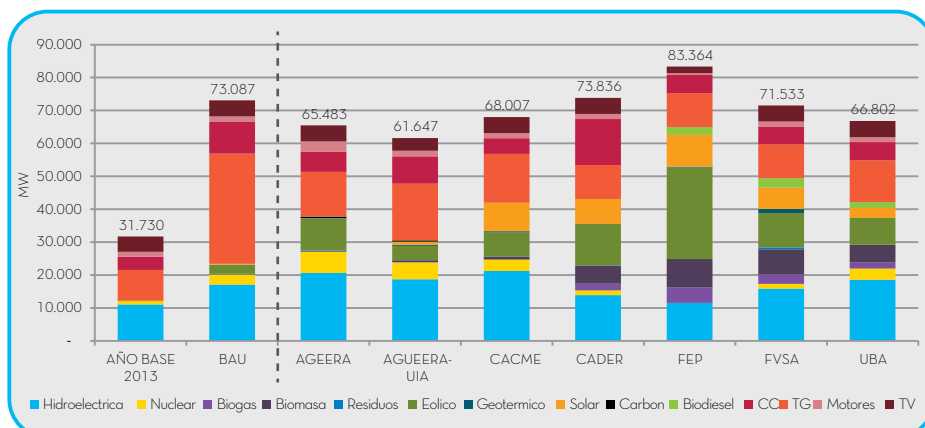
Energías renovables

Respecto a las energías renovables “no convencionales”¹⁰, la principal fuente en todos los escenarios es la energía eólica (a excepción de CACME, cuyo escenario incorpora mayoritariamente energía solar), apareciendo en segundo lugar de importancia la biomasa y la solar. La biomasa (a partir de residuos forestales y/o residuos de la agroindustria) aparece como un nuevo actor y de gran trascendencia en cuatro de los escenarios, mientras que la energía solar aparece fuertemente en cinco de ellos. La energía generada a partir del biogás también resulta más que significativa en cuatro de los escenarios.

En el siguiente gráfico se puede observar la potencia instalada al año 2035 con mayor nivel de desagregación para cada uno de los escenarios.

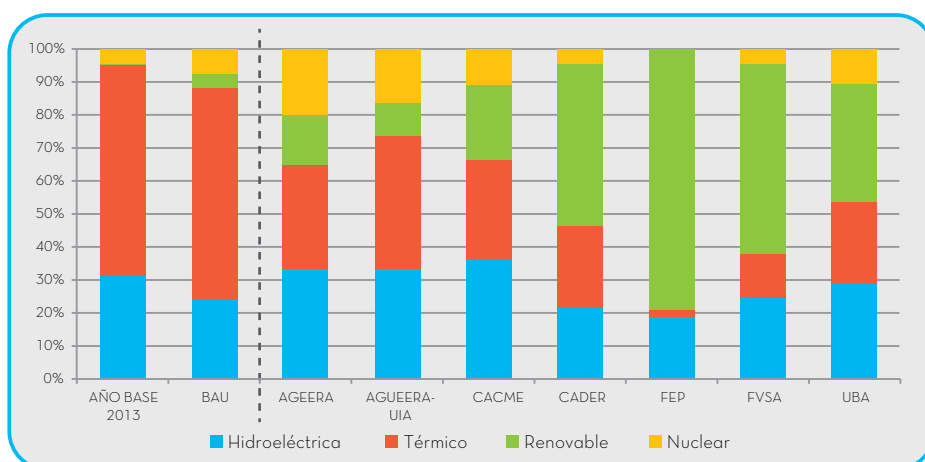
¹⁰ A los efectos de este ejercicio se toma como referencia la definición de energías renovables no convencionales reconocida en la legislación argentina (hasta 30MW de energía hidroeléctrica)

Gráfico 3: Potencia Instalada (MW)



Es importante destacar que en lo referido a impactos de cada escenario los resultados no dependen fundamentalmente de la capacidad instalada, sino de la variable de despacho efectivo. Por supuesto la decisión de la primera impacta en la segunda, y puede observarse en el siguiente gráfico, donde podemos ver la participación relativa de las distintas fuentes en la generación de energía eléctrica para cada uno de los escenarios.

Gráfico 4: Generación de energía eléctrica (%)



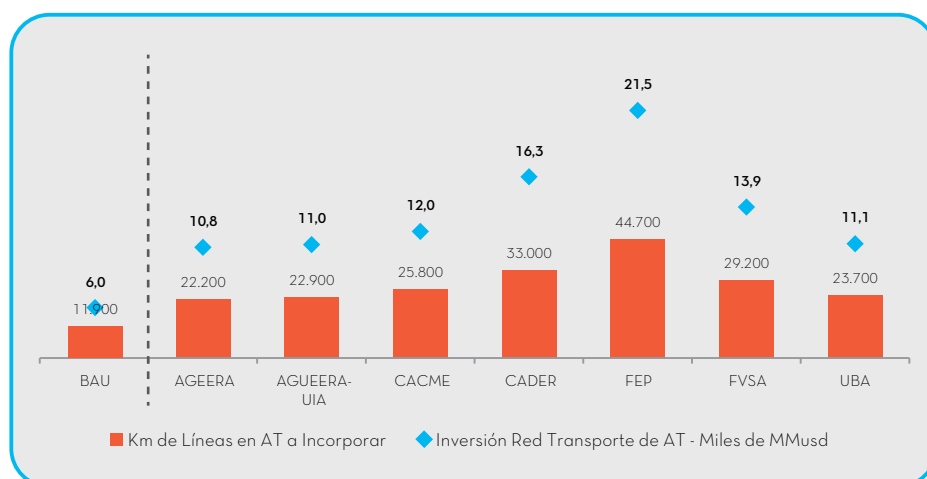
Como puede observarse la primera columna marca la situación actual de generación eléctrica, mientras que la segunda es una proyección de esa situación al 2035 (escenario BAU) manteniendo cierta estabilidad en las proporciones pero con un sesgo de mayor generación nuclear y renovable de acuerdo a lo que marca la tendencia. La generación térmica continúa siendo de gran importancia.

Se presentan a continuación de aquellos los escenarios planteados por los escenaristas, marcando todos una mayor ampliación en la diversificación de fuentes de generación. AGUEERA-UIA, AGEERA y CACME son probablemente más moderados en la transición hacia una matriz más diversificada, mientras que UBA, CADER, FVSA y FEP se muestran más ambiciosos en lograr un cambio más que significativo y en menor plazo.

Transporte de Energía Eléctrica

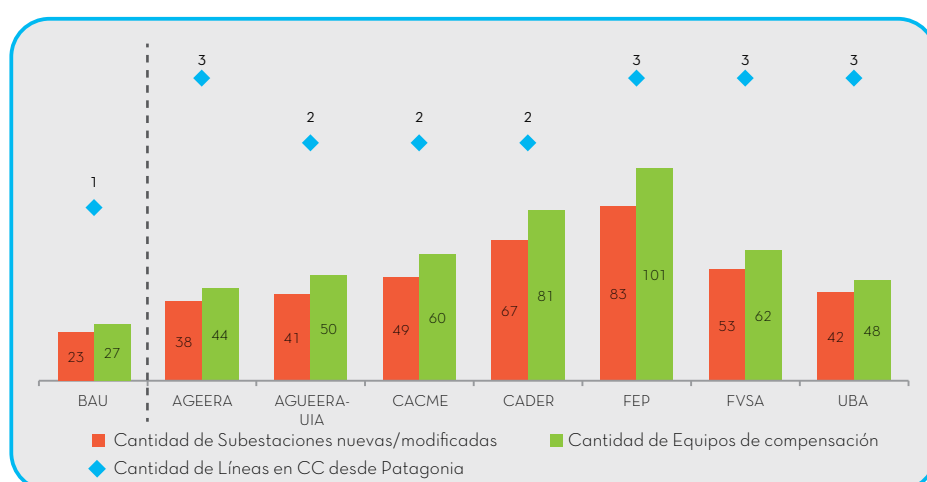
En el siguiente gráfico se muestra, para cada escenarista, el incremento requerido en la red de alta tensión, medido en km adicionales y la Inversión requerida (esta inversión incluye además nuevas subestaciones y equipos de compensación).

Gráfico 5: Inversión en el sistema de transporte



En el gráfico a continuación, se muestra, el equipamiento adicional (además de las líneas anteriormente indicadas, en particular las Líneas de Corriente Continua (CC) entre Patagonia y GBA - BS.AS. - LIT, las subestaciones nuevas/modificadas y equipos de compensación a implementar.

Gráfico 6: Equipamiento del sistema de transporte



La siguiente tabla muestra en detalle los resultados antes resumidos, en donde se asume que el crecimiento en la demanda eléctrica de cada área mantiene la misma participación que la actual.

Principales resultados vinculados al transporte eléctrico

Potencia Incremental por Área, neta de consumo - MW	AGEERA	AGUEERA-UIA	CACME	CADER	FEP	FVSA	UBA	BAU
NOA	1.143	2.117	1.416	5.653	4.534	1.098	398	395
PATAGONIA	7.716	4.958	6.381	5.862	9.633	8.778	7.760	3.486
GBA BSAS LIT	9.413	4.927	8.780	14.015	7.550	9.221	9.868	4.888
NEA	2.652	2.514	3.771	1.410	2.433	3.422	2.092	1.375
COMAHUE	2.875	3.042	5.509	2.439	6.879	3.915	3.964	1.578
CUYO	1.101	2.235	2.703	4.353	7.885	2.611	2.312	146
CENTRO	1.460	2.730	324	991	5.578	3.365	1.835	1.163
TOTAL	26.361	22.525	28.884	34.723	44.491	32.411	28.230	13.032
Items relevantes	AGEERA	AGUEERA-UIA	CACME	CADER	FEP	FVSA	UBA	BAU
Cantidad de Líneas en CC desde Patagonia	3	2	2	2	3	3	3	1
Cantidad de Subestaciones nuevas/modificadas	38	41	49	67	83	53	42	23
Cantidad de Equipos de compensación	44	50	60	81	101	62	48	27
Inversión Red Transporte de AT - Miles de MMusd	10,8	11,0	12,0	16,3	21,5	13,9	11,1	6,0
km de Líneas en AT a Incorporar	22.200	22.900	25.800	33.000	44.700	29.200	23.700	11.900
Variación	159%	164%	184%	236%	319%	209%	169%	85%
Potencia Adicional Impo/Expo EE - MW	0	0	0	283	865	0	0	0

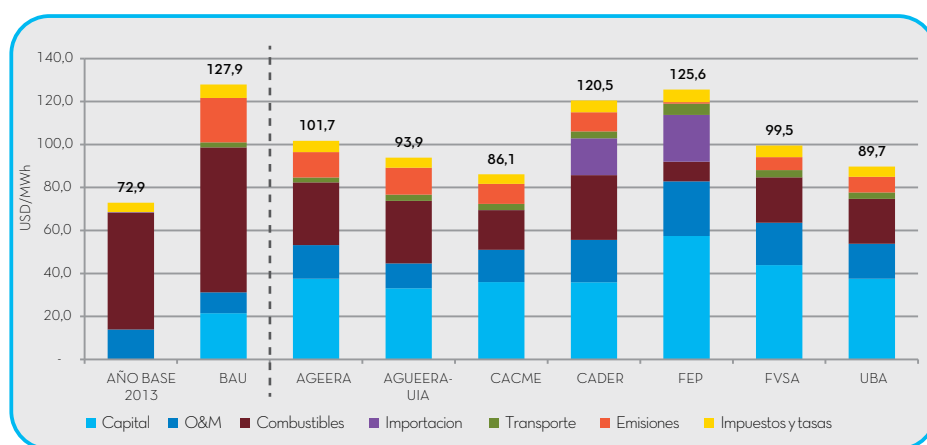
Este cálculo aproximado permite algunas conclusiones relevantes y comunes prácticamente a todos los escenarios:

- Las expansiones necesarias para acompañar el crecimiento de la oferta de generación son relevantes y su magnitud crece, cuanto más “rupturista” sea el escenario en cuestión.
- Aquellos escenarios que por el tipo de tecnología seleccionada tienen mayor potencia adicional instalada y optan o se ven inducidos a buscar ubicaciones más alejadas de la demanda, requerirán de una mayor inversión en el sistema de transporte de Alta Tensión.
- El incremento promedio al año 2025 (corte intermedio), es de casi 8.000 km de líneas adicionales, con una inversión requerida de aproximadamente 4 mil millones de US\$. Considerando que el actual sistema de transporte de Alta Tensión está conformado por aproximadamente 14.000 km de Líneas y 48 Subestaciones de AT, a la finalización del período intermedio, es necesario que el sistema de transporte crezca casi un 60% en promedio con escenarios que van desde un 30% a un 100% de incremento respecto de la situación actual.

- En el primer periodo, para todos los escenarios, aparece la construcción de al menos una línea de corriente continua que vincule el área Patagónica con la región de mayor concentración de demanda (GBA – BS.AS. – LIT).
- El cambio que requiere el sistema de transporte al año 2035, es muy relevante. Las ampliaciones requieren en promedio triplicar la red actual, con montos de inversión acumulada que superan los 10 mil millones de US\$, llegando en algunos casos a cuadruplicar la red actual con inversiones mayores a 40 mil millones de US\$ acumulados.
- Sólo algunos escenarios consideran la importación/exportación de energía eléctrica en valores significativos, el primero de ellos utiliza a pleno la interconexión existente con Brasil; mientras que el otro requiere ampliar un 50% (1.000 MW) la interconexión existente al 2035.

A efectos de analizar la composición del costo medio de la energía eléctrica del año 2035, la misma se muestra para cada escenario en la siguiente gráfica.

Grafico 7: Composición del costo medio de la energía eléctrica al 2035 (US\$/MWh)

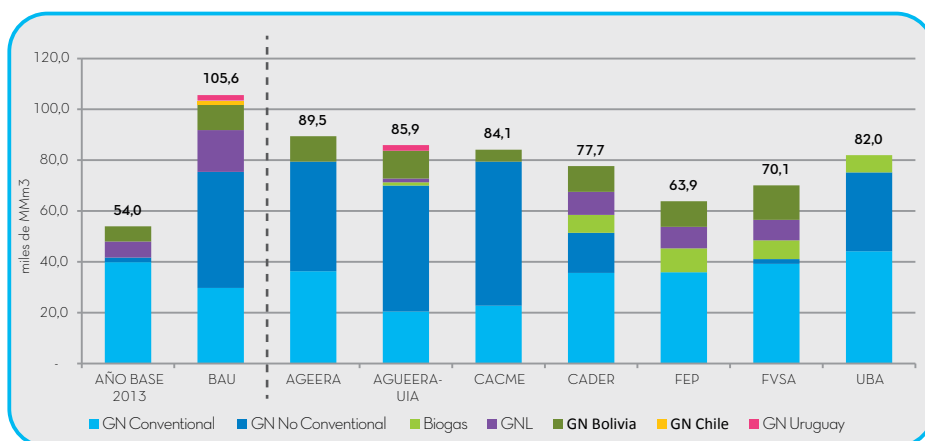


Todos los escenarios disminuyen el componente del costo del combustible respecto del año base y también respecto al escenario BAU. Respecto del costo de capital, sin dudas replica la gráfica de potencia instalada con la salvedad del costo adicional que le genera a aquellos que han optado por retirar potencia o quienes no han instalado potencia de la considerada firme (el beneficio viene dado por menores costos en el componente de combustibles y emisiones). Los únicos escenarios que poseen costos de importación son CADER y FEP, quienes en pos de garantizar la estabilidad del sistema a partir de la incorporación de gran cantidad de potencia eólica han supuesto grandes magnitudes de intercambio de energía eléctrica con la región perjudicando su valor de costo medio.

Hidrocarburos

En cuanto al suministro de gas, los escenarios plantean las siguientes hipótesis de suministro total de gas para el año 2035.

Gráfico 8: Producción e importación de gas natural al 2035 (miles de MMm³)



Por lo general, los escenarios consideran que el suministro de gas podrá sostenerse a lo largo del período, aunque sólo la UBA mantiene la hipótesis de una producción mayor del gas convencional a la del año base. En el resto de los escenarios la misma declina aunque en distintas magnitudes.

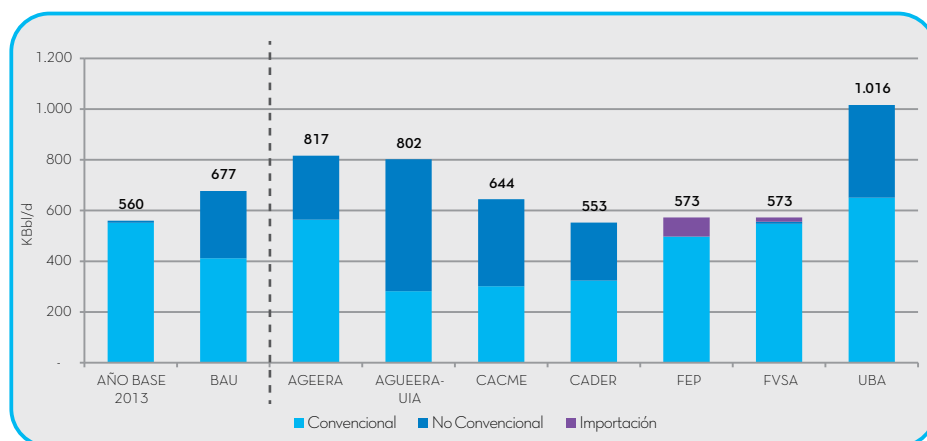
Cinco de los siete escenaristas consideran como una opción relevante el desarrollo de los recursos no convencionales; difieren FVSA quien prácticamente mantiene la proporción existente en el año base y el FEP decidió no incluir esta alternativa basado en los potenciales impactos en el ambiente que podría generar su explotación. Entre aquellos que sí consideraron esta opción, hay diferencias sustantivas sobre su nivel de penetración con un valor del 67% en el caso de CACME frente a un 19% en el caso de CADER.

En gran medida las diferentes visiones de la participación que tendría el Gas No Convencional dependen de la evolución que los escenaristas adoptan para el Gas Convencional y los requerimientos de gas natural del parque de generación eléctrica que proponen, el cual se suma al gas natural requerido por la demanda como uso final. Cinco escenarios utilizan como suministro alternativo el biogás (a partir de cultivos específicos en suelos marginales), el cual es utilizado a gran escala por cuatro de ellos.

Respecto a los requerimientos de importación, la UBA es el único escenario que logra autoabastecimiento. El resto se abastece principalmente de Gas de Bolivia y GNL. AGEERA y CACME reducen los niveles de importación respecto del año base llevando a cero las provenientes de GNL, mientras que AGUEERA-UIA, CADER, FEP y FVSA lo incrementan. Para completar el requerimiento, AGUEERA-UIA es el único escenario que recurre a la utilización de Gas Natural de Uruguay. Ningún escenario supone importaciones desde Chile.

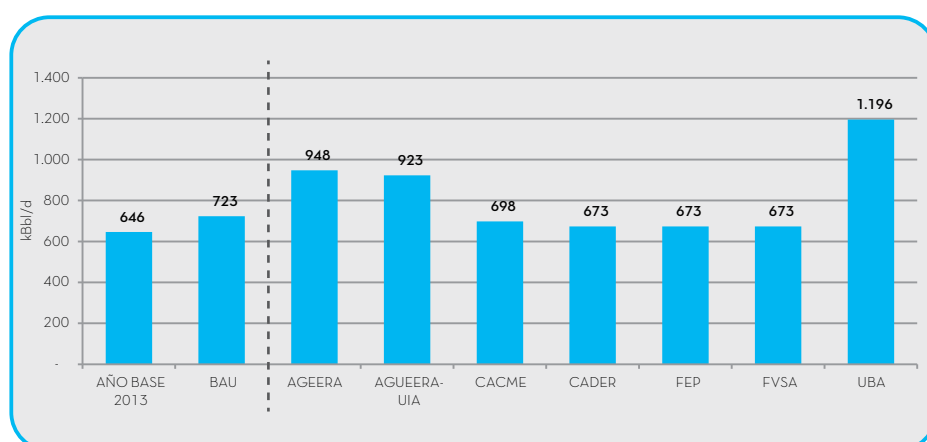
Respecto de la producción e importación de crudo, en el siguiente gráfico se observan los valores para el año base y los distintos escenarios, pudiendo identificarse aquellos que plantean declinación o recuperación de los recursos convencionales como también los que optan por desarrollar la explotación del petróleo no convencional. En relación al crecimiento del suministro de petróleo no convencional, se mantiene la relación y diferencias entre escenarios expresada en el caso del gas no convencional.

Grafico 9: Producción e importación de petróleo al 2035 (bbl)



A su vez las importaciones de petróleo crudo están directamente relacionadas a la capacidad de refinación que haya en el territorio. Se observa por lo tanto que los escenarios que pronostican incrementos en la producción de petróleo (principalmente UBA, AGEERA y AGUEERA-UIA), ya sea convencional como no convencional, acompañan dicho crecimiento con la expansión de la capacidad de refinación, de forma tal de sustituir exportaciones de crudo por una disminución de las importaciones de derivados del petróleo.

Grafico 10: Capacidad de Refinación (kbbl/d)







INDICADORES

INDICADORES

Se desarrollaron nueve indicadores con el fin de evaluar aspectos económicos, ambientales y sociales de los escenarios. Estos indicadores permiten simplificar una evaluación cuantitativa de la evolución del sistema energético planteado en cada escenario, poder realizar comparaciones entre ellos y, a su vez, brindar una imagen sintetizada de las cualidades que caracterizan a cada una de las visiones expresadas en dichos escenarios. Estos indicadores acompañan la evolución de otra serie de variables como ser la potencia instalada, retiro de máquinas, los costos medios anuales, inversión total, producción de gas natural, etc. que terminan de describir los escenarios propuestos.

1. Diversidad Energética (DE)

El indicador de diversidad energética establece el grado de diversidad que presenta una matriz de generación de energía eléctrica por fuente de energía (tipo de combustible), entendiendo que la diversidad, hace a la solidez del sistema eléctrico.

2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Este indicador evalúa las emisiones totales de GEI para los distintos escenarios de generación energéticos: tomando en cuenta las emisiones del despacho eléctrico, las emisiones fugitivas de la producción de hidrocarburos y las emisiones asociadas a la demanda.

3. Uso de suelo (US)

Este indicador procura abordar los impactos de algunas fuentes de energía en lo que respecta a uso de suelo. Dentro de este indicador se combinaron los impactos asociados a: 1.) la producción de Biocombustibles 2.) la generación hidroeléctrica 3.) la generación de energía nuclear.

4. Aspectos ambientales vinculados a la producción de hidrocarburos (AAH)

El presente indicador evalúa los aspectos ambientales de las diferentes opciones de producción de hidrocarburos expresado en kTep. A cada tipo de hidrocarburo se le asigna un factor de acuerdo al grado de impacto ambiental que involucra su explotación.

5. Margen de Reserva (MR)

Este indicador evalúa de manera cuantitativa el margen de reserva del escenario propuesto.

6. Independencia externa (IE)

El presente indicador evalúa los aspectos de dependencia energética externa del escenario de abastecimiento.

7. Impacto en la balanza comercial (BC)

El indicador resulta un complemento del indicador definido previamente ya que evalúa y valora el impacto del escenario en la balanza comercial nacional. En este caso se realiza una valorización monetaria de exportaciones e importaciones de los energéticos propuestos.

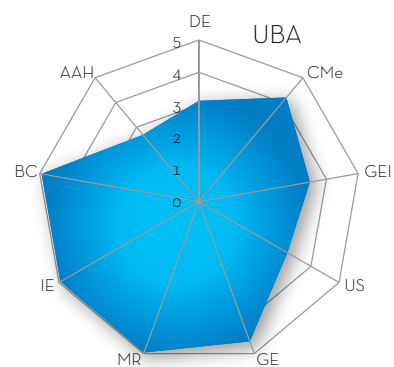
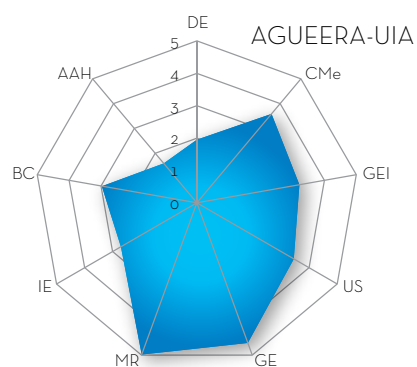
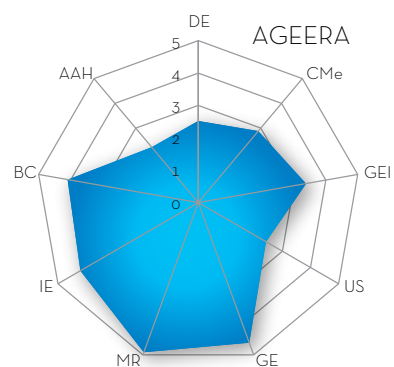
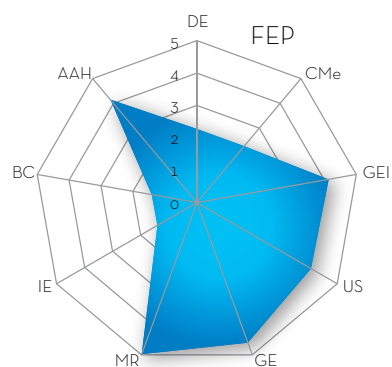
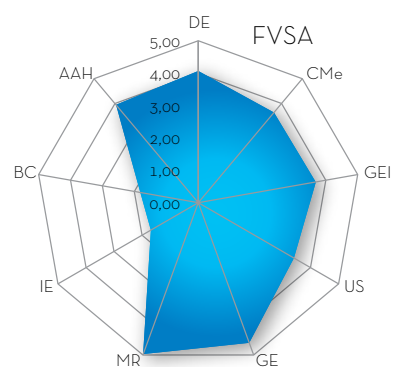
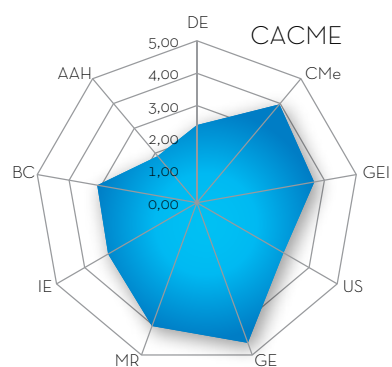
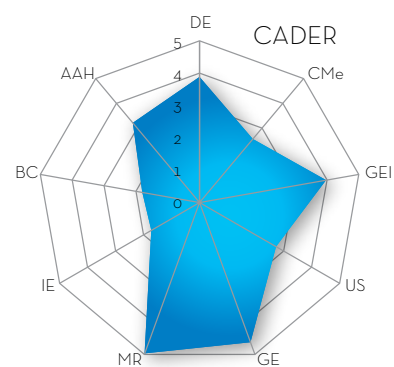
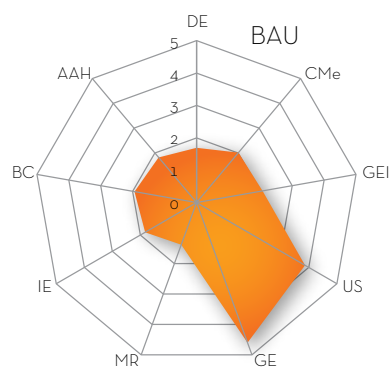
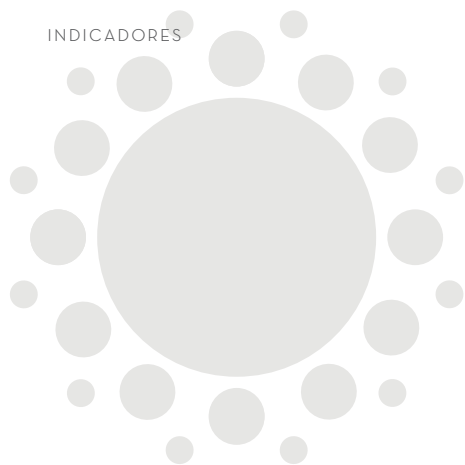
8. Costos Medios (CMe)

Se utilizó costos medios descontados (CMe) como referencia del costo total de los escenarios propuestos. Para el cálculo del costo medio se consideraron los costos de O&M, los costos de combustibles, los costos de importación de energía eléctrica, los costos de inversiones en nuevas centrales en forma de anualidades, costos de transporte, costo de emisiones y aquellos asociados a los costos impositivos

9. Generación de Empleo (GE)

Este indicador procura abordar el impacto en la generación de empleo directo e indirecto en cada escenario propuesto. Hay dos componentes igualmente ponderados que están asociados con a) Generación de empleo debido a incorporación de oferta en el parque eléctrico. b) Generación de empleo en el área de producción de hidrocarburos.

A diferencia de los indicadores utilizados en la *Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030*, se han incluido en esta oportunidad variables de interés como ser creación de empleo, impacto en la balanza de pago, aspectos ambientales vinculados a la producción de hidrocarburos, margen de reserva e independencia externa; habiéndose desarrollado para los mismos criterios y metodologías que permitiesen una correcta comparación entre los escenarios propuestos.



Coincidencias y puntos disímiles

Como parte de la riqueza del análisis de miradas diferentes, y en función de los resultados de los escenarios planteados, resulta posible extraer algunas coincidencias y disidencias o puntos disímiles entre los mismos. A continuación una breve reseña de ellos:

Coincidencias

- En el sector eléctrico, aun considerando un escenario de demanda URE como el analizado en esta ocasión, al final del período de análisis se debe duplicar o más la potencia instalada, alcanzando los 70 GW de potencia instalada en promedio (con un mínimo de 61 y un máximo de 83 GW).
- La magnitud de las inversiones requeridas es importante, para expandir generación se requieren en promedio 96.000 MMUS\$ en todo el período (con Min de 75 y Max de 135 mil MMUS\$).
- Sólo en escenarios extremos o rupturistas la generación de origen término disminuye su magnitud (MW instalados) respecto a la situación actual, en la mayoría de los casos se mantiene o expande.
- El fuerte crecimiento de renovables respecto a la situación de potencia instalada actual sucede en todos los escenarios, siendo en alguno de ellos la variable modificatoria de la matriz final.
 - El uso de generación eólica soporta gran parte del incremento de renovables.
 - La generación solar fotovoltaica y la generación en base a biomasa sólida crecen como opción adoptada para soportar renovables.
- La generación en base a carbón mineral es una opción escasamente utilizada.
- El fuerte crecimiento de la potencia instalada requiere su correlato de ampliación de la red de transporte en alta tensión, se requeriría invertir en promedio 13.000 MMUS\$ en todo el período (con Min de 11 y Max de 21 mil MMUS\$).
- Dada la fuerte presencia de generación renovable en la Patagonia, más algunos proyectos hidráulicos, una o más líneas de corriente continua aparecen como opción para evacuar dicha potencia.
- La continuidad de la declinación de la producción de gas natural y petróleo de origen convencional es casi unánime entre los escenaristas.
- Para aquellos que consideran viable el aporte de gas y petróleo no convencional, se observa que no se alcanzan volúmenes significativos de oferta hasta el año 2019/2020, y en algunos casos el aporte de mayor caudal aparece a partir del 2025/2026.
- En casi todos los escenarios la importación de gas natural de Bolivia continúa y expande su volumen a los máximos del contrato hoy vigente.
- En la mayoría de los escenarios la importación de GNL es relevante (incluso creciente) en el inicio del período de análisis, para luego perder relevancia (incluso desapareciendo en algún caso) en la medida que toman fuerza otras opciones como gas natural no convencional, gas convencional, y biogás.

- En casi todos los escenarios se muestra un incremento importante en la potencia hidráulica: en el plan estratégico de incorporación de oferta hidráulica, se destaca que es necesario analizar las hidraulicidades de los ríos en función de escenarios futuros de cambio climático. Históricamente Argentina en su matriz energética posee gran cantidad de potencia hidroeléctrica que en los últimos años fue perdiendo participación relativa. Algunos escenaristas descartan los proyectos de mayor envergadura por su costo ambiental y social, pero de todos modos incorporan gran cantidad de potencia de esta fuente. En todos los escenarios se incluyen los proyectos minihidro. De todos modos las hipótesis o condiciones de borde planteados por los escenaristas plantean puntos en algunos casos opuestos o que seguramente generaran debate, pero que aportan sustancia al análisis de las opciones disponibles.

Puntos disímiles

- La generación nuclear es soportada por algunos escenaristas en base a su permanencia y elevado factor de uso, sus módulos de potencia relevantes y por tratarse de tecnología con recursos humanos donde el país ya ha invertido, presentándose por otro lado cuestionamientos a la viabilidad ambiental y de seguridad de la misma, por lo que no sólo no crecen en ese sentido, sino que indican la intención de su paulatino cierre.
- En cuanto a la hidroelectricidad, hay escenaristas que muestran reparo a la expansión en base a las mismas, en particular sobre las centrales de pasada, ubicadas en el litoral argentino, por sus potenciales implicancias ambientales.
- La producción de gas natural y petróleo no convencional genera algunos reparos de tipo ambiental o debido a la duda de la posibilidad de aparición de nuevos yacimientos de Gas convencional (cuestión más asociada a una cuestión de precio que a la geología).
- Aparece en algunos escenarios la posibilidad de inyectar biogás en volúmenes relevantes abasteciendo demanda de gas natural, mediante la producción agraria de los insumos de la misma.
- La importación/exportación de energía eléctrica o bien se utiliza marginalmente (mayoría de los escenarios), o bien se utiliza en forma relevante como medio de balancear el aporte intermitente de tecnologías renovables.
- La ampliación de la capacidad de refinación está ligada al crecimiento de petróleo no convencional, y al posicionamiento hacia la balanza comercial que tomó cada escenarista, importando productos refinados y exportando crudo, o viceversa.
- El retiro de potencia presenta miradas diversas: se muestran escenarios que plantean retiros en base a antigüedad y/o eficiencia, mientras otros las mantienen pasando paulatinamente a formar parte de la reserva. Asimismo aparecen quienes realizan retiros asociados a temas ambientales.



RETOS Y DESAFÍOS PARA UNA MATRIZ ENERGÉTICA SUSTENTABLE HACIA EL 2035

RETOS Y DESAFÍOS PARA UNA MATRIZ ENERGÉTICA SUSTENTABLE HACIA EL 2035

1. La necesidad de un cambio.

Como se mencionó en el apartado del escenario BAU; las organizaciones miembros del Comité Ejecutivo asumieron la difícil tarea de acordar cómo visualizaban un escenario futuro manteniendo las tendencias actuales, arribando a un escenario al 2035 que no representa de ningún modo lo que el Comité considera un escenario deseable.

El resultado de este escenario refuerza la dependencia en la importación de combustibles líquidos y GNL con bajos niveles de inversión, mantiene en operaciones maquinaria que técnicamente debiera haber sido retirada, reduce la diversificación de la matriz y carece de criterios de eficiencia energética. Este escenario proyecta un impacto sustantivo sobre el desarrollo económico del país, profundizando la pérdida de competitividad y de seguridad energética para Argentina.

El ejercicio sólo reafirma la necesidad de impulsar cambios estructurales en materia energética, dando un debido lugar a la Planificación como base del desarrollo que refuerce la diversificación de la matriz como estrategia de seguridad y que implemente medidas efectivas en respuesta a la coyuntura de los próximos años. Cambios que promuevan espacios de participación y consulta pública involucrando actores estatales como no estatales; respondiendo a principios económicos que fortalezcan la competitividad; preservando principios sociales que garanticen el abastecimiento energético a la población; y que incorporen de manera integral principios ambientales gestionando de manera responsable los impactos ambientales de las diversas tecnologías y los desafíos del cambio climático.

2. Eficiencia energética

El marcado contraste entre los resultados del escenario BAU y las propuestas de los escenaristas que incluyen políticas de incentivo a la eficiencia energética reafirman el alto potencial de optimización que ofrece al país la implementación de estas prácticas.

La eficiencia energética puede ser una de las medidas de respuesta ante la coyuntura de corto plazo al mismo tiempo que genera altos niveles de optimización y ahorro económico en las proyecciones al 2035. En un contexto global donde predomina la innovación tecnológica, crecen sistemas de transmisión a través de redes inteligentes y se refuerzan los compromisos internacionales frente al cambio climático, Argentina debería promover un conjunto de prácticas de bajo costo con alto impacto de ahorro y al mismo tiempo cubrir sus necesidades de infraestructura energética promoviendo incentivos para el ingreso de tecnologías más eficientes.

3. Rol de las Energías Renovables

Al igual que en el ejercicio realizado en 2012, cinco de los siete escenaristas consideran que las energías renovables ocuparán mayor preponderancia en la matriz energética futura en porcentajes sustantivos. Si bien la energía eólica se mantiene como la de mayor penetración, surgen nuevas fuentes como la energía solar o biomasa en varios de los escenarios. A pesar de estos avances, ya ninguno cree que sea posible cumplir con la meta del 8% al 2016 fijado por la ley 26.190.

En los últimos años vemos mayor autonomía de ciertas provincias (Chubut, San Juan o Santa Fe) para incentivar la incorporación de fuentes renovables al mismo tiempo que la progresiva reducción de sus costos las hacen cada vez más competitiva. Considerando las potencialidades del país en estas fuentes y su rápido nivel de instalación, podría ser un mecanismo efectivo para responder a las necesidades de generación de corto plazo reduciendo así la salida de divisas. Ello requiere políticas de estado y decisiones económicas que generen las condiciones necesarias para invertir en el desarrollo de las energías renovables en escala.

La incorporación de una importante porción de fuentes renovables intermitentes como la eólica o la solar, requieren de un estudio de penetración que establezca umbrales que no comprometan el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Podrían implementarse soluciones mixtas de fuentes renovables (como biomasa o geotermia) que permitan complementarse y brindar una potencia firme mínima asegurada para evitar tener reserva en frío que encarece el costo total del sistema.

La generación distribuida se presenta como una oportunidad que permite disminuir pérdidas en el sistema de transporte y distribución, generando eficiencias y mejoras significativas de impacto local. En el caso de la generación con biomasa, la misma brinda potencia firme al sistema al mismo tiempo que pone en valor residuos evitando otros impactos ambientales.

Por último, la diversificación de la matriz energética nacional que incluya mayor porción de fuentes de energía renovable puede resultar una herramienta eficiente para disminuir el flujo saliente de divisas y aumentar la seguridad de abastecimiento en el mediano y largo plazo.

4. La disminución de las reservas de gas y petróleo, y la apuesta por los no convencionales

Todos los escenaristas, a excepción de la UBA, reconocen una disminución de las reservas convencionales de petróleo y gas. Al mismo tiempo, las proyecciones sobre el potencial de las fuentes no convencionales refleja visiones muy diversas y ninguno prevé su participación de manera sustancial antes del 2020.

La nacionalización de YPF en los últimos años ha demostrado ser un factor disruptivo generando una fuerte reactivación en el sector, sin embargo el futuro del desarrollo de los hidrocarburos en la Argentina aún mantiene un amplio espectro de incertidumbre para los escenaristas convocados a este ejercicio.

Espacios de debate y análisis de alto rigor técnico, identificando las genuinas

oportunidades de desarrollo del sector de hidrocarburos a nivel nacional y en base al contexto internacional de estos recursos, serán necesarios en los próximos años para reducir la incertidumbre y hacer el mejor uso de un recurso estratégico y de alto impacto en el desarrollo del país.

5. Largo plazo - rol del Estado - el diálogo como base para la formulación de políticas.

La última década ha reafirmado el factor determinante del sector energético para Argentina. El ejercicio de escenarios energéticos demuestra la necesidad de altos niveles de inversión y el desarrollo de servicios e infraestructura para asegurar el abastecimiento energético necesario para las próximas décadas.

Que este necesario crecimiento energético sea sustentable en términos sociales, económicos y ambientales requiere un rol proactivo del Estado en la definición de una política nacional y una estrategia de planificación a largo plazo que establezca un rumbo, incentivando la innovación y dando las certidumbres necesarias a los diversos sectores económicos del área energética. Por último, en un contexto global de alto dinamismo e incertidumbre, esta planificación ya no puede ser construida sin un diálogo permanente con los diversos sectores de la sociedad, manteniendo sustento técnico y considerando múltiples opciones para responder a los desafíos energéticos que se prevén en los próximos años.

Nuestro Aporte

Como ya se mencionaba en el reporte Escenarios Energéticos Argentina 2030, el debate energético está instalado en la sociedad Argentina. El país cuenta con un gran potencial de desarrollo energético y múltiples opciones para alcanzarlo. La forma en la cual logremos construir ese futuro tendrá consecuencias sustantivas en aspectos económicos, sociales y ambientales. Tenemos la posibilidad de construirlo a través del diálogo, contando con la información técnica necesaria y consolidando una visión energética de largo plazo basada en los principios del desarrollo sostenible.

De nosotros depende y por ello, las Instituciones involucradas en este ejercicio, esperamos que los aportes aquí generados sean el punto de partida de un debate más amplio, que contribuya al fortalecimiento de una política energética sostenible para nuestro país. Es nuestro compromiso seguir incentivando el debate y continuar trabajando con los distintos sectores de la sociedad, en la formulación periódica de escenarios energéticos, como un aporte a la visión estratégica de largo plazo.



ANEXO 1

ANEXO 1: JUSTIFICACIÓN COMITÉ EJECUTIVO RESPECTO A LA COGENERACIÓN

Cogeneración y la Actualidad:

En la actualidad Argentina parecieran no existir dudas sobre las ventajas de la cogeneración, en particular sobre el impacto en el ahorro de energía primaria y de infraestructura eléctrica (redes) que la misma genera, así como de sus ventajas ambientales.

Actualmente existen algunos proyectos grandes en operación, y algunos desarrollos industriales puntuales; sin embargo su desarrollo es aún exiguo y su tratamiento en el régimen regulatorio vigente prácticamente no ha cambiado en los últimos 10 o 15 años.

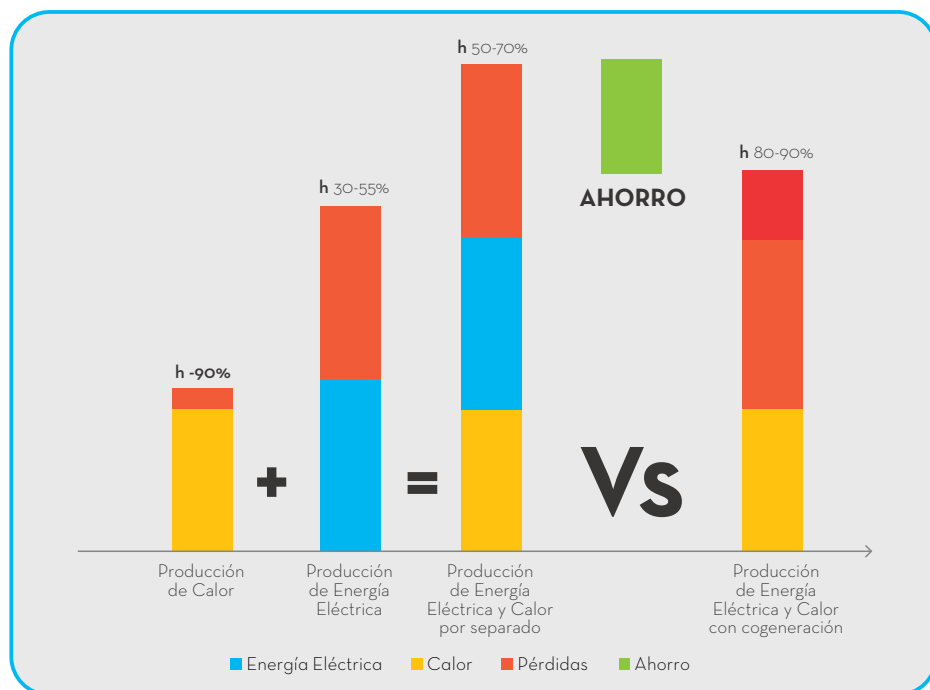
La información relativa al potencial de inclusión de esta tecnología en Argentina es escaso y poco disponible, lo que dificulta su dimensionamiento.

A efectos de sentar bases que permitan contar con el enfoque que se requeriría incluir en un futuro análisis de escenarios se describe a continuación la tecnología en cuestión:

La definición de cogeneración incluye aquellas tecnologías de transformación de energía primaria en energía eléctrica, y que en forma simultánea aprovecha el calor remanente en forma de calor útil, que de otro modo sería emitido a la atmósfera y así desperdiciado (usualmente gases calientes liberados).

El destino de dicha energía térmica útil (usualmente capturada mediante la utilización de otro fluido) puede ser calor o frío (incluso existen opciones combinadas), y su utilización puede ser del tipo industrial o comercial.

A fin de profundizar este aspecto, y como se observa en este gráfico, la producción por separado de energía eléctrica y calor resulta menos eficiente que realizarla mediante cogeneración, es decir en un único proceso.



La limitación más relevante de este planteo es el transporte del calor; su remisión a distancia no es eficiente, por lo que la cogeneración como opción tecnológica se utiliza en las inmediaciones de los centros consumidores de calor y su dimensionamiento suele estar comandado por la magnitud de la demanda térmica de energía.

Como síntesis se puede inferir que los beneficios básicos que la cogeneración aporta son:

- El ahorro de energía primaria que se logra por aprovechamiento de energía calórica que de otro modo sería descartada, utilizándola para sustituir producción de calor.
- La mejora en la confiabilidad del abastecimiento energético por la localización de la unidad de cogeneración en el mismo lugar en el que se realiza el consumo del calor y la electricidad (total o parcial).

Existe además un segundo grupo de beneficios, tal vez indirectos para quienes impulsan la cogeneración como proyecto individual, pero que son aportados por la cogeneración al sistema en general:

- Genera impactos en el desarrollo de la red eléctrica, ya que la instalación de cogeneración se hace en lugares cercanos a los centros de consumo de calor que a su vez suelen consumir energía eléctrica. Es así que la inclusión de cogeneración en mayor magnitud puede asimilarse al que produciría la generación distribuida, lo que a su vez conduciría al tópico de redes inteligentes y sus posibles despliegues de soluciones tecnológicas para una gestión activa de las redes.

- b. Otro punto positivo de las mismas es que en general resultan viables cuando la producción de electricidad y calor es sostenida en el tiempo, es decir son unidades que desde un punto de vista eléctrico aportan a la red de manera casi constante, con pocas fluctuaciones. Esto mejora la reserva del sistema eléctrico, y por ello la confiabilidad global del mismo, sobre todo cuando comienza a crecer en importancia la participación de generación intermitente, como suelen ser las de origen eólico o solar.

Finalmente, desde el punto de vista ambiental, el ahorro de energía primaria debido a la mejora de la eficiencia energética global que introduce la cogeneración (a la que podría sumarse la reducción de las pérdidas en las redes eléctricas) se transforma en un menor consumo de combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de CO₂, así como otros gases de efecto local y de partículas contaminantes. Cabe mencionar que la cogeneración también puede utilizar como vector energético primario una fuente renovable como la biomasa y en este caso si bien no se reducen emisiones de CO₂ por desplazar combustibles fósiles se hace un uso más eficiente del recurso, lo que también es deseable.

Pasos a seguir para su incorporación a Escenarios Energéticos:

El Comité Técnico para la definición de las condiciones en la que se realiza la evaluación de escenarios, ha empleado información pública de organismos reconocidos en la materia ya sea internacionales o nacionales.

En el caso de la cogeneración no ha resultado posible encontrar información que permitiese seguir dicho criterio y dimensionar su posible penetración. Por ello consideramos que el desafío más relevante a llevar a cabo es el de clasificación y dimensionamiento del potencial de cogeneración en Argentina que depende de los requerimientos térmicos principalmente y de las posibilidades concretas de incorporar estos proyectos en el sector industrial argentino.

En la formulación de escenarios las tecnologías para la conversión de energía primaria en energía eléctrica, ya se encuentran analizadas e incluidas dentro del menú de opciones y van desde las turbinas de gas en ciclo simple o combinado a los motores de combustión interna de diverso tamaño y con opciones diversas de combustibles.

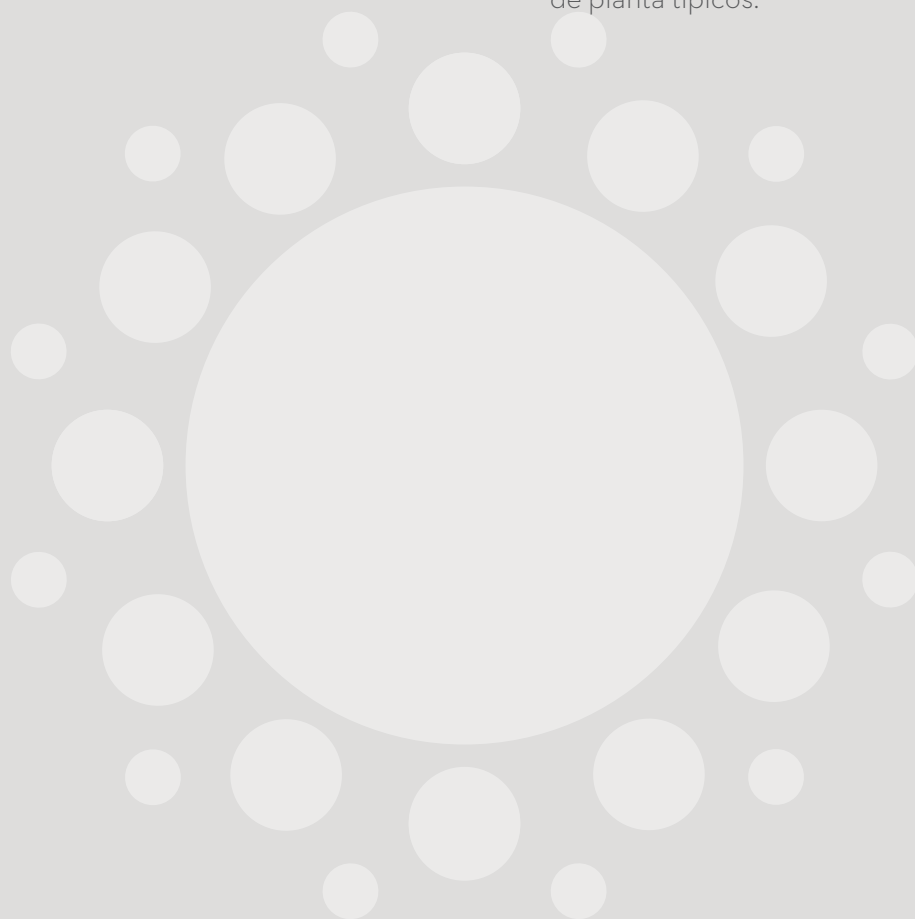
Lo que requiere de una modificación e inclusión en la estructura de análisis de los escenarios energéticos es el impacto en la demanda de energía que introduce la recuperación de calor útil por parte de la cogeneración, ya que reemplaza el uso de combustibles o energía eléctrica y además permite mejorar los rendimientos del conjunto.

Otro posible enfoque es analizar la demanda de calor industrial y comercial (incluso la de frío) en condiciones de destinar el combustible allí consumido a cogenerar, destinando de este modo parte del consumo de combustibles a producir energía eléctrica.

Es decir, se deberán determinar los límites de cuánta potencia sería factible instalar, su apertura por tipo de tecnología, y asociando a cada una de ellas su impacto en la demanda de energía primaria, posiblemente a través de su vinculación al consumo de combustible.

En resumen, para una correcta inclusión y modelado de la cogeneración en futuros escenarios energéticos, previamente se deberá definir o realizar un trabajo previo que permita determinar cuál es:

- a. El potencial de cogeneración existente en el país, tanto en potencia eléctrica a instalar, como en el ahorro energético que la demanda recibe por dicha instalación.
- b. La posible distribución geográfica de dicho potencial.
- c. La escala o modularidad que posee dicho potencial, lo que seguramente estará asociado a una segmentación por tamaño y/o tecnología.
- d. Su posible evolución a lo largo del período de análisis.
- e. Los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las diferentes opciones de cogeneración además de sus rendimientos y factores de planta típicos.







ANEXO 2



ANEXO II: RESÚMENES DE LOS DOCUMENTOS SOPORTE ELABORADOS POR LOS ESCENARISTAS

Escenarista: AGEERA



1) Visión del Escenario

El objetivo de la planificación electroenergética debería ser la asignación “óptima” de recursos en la cadena de actividades desde la producción de energía eléctrica hasta el consumo teniendo en cuenta una serie de condicionantes y observaciones que se indican posteriormente.

AGEERA propone para este ejercicio maximizar el uso de recursos nacionales, tanto hidráulicos como renovables, respetando plazos de obra y un desarrollo sustentable desde lo técnico y lo económico a sabiendas que esta asignación forzada no responde a análisis de mínimo costo global y por lo tanto podría ocasionar valores económicos elevados.

La prioridad para el acceso de generación será hidráulica o renovable, unidades nucleares (de acuerdo a expectativas de desarrollo en esa área) y luego completar el faltante con unidades térmicas convencionales, apuntando a reducir o eliminar esta componente fósil a ingresar o ya instalada.

La propuesta incluirá la existencia de reserva, tanto operativa como requerida para sostener años “secos” hidrológicamente hablando.

Históricamente se ha buscado la optimalidad económica aplicada al desarrollo asociando el concepto de “óptimo” a la eficiencia económica, y el proceso de planeamiento eléctrico se redujo a la obtención de la alternativa de abastecimiento de mínimo costo. Sin embargo la planificación socioeconómica asociada a la energética puede tener otros objetivos además de la eficiencia económica, tales como:

- Evitar la excesiva dependencia de recursos externos.
- Controlar el impacto sobre la balanza de pago.
- Garantizar el nivel de empleo.
- No degradar el medio ambiente, etc.

En consecuencia, estos objetivos no pueden ser ignorados al analizar las alternativas posibles de expansión y operación del sistema eléctrico.

Una serie de puntos condicionan al análisis del abastecimiento y deberán ser tenidos en cuenta para una correcta planificación:

1. Necesidad de garantizar el abastecimiento en el momento en que se produce la demanda, con un cierto grado de seguridad (calidad de servicio).
2. Consideración de la aleatoriedad de ciertas variables (aportes hidroeléctricos, demanda, disponibilidad de los equipos, etc.).
3. Necesidad de que la oferta se ajuste en forma instantánea a las variaciones de la demanda (curvas de carga).
4. Existencia de redes fijas de transporte y distribución.
5. La disponibilidad de combustible para las unidades.
6. Los costos de producción y desarrollo.
7. El equipamiento no siempre estará disponible por:
 - indisponibilidades forzadas (estrechamente vinculado al mantenimiento preventivo),
 - indisponibilidades programadas,
 - eventuales problemas hidráulicos, etc.,
 - la disponibilidad de los recursos puede verse reducida (combustibles, cambios climáticos, etc.).

El equipamiento adicional deberá ser tal que permita:

- Absorber razonables errores en la previsión de la demanda.
- Disminuir la cantidad de cortes de larga, corta y muy corta duración.
- Disminuir las caídas de tensión manteniéndolas dentro de los valores de tolerancia aceptados.
- Debe ser constante con las variaciones de frecuencia.
- Aportar energía reactiva necesaria.

En sistemas donde el aporte de energía hidráulica es significativo, es importante disponer de reserva ante escenarios secos (normales o extraordinarios). Este equipamiento puede pasar mucho tiempo sin ser requere-

rido y es posible evaluar si se dispondrá de él o se recurrirá a importar energía como alternativa. Deberá tenerse en cuenta cuál podrá ser el nivel aceptado de Energía No Suministrada Esperada (ENSE) y su correspondiente costo (generalmente asociado a costos sociales)

2) Escenario eléctrico

En materia de energía hidráulica se considerarán los proyectos de mayor envergadura que fueron presentados como disponibles en los datos de partida. Para la energía hidráulica a utilizar, se buscó mantener, en todo momento, la cota de operación de los embalses en la máxima posible compatible con la atenuación de las crecidas. En cuanto a la energía esperada hacia futuro se utilizaron las crónicas más pobres de los aportes históricos para determinar el elenco necesario de tecnologías no hidráulicas que protejan al sistema ante años "secos".

Una vez determinado el equipamiento se simuló el escenario con crónicas hidráulicas medias. El ejercicio ha sido, con excedencias altas determinar el parque adicional y una vez determinado, utilizar la energía disponible para el 50% de probabilidad (media).

En relación a las energías renovables, uno de los principales retos a seguir es determinar cuánta energía renovable es posible ingresar por año bajo una hipótesis de máximo impulso, en ese sentido se supondrá que existirán "fuertes" incentivos para el desarrollo y que este se realizará a semejanza de lo ocurrido en otras partes del mundo ante similares impulsos (es un criterio).

Tomando a la Unión Europea y en particular a España, se conformó el escenario de ingreso de generación eólica, bajo el conocimiento de existió en la región europea un más que importante incentivo al desarrollo.

Si bien en la planificación propuesta, AGEERA apunta a minimizar importaciones y dentro de lo posible exportar energía para mejorar la balanza comercial, entiende que debe perseguirse el desarrollo futuro de los intercambios energéticos entre países, supone entonces 250MW de potencia media, asignados a exportación.

No se analizan retiros de unidades por considerar el efecto marginal. Muchas de las unidades que podrían dejar de operar se encuentran ubicadas donde por mucho tiempo seguirá requiriéndose su aporte (puntos cercanos a la demanda) donde el recurso primario no puede ser otro que el existente, por lo que sólo se prevé repotenciación o remplazo por equipamiento de similares tecnologías y donde sólo se podría tener en cuenta la mejora en los rendimientos.

De todas maneras para considerar el costo de remplazo o repotenciación, proponemos retirar unidades significativas (TV de módulo superior a los 100MW y cercanas a centros de consumo) y ampliar simultáneamente la central donde se produjo el retiro con un valor equivalente, manteniendo así el balance.

Es posible que futuros cambios tecnológicos en infraestructura de transporte y distribución permitan mejorar esta situación.

Las principales consideraciones en el ejercicio

- Se seguirá operando con reserva operativa similar a la actual, mejorando la disponibilidad futura por el ingreso de nuevo equipamiento.
- Se incrementará la reserva ante año seco.
- Se considera un cambio en esta tendencia con nuevas incorporaciones en los próximos años (se favorece el desarrollo con señales claras y sustentables).
- Seguirá existiendo, al menos en el corto y mediano plazo, algún inconveniente con la disponibilidad de combustible gas en invierno y problemas de logística de líquidos en invierno.
- Seguirán existiendo problemas de infraestructura en distribuidoras que sostienen generación distribuida con combustibles líquidos.
- Se deberá verificar la relación costos de energía forzada por calidad de servicio (costos de instalación y producción) versus costos de infraestructura en transmisión, subtransmisión y transformación.
- Se verifican despachos de unidades del Área GBA (Gran Buenos Aires) bajo el conocimiento de requerimiento de forzamientos por parque mínimo del área y se corrige, forzando el despacho de unidades del área.
- Si se superaran los porcentajes planteados de participación de la energía eólica en la oferta, la RPF (Regulación Primaria de Frecuencia) podría ser insuficiente para sostener variaciones rápidas o frecuentes del recurso viento, por lo cual, por razones operativas y de calidad de servicio, debería tenerse en cuenta de manera la necesidad de incorporar equipamiento convencional adicional para contar con la reserva de reemplazo. Esto incrementará los costos de capital, penalizando el ingreso de equipamiento eólico.
- Se seguirá suponiendo el uso de combustibles líquidos en ciclos combinados (CC), en las Turbogas (TG) y las Turbovapor (TV) durante los meses de invierno, bajo el entendimiento que ampliaciones en transporte de gas y/o en producción serán destinados principalmente al consumo residencial.
- Para biocombustibles (Biodiesel para TG y CC y BioOil para TV).
- TG y CC hasta un 8% de capacidad de mezcla.
- TV hasta un 25% de capacidad de mezcla.
- Los porcentajes de consumo de combustible a utilizar por las unidades actuales respetan los valores históricos recientes.

3) Hipótesis de suministro de gas

Se apunta a un muy fuerte desarrollo de gas no convencional y a disminuir el uso de GNL, y la aparición de financiamiento para sostener la producción de gas convencional que detiene un poco la caída de su producción. Por ello se prevé la disminución del uso de GNL a expensas del uso de gas no convencional, sosteniendo un porcentaje de gas importado, principalmente de Bolivia.

4) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

Se supone un incremento en la producción de no convencionales y una reversión en la caída de producción del convencional merced al impulso al financiamiento de explotación y exploración. También se supone un

aumento en la capacidad de procesamiento de crudo de manera proporcional al incremento de producción.

5) Observaciones y Sugerencias

El definir escenarios con ingreso de equipamiento de manera forzada sin buscar el óptimo económico (dando prioridad a tecnologías descartando aspectos económico-financieros) o penalizar a ciertas tecnologías con externalidades para que competitivamente se vean relegadas en los accesos generará escenarios más caros que, en definitiva, el usuario final terminará viéndolo reflejado en el costo total de la energía.

Muchas tecnologías poseen tiempos de implementación que exceden los períodos gubernamentales. Para su necesaria implementación deberá esperarse el sostenimiento de políticas que acompañen las planificaciones; sobre todo si se espera que participen inversiones privadas en algunos de estos proyectos.

Para el ingreso de energía renovable se supuso la existencia de fuertes incentivos a su desarrollo (similares a los europeos durante la década del 2000); de no contarse con ellos será imposible sostener estos desarrollos. Si bien en el escenario se intenta disminuir la importación de energía, AGEERA entiende que hacia futuro debe alentarse el fluido intercambio entre países vecinos con el objetivo de lograr complementariedades que reduzcan los costos globales. Estos intercambios deberán incluir swaps de energéticos.

Deberá reverse en tema de la reserva, atendiendo a la reserva operativa necesaria en la punta de demanda, dado que en la actualidad la reserva en esa banda horaria es sumamente escasa corriendo riesgo de colapso. Igual condición debe verificarse para expectativas de "año seco".

Respecto a los combustibles, AGEERA entiende que, de disponerse de financiamiento y/o sinceramiento de precios que vea reflejado el productor, la caída en producción de combustibles convencionales puede revertirse o al menos moderarse. De no disponer de estos medios para disminuir la importación deberá crecer mucho la producción de no convencionales, con su consiguiente necesidad regulatoria y financiera.

Escenarista: AGUEERA-UIA



1) Visión del Escenario

El escenario planteado por AGUEERA busca alcanzar una matriz eléctrica que permita un suministro seguro, sustentable y a tarifas competitivas. Para ello deberían cumplirse las siguientes premisas:

- Bajo costo medio para que Argentina sea competitiva en la región.
- Matriz energética más diversificada, con inclusión de energía renovable.
- Seguridad en el abastecimiento mediante un incremento en el nivel de reservas
- Inversiones constantes en el período de análisis.

Para lograrlo es necesario un plan estratégico de Estado a largo plazo propuesto por las autoridades y con consenso de los actores, que sea mantenido por los distintos gobiernos. A su vez debe ser realizable, considerando los recursos naturales, humanos y materiales con que cuenta el país.

Dadas las hipótesis consensuadas como también los análisis propios de disponibilidad futura de gas y petróleo, factibilidad de las distintas tecnologías y centrales (todo lo cual se trató de fundamentar en base a trabajos de especialistas) creemos que el escenario propuesto cumple con las premisas enunciadas al inicio. Las inversiones, constantes en todo el período, permiten alcanzar al final del ejercicio, una matriz energética nacional más diversificada que la actual, con un parque más eficiente producto del retiro de equipos que han llegado al final de su vida útil. El precio de la energía se mantiene relativamente estable permitiendo la competitividad de la industria y el margen de reserva se incrementa permitiendo lidiar con años de hidrología desfavorable.

Otro punto a destacar es que mientras la producción de energía eléctrica se incrementa en un 86% en el período de análisis, las emisiones de las centrales eléctricas se reducen un 11% respecto a los valores de 2013, contribuyendo de este modo a los esfuerzos por reducir las mismas.

2) Hipótesis de suministro eléctrico

Se adoptó el criterio de despacho según costos variables crecientes con prioridad de despacho para hidroeléctricas de base, renovables y nucleares. Por tanto las centrales térmicas son las últimas en ser despachadas y actúan como reserva del sistema. La demanda de punta es cubierta por hidroeléctricas de punta, turbinas de gas y motogeneradores.

En este esquema se busca definir la potencia a instalar de cada tecnología buscando un equilibrio entre la seguridad de abastecimiento, sustentabilidad y tarifas competitivas.

Dado el contexto energético tanto de Argentina como de países limítrofes, no se consideran importaciones ni exportaciones de energía eléctrica en forma firme. Sólo se consideran intercambios ocasionales.

En la decisión de incluir energía nuclear primaron fundamentalmente dos criterios. Por un lado la ventaja que representa para el país mantener y/o potenciar el clúster compuesto por recursos humanos altamente especializados y empresas proveedoras de tecnología nuclear. Por otro lado, se tuvo en cuenta la seguridad en el suministro que plantean las centrales nucleares.

A partir de consultas a CNEA y tomando en cuenta la historia de incorporación nuclear en Argentina, se proyectó un ingreso de tres centrales nucleares de gran potencia en todo el período de análisis (750 MW en 2024 -proyecto con China- y luego dos nuevas centrales de 1.200 MW en 2029 y 2035). Adicionalmente se

incorporan dos reactores CAREM (100 MW en 2027 y 100 MW en 2032). No se retiran centrales nucleares.

En cuanto a las energías renovables se considera un paulatino crecimiento de las mismas, sustentado fundamentalmente en la eólica y la solar por sus menores costos. Otras tecnologías son incorporadas en menores proporciones. Este esquema renovable con base eólica y solar requiere de una mayor instalación de centrales de reserva (generalmente térmicas), lo que obliga a mayores inversiones incrementando los costos medios. Se planteó como objetivo alcanzar un parque de energía renovable superior al 10% al año 2035.

En materia de energía hidroeléctrica, se analizaron los emprendimientos definidos en los datos de partida. Se calcularon los costos de generación “energizados” en función de su factor de carga (costos de capital + operativos), listando así las posibles centrales en función de costos crecientes (incluyendo centrales binacionales). De este ranking, a partir de un análisis multicriterio de EBISA, se decidió quitar tres centrales que a pesar de su buen factor de carga, presentan un alto impacto ambiental, La Estrechura, Rincón de los Godos y Talhelum.

Se propone la incorporación paulatina de las centrales hidráulicas de base hasta alcanzar centrales de factor de carga de 49%. Aquellas centrales de factor de carga más bajo, y el consiguiente costo medio más alto, desde un punto de vista económico entendemos conveniente la incorporación de ciclos combinados trabajando con gas natural. Con independencia de este criterio, se decidió incorporar las centrales cuya construcción se encuentra licitada o en proceso avanzado a la fecha, como son las centrales Néstor Kirchner, Gobernador Cepernic, Chihuidos I y Los Blancos I y II, todas centrales de punta (2.810 MW totales) y Portezuelo del Viento, central de base.

La potencia total de punta hidroeléctrica cubre mayormente los picos del sistema. Las demandas en momentos de máxima consumo o años secos serán cubiertas con máquinas que tendrán un despacho muy bajo, inferior al 20%. Para estos casos, se considera conveniente la incorporación de turbinas de gas, de bajo costo de inversión.

En total se incorporan 20 centrales hidroeléctricas, además de Punta Negra, con un total de 7.226 MW.

Se retiraron 5.589 MW de unidades del parque térmico al final de su vida útil, con el siguiente criterio: TV 60 años, TG 35 años y CC 35 años. Las mismas se reemplazan por unidades térmicas más eficientes cuando están en puntos estratégicos de la demanda.

Se incorporan turbinas de vapor a carbón (370 MW) dada la alta disponibilidad mundial de este combustible. Las turbinas de vapor existentes que utilizan fuel oil, mantienen el uso de este combustible en función del stock local disponible. Se incorporan ciclos combinados - 10.140 MW- capacitados para quemar GN y GO, que cubren la demanda base no cubierta por las centrales nucleares, hidroeléctricas de base y renovables. Asimismo, cubren el retiro de máquinas previsto.

Dadas las demás tecnologías de base planteadas, una mayor incorporación de CC reemplazando otras centrales de base, requeriría mayor importación de gas natural licuado (LNG), resultando más costosa la operación.

Para el cubrimiento de los picos del sistema, además de las hidroeléctricas de punta antes mencionadas, se cuenta con turbinas de gas (4.280 MW) y motogeneradores (180 MW). Estas TG se van cerrando como ciclos combinados con el incremento de la demanda. Por su menor costo de inversión se instalan las primeras, actuando como reservas del sistema, los motogeneradores se sustentan en su versatilidad en el uso de combustibles (GN, GO y FO) y rápida instalación.

El crecimiento de la demanda en el período es de 86%, y el crecimiento de potencia instalada es de 94%, mejorando así los márgenes de reservas. La energía hidráulica acompaña el crecimiento de la demanda. Se destacan el crecimiento de la energía nuclear y renovable. El incremento de la generación térmica es menor al crecimiento de la demanda, actúa como reserva del sistema, disminuyendo sustancialmente su factor de despacho.

3) Hipótesis de suministro de gas

Ante la disminución de la producción de gas convencional se adopta la premisa de desarrollar el shale gas, tanto para compensar la declinación del gas convencional como para disminuir la importación de gas oil y GNL. El shale gas presenta la doble ventaja de un menor costo respecto al GNL a la vez de generar un mayor desarrollo de la actividad económica local, así como ahorro de divisas por sustitución de importaciones. Las proyecciones realizadas se basaron en las presentaciones “Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva” de Fundación Bariloche y “Reflexiones acerca de la situación del Petróleo y Gas en Argentina. Un desafío a partir del Shale Gas” del Ing. Ferioli.

Para la estimación de disponibilidad de gas natural se consideró:

- Disminución del 3% promedio año del gas convencional.
- Fuerte desarrollo de la producción de shale gas a partir del año 2021.
- Bolivia: se incrementa la importación hasta el máximo del contrato en el año 2027 y luego se incrementa hasta alcanzar los 30 Mm³/día.
- Uruguay: Se importan 6 Mm³/día desde 2017 hasta final del período.
- GNL en puertos de Escobar y Bahía Blanca: la importación disminuye paulatinamente a partir del año 2021 estabilizándose hacia el final en 4 Mm³/día a partir de 2026 para uso en el invierno y desplazando GO.
- Biogás: hay una incorporación gradual a partir del 2014.

El crecimiento en la producción e importación de gas natural se destina a cubrir el crecimiento del resto de la demanda. La generación eléctrica no cuenta con mayor disponibilidad local de gas (mantiene un consumo de 37 Mm³/año estable en todo el período) y sólo podría utilizar más gas en base a GNL importado. Un mayor desarrollo del gas local, permitiría un mayor uso para el sector eléctrico.



4) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

Se consideró que la producción de petróleo experimenta una dinámica parecida a la del gas. El escenario prevé que la producción de petróleo convencional disminuya paulatinamente y que, por el contrario, la producción de petróleos no convencionales experimente un crecimiento en sus volúmenes producidos. Las proyecciones realizadas se basaron en la presentación de Fundación Bariloche antes citada.

- Petróleo convencional: la producción cae en un 3% anual.
- Petróleo no convencional: la producción aumenta a partir del año 2019, luego el incremento compensa la caída de la producción de petróleo convencional
- Se asume un corte creciente del gas oil con biodiesel, según informe (Res. 1125/13 SE).

La capacidad de las refinerías al 2013 es de 646 kbbl/día y se utiliza un 81,6%. Como primera medida se aumentó el factor de uso de las refinerías al 85%. Se agregó capacidad de refinación por 250 kbbl/día, llegando al 2035 con una capacidad de refinación de 923 kbbl/día, lo que implica la necesidad de aumentar en un 39 % la capacidad actual.

5) Observaciones y Sugerencias

Para forzar la evaluación de la conveniencia de retirar máquinas e invertir en centrales nuevas o mantener las centrales existentes, se debería incorporar en los programas una caída anual en la eficiencia y mayores costos anuales de mantenimiento. Otra opción sería reflejar el envejecimiento del parque mediante un indicador de la edad promedio del mismo.

Se debería evaluar establecer amortizaciones con plazos más largos para hidroeléctricas y nucleares. Estas centrales tienen una vida útil muy superior a los 15 años, y al amortizarlas en ese plazo, el programa castiga esa decisión. En el año 16 de realizada la inversión, desaparece el costo de capital, pero el escenario no llega a reflejarlo.

Para un próximo ejercicio se puede habilitar la opción de la cogeneración, es decir aprovechar la energía generada en distintos procesos evitando que esa energía térmica simplemente se pierda en la atmósfera.

Escenarista: CACME



1) Visión del Escenario

La orientación general del ejercicio realizado por CACME¹¹ se basa fundamentalmente en tratar de lograr un balance del Trilema Energético planteado por el World Energy Council. Esto significa tener siempre en cuenta:

1. Seguridad Energética,
2. Equidad Energética
3. Mitigación del impacto ambiental,

Estos principios generales se traducen en objetivos más concretos como:

- Diversificar la matriz energética primaria, promover la integración regional y contar con redes y empresas confiables
- Precios competitivos que no desalienten la inversión pero que sean accesibles a la mayoría de la población
- Énfasis en la Eficiencia y fuerte participación de renovables

El escenario presentado por CACME pretende mostrar un equilibrio entre lo “deseado” y lo “posible”. Lo “deseado” representa lo que en la visión de CACME podría lograrse en la Argentina en materia energética si se dieran ciertas condiciones básicas: precios realistas en la oferta y la demanda; cambio de las reglas de juego y garantía en la aplicación de marcos institucionales estables. Lo “posible” considera las potencialidades energéticas domésticas evaluadas en forma realista y las restricciones que imponen la geología, los plazos de maduración de los proyectos, la logística y la financiación. CACME sostiene que para revertir la pérdida del autoabastecimiento energético se necesita un esfuerzo inversor sostenido de tal magnitud que no podrá ser satisfecho con capitales locales sean privados o públicos y que se necesitará convocar inversiones del exterior. Para que esto suceda es ineludible garantizar en forma competitiva retornos razonables de la inversión y, considerando los largos plazos involucrados, estabilidad de las reglas de juego. La alineación de los precios domésticos con los internacionales o al menos regionales es un incentivo muy importante para atraer a inversores sean nacionales o extranjeros.

Enfrentar el futuro energético del país, cualquiera sea el escenario que se elija, nos coloca ante un esfuerzo de una magnitud enorme ya sea desde el punto de vista de las inversiones como el de los recursos humanos, las tecnologías y los equipamientos necesarios para su concreción.

Una apreciación realista de estos desafíos es la condición necesaria para alcanzar el éxito.

2) Hipótesis de suministro eléctrico

Para abastecer la demanda eléctrica estipulada como condición de contorno del escenario URE¹², CACME se enfocó principalmente en la diversificación de la matriz de generación eléctrica enfocada en aquellas tecnologías que reducen el impacto ambiental y sean más eficientes en el aprovechamiento energético. Para esto se definieron los siguientes puntos:

- Se eliminó la generación con líquidos incluyendo los biocombustibles, salvo en una pequeña proporción donde se cuenta con saldos exportables de fuel oil y en su reemplazo habría que importar GNL

11 Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía

12 Uso Racional de la Energía

para las centrales térmicas.

- Se moderniza el parque de generación térmica incluyendo Ciclos Combinados en lugar de las Turbinas a Gas más ineficientes (menos del 35%).
- Se mantienen únicamente las TV's que permitan operar con biomasa.
- Se aumenta la participación de renovables principalmente fotovoltaica y eólica.
- Hay un fuerte incremento en proyectos hidroeléctricos, inclusive algunos de tecnología "mini-hidro" en las zonas de mayor demanda.
- Se propone continuar aumentando el parque nuclear teniendo siempre un proyecto en marcha para mantener los equipos técnicos activos. Se considera ATUCHA III en 2023, recientemente firmada, y otra central similar (800 MW) en el 2027. Ambas aportando al área de GBA y Litoral ya que sería razonable mantenerlas en la zona de Lima por su cercanía a la demanda y por tener la aceptación de la comunidad vecina.
- Se asume que el proyecto CAREM de pequeños reactores distribuidos será exitoso y se instalarán 100 MW adicionales con esta tecnología.
- Se desalienta completamente la incorporación de nuevas centrales a carbón, quedando solamente como proyecto predefinido el de Río Turbio.
- No se incorpora generación con motores diésel y se elimina la existente.
- Se incrementa el margen de reserva en los primeros años, del orden del 20% hasta el año 2022 y luego se reduce a valores cercanos al 17% asumiendo que se mejorarán las redes de distribución, apostando fundamentalmente a las smart grids.

Una tecnología que no está disponible en las condiciones dadas para el ejercicio es la Cogeneración. Esta tecnología permite mejorar la eficiencia global en la generación eléctrica y térmica en conjunto, pasando de un 60% a un 75% en promedio. En Argentina existe un alto potencial de instalar cogeneración, el cual está dado por la demanda concentrada y simultánea de vapor y energía eléctrica, que se encuentra principalmente en los polos industriales y agrícolas. La cogeneración es una tecnología difundida en muchos países debido a su mayor eficiencia y su consecuente menor generación de GEI¹³.

3) Hipótesis de suministro de gas

Las fuentes para el aprovisionamiento de gas consideradas son las siguientes: reservorios convencionales, reservorios no convencionales (tight y shale gas), importación de Bolivia y finalmente importación de GNL. No se contempla la incorporación de biogás.

Se asume que la producción de gas convencional declina a razón de 3% por año y no se considera probable un descubrimiento de tal magnitud que pudiera modificar significativamente la declinación definida.

El gas no convencional se incorpora a partir del año 2014 (1.000 MMm3/año) y alcanza un volumen de casi 50.000 MMm3/año en el año 2035. Mayores volúmenes no se consideran factibles por limitaciones de logística y tiempo de desarrollo.

La importación de gas de Bolivia se incrementa hasta un máximo en el año 2022, a partir del cual comienza a reducirse paulatinamente, manteniéndose al final del ejercicio con un valor de 4.700 MMm3/año.

En el año 2022 se eliminan las importaciones de GNL, no siendo necesario ampliar capacidad de las instalaciones de recepción respecto de las existentes en la actualidad.

4) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

La producción de petróleo convencional declina a razón de 2,7% por año y no se considera como probable un descubrimiento de tal magnitud que pudiera modificar significativamente la declinación definida.

El petróleo no convencional se considera incorporado a partir del año y alcanza un volumen de casi 20 MMm3/año en el año 2035. Mayores volúmenes no se consideran factibles por limitaciones de logística y tiempo de desarrollo.

Con las producciones estimadas, se elimina la importación en el año 2029, quedando a partir de ese mismo un pequeño saldo exportable.

Se considera una única ampliación de refinería de 25 kbpd, que sería representativa de los pequeños proyectos de ampliación que están actualmente en etapas de ingeniería en las refinerías existentes.

La demanda de combustibles líquidos definida por el escenario de referencia (BAU¹⁴) es alta y tiene un crecimiento sostenido del 4% anual. Esto hace que se requiera importar una cantidad considerable de combustibles líquidos (principalmente nafta y gasoil). Si se optara por ampliar el parque refinador se pasaría de importar combustibles líquidos a importar crudo, por lo que la balanza comercial sería de todas maneras negativa en este aspecto.

En este punto CACME propone que antes de enfocarse en cómo satisfacer la demanda planteada, que tiene un crecimiento significativo a lo largo de todo el ejercicio, existe una gran oportunidad de reducirla o al menos, desacelerar su crecimiento; pasando a un escenario de demanda URE. Esto se puede lograr a través de la implementación de medidas de Eficiencia Energética en la demanda. Dichas medidas deberán estar enfocadas en primer lugar al transporte que es el principal consumidor de líquidos derivados del petróleo; a través de renovación del parque automotor, incorporando tecnologías más eficientes, y fundamentalmente, a través de la mejora del sistema de transporte público de pasajeros y el transporte de carga.

5) Observaciones y sugerencias

Durante el desarrollo del ejercicio se han identificado algunos puntos que se sugiere sean considerados en escenarios futuros con el objeto de enriquecer el trabajo. Uno de los puntos más importantes es la cogeneración como tecnología de generación eléctrica, para lo cual se debiera consensuar el potencial existente en Argentina así como su ubicación geográfica. Asimismo, existe un potencial de reconvertir algunas centrales térmicas de turbinas a gas a ciclo combinado, mejorando la eficiencia y las emisiones de GEI con un costo de inversión menor que sacando de servicio la central existente e instalando un ciclo combinado nuevo.

13 Gases de Efecto Invernadero

14 Business As Usual

Otro potencial de mejora del modelo es incorporar más detalle a las refinerías que son parte del proceso de transformación de la matriz energética, al igual que las centrales de generación eléctrica. Se sugiere a futuro considerar dos tipos de refinerías, ya que en el parque refinador de Argentina existe un alto potencial de incrementar la conversión de las mismas; lo que generaría mayor disponibilidad de combustibles de alto valor como nafta y gasoil, sin incrementar el petróleo procesado. Otro punto a mejorar es considerar el impacto sobre las emisiones de GEI del consumo interno de las refinerías, planteado en el modelo como el 4% del petróleo procesado. Asimismo, se debería incluir la generación de empleo asociada a las ampliaciones de capacidad de refinación.

Se deberá trabajar en obtener un escenario URE de la demanda de combustibles líquidos, punto con alto potencial ya comentado previamente.

Escenarista: CADER



1) Visión del Escenario

Los principales objetivos en el escenario energético son la integración de renovables y la descentralización, evitando la incorporación de nuevas centrales nucleares (se incorpora Embalse, pero se retira Atucha I en el año 2022) y minimizando la incorporación de grandes hidroeléctricas (sólo se incorporan tres proyectos: Cepernic, Chihuidos y Del Plata). Para lograr este desarrollo es necesario promover un marco legislativo y regulatorio dinámico y adaptado a las necesidades de los sectores público y privado (por ejemplo, medición neta, u otras medidas que tengan el impacto equivalente para la incorporación de energía distribuida)

Conjuntamente con estos objetivos principales, se buscan otras metas como la generación de empleos verdes, considerando que las energías renovables generan más puestos de trabajo que las convencionales (especialmente en biomasa, biogás y biocombustibles, e instalación de energías renovables distribuidas, como pequeñas fotovoltaicas)

Como consideración general se busca la descentralización del sistema eléctrico incluyendo la generación distribuida. Se considera que el resultado final será positivo en términos de equilibrio regional en los aportes de generación y mayor robustez debido a esta diversificación, además de las ventajas de la generación renovable distribuida. (Debe suponerse, hasta que se disponga de análisis cuantitativos que lo contradigan, que la distribución geográfica reduce los costes de balanceo y otros costos de la integración de intermitentes y variables)

Se considera que las tecnologías facilitadoras de esta descentralización, como el almacenamiento in situ y las redes inteligentes, se difundirán durante la próxima década (2015-2025). Es necesaria la aplicación de políticas que muestren apertura hacia la incorporación de nuevas tecnologías en la matriz energética.

Se espera en la primera década que los sistemas distribuidos, que hasta hoy mayoritariamente consumen diesel, incorporen renovables. Esto sucederá tanto por hibridación con intermitentes como por sustitución de combustibles fósiles por otros de origen biogénico, como por ejemplo biogás.

Este último se utilizará en primera instancia para generación de electricidad y cogeneración distribuidas donde sea posible y simultáneamente se dará comienzo a la inyección de metano en ductos.

Para poder tener una mayor integración de renovables se debe reforzar la integración eléctrica con la región, por lo cual la exportación y la importación se verán incrementadas para reducir los costes del balanceo y la compensación inter-estacional e interanual.

Se mantiene la inversión en equipos térmicos en función de su capacidad de balanceo, de su eficiencia termodinámica, y de su capacidad de utilizar biogénicos, en ese orden. Así, se completa la instalación de potencia eléctrica de manera de mantener una reserva levemente superior al 20%, con turbinas de gas u otros equipos de arranques y paradas rápidas que permitan balancear a las renovables intermitentes sin sacrificar eficiencia y con la posibilidad de consumir biodiesel o biogás u otros biogénicos; de esta manera se optimizan los recursos económicos, resaltando aspectos sociales, ambientales y de competitividad industrial.

2) Hipótesis de suministro eléctrico

Análisis por tipo de potencia renovable:

Eólica:

- No se considera incorporación de off shore.
- Mayor penetración en los primeros años Fc 42%, por el recurso y el grado de desarrollo de los proyectos.
- Objetivos de la modificación de la Ley 26.190 es un mínimo de meta de MW instalados a cumplir.
- Se considera la repotenciación en el 2035 del parque eólico actual
- Ubicación geográfica de los proyectos según proyectos concretos en cartera:
 - NOA no apto excepto proyectos de La Rioja: conocimiento del recurso y con potencia ≥ 400 MW
 - En PATAGONIA no se consideran proyectos de Fc 35%.
 - En CENTRO se considera hasta 300 MW con Fc 42%, que entran durante los primeros años (por recurso y ubicación en la red eléctrica)
 - En Provincia de Buenos Aires (Costa Atlántica y Bahía Blanca, principalmente) hay 1687 MW de potencia, la mayoría en Fc. 42%, incluyendo 1000MW del Parque Eólico Gral. Arias.
 - En CUYO se considera una entrada temprana de parque de Fc 35% principalmente en San Juan

Solar:

- Aumento de penetración de ambas tecnologías por mejora de precios más acelerada de lo previsto
- Primero entra solar distribuida:
 - necesidad de un aprendizaje en instalación y otros componentes del BOS, para lograr reducciones de costes.
 - ventajas de iniciar la transición a un sistema descentralizado

- Hasta 2025 no hay restricciones geográficas fuertes, más allá de ir desde el norte de la Patagonia hacia arriba para fotovoltaica distribuida.
- Los parques de decenas de megavatios o mayores estarían en paridad con fuentes convencionales a partir de 2025, lo que acelera la penetración.
- Instalación en NOA y Cuyo (zonas de alta insolación) próximas a la red de alta.

Biogás:

- Instalación de hasta 2.000 MW de generación con biogás consumen aproximadamente 15 MMm³/d. (1.3 mill ha de cultivos energéticos destinados a la producción de biogás para generación, 35 ton/ha, 200m³ biogás /ton, 60% CH₄, son 15 MMm³/d de bio-metano para generación). Se trata de condiciones de producción en áreas degradadas bajo supuestos conservadores.

Biomasa:

- 10 millones de has x 2 tn/ha. = 20 MM ton de biomasa seca, a 0.8 kg/kWh, corresponden a 3500 MW de biomasa con cultivo
- (sólo 10% del área semi-árida/sub-húmeda cultivable del país, que actualmente no se utiliza para agricultura. Se puede plantar pastizales u otros cultivos perennes que no requieren siembra permanente)
- 2000MW de biomasa residual
- Total: hasta 5500MW de biomasa

Pequeñas hidroeléctricas:

- Se instalan los 428MW contemplados en el escenario

Grandes centrales hidroeléctricas:

- Cepernic: 600 MW en el año 2021. Esta central permite compensar parcialmente la gran intermitencia producto de la incorporación de energía eólica en la Patagonia, dando estabilidad a la línea de extra-alta tensión de la Patagonia
- Chihuidos: 637 MW en el año 2022
- Cordón del Plata: 1.100 MW en el año 2025

3) Hipótesis de suministro de gas

Se supone una gradual sustitución de gas natural por biogás en ductos, por biogénicos en general en uso final (para uso industrial y de transporte). Para ello se requiere un plan en gran escala de biogás en base a cultivos energéticos y en menor medida del uso de residuos.

En la última década se espera la incorporación de biocombustibles de segunda generación y producción asistida de biogás.

Hacia el fin del periodo, 2035, se espera una utilización racional de los residuos y una estabilización del área bajo cultivo (irrigación-secano) en régimen de préstamo y devolución planificados.

En particular, se espera que al final del período de análisis la superficie afectada para la producción de biogás sea de aproximadamente 4 millones de hectáreas (que, a 35 ton/ha, y con un rendimiento de 200m³ biogás /ton y biogás de 60% CH₄, producen 45 MMm³/d de biometano, de los cuales 30 MMm³/d se inyectan a gasoductos mientras que los otros 15 se consumen en generación eléctrica con biogás).

La producción de biogás asistida (por ejemplo con H₂ producido a partir de electricidad renovable) podría incrementar significativamente estos volúmenes.

Se espera que la producción de gas convencional decline hasta los 92 MMm³/d en 2022, y luego aumente gradualmente hasta los 97 MMm³/d, pero sin recuperar los valores actuales de producción. Esta inyección se complementa con el biogás inyectado en ductos, que alcanza los 30 MMm³/d en el año 2035.

La producción de gas no convencional se mantiene hasta 2026, cuando comienza un crecimiento exponencial hasta alcanzar 43 MMm³/d. Esta proyección de la producción local permite limitar la importación de gas: se usa al máximo el contrato de importación de Bolivia, sin ampliarlo, y, de igual manera, se usan los dos barcos de LNG instalados actualmente, sin ampliar la capacidad de importación.

4) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

La electrificación y el uso racional de biogénicos, además de las medidas de eficiencia y uso racional de la energía, implican que no se justifique la ampliación de la capacidad de refinación. Bajo el escenario propuesto, progresivamente debiera disminuir el uso de combustibles líquidos.

Incluso los biocombustibles utilizados para el corte perderían progresivamente importancia ante mejores opciones en el uso de la tierra (como por ejemplo, la producción de biogás) e intermitentes (aportando a la electrificación de uso final) o bien serían sustituidos por biocombustibles de segunda generación (muchos de estos efectos no pueden ser considerados en el escenario analizado debido a las limitaciones naturales del mismo, pero refuerzan nuestra propuesta de no ampliar la capacidad de refinación)

En este contexto, se espera una capacidad de refinación constante durante las dos décadas de análisis, mientras que el petróleo local convencional disminuye su producción desde los 550 mil barriles al día hasta 325 mil barriles al día en 2035, y esta caída es compensada por un aumento de la producción de hidrocarburos no convencionales.

5) Observaciones y sugerencias

Hay muchas condiciones que deberían suceder para poder cumplir con el plan propuesto.

Por ejemplo, debería tenerse en cuenta que la financiación de las curvas de aprendizaje no deben ser una barrera, a fin de evitar retrasos en la difusión de nuevas tecnologías. Estos retrasos, producto de hacer cargar al desarrollador con los costos de aprendizaje, implican costos sistémicos mayores al considerar todo el periodo. Esta inter-temporalidad no se puede resolver por medio de la tasa de descuento del modo convencional, y por lo tanto se deben considerar mecanismos para evitar el encierro tecnológico en las opciones menos dinámicas (fósiles) que ya recorrieron el camino y debieran ser sustituidas.

El manejo de biogénicos debe aportar a la recuperación de suelos y ecosistemas degradados y esta función debe ser considerada como un co-beneficio en bienes comunes y también de apropiación privada.

Por ejemplo, debe incluirse en la planificación del riego y otras medidas de interés en la adaptación al cambio climático. Estos efectos integran nuestros supuestos a la hora de optar por estas tecnologías, pero no se reflejan en los resultados del Escenario.

El escenario no permite contemplar muchos fenómenos y efectos que esperamos sucedan durante las



próximas décadas, como una mayor sustitución de combustibles por electricidad -tanto en transporte como en hogares- y la utilización de energía solar térmica para calentamiento de agua y climatización.

Escenarista: FEP



1) Visión del Escenario, Hipótesis de suministro eléctrico

Nuestra visión es que hacia el 2050 la matriz energética debe tener emisiones nulas de gases de efecto invernadero. Para alcanzar este objetivo, la matriz de generación eléctrica debe acercarse a un 100% basada en fuentes renovables para el año 2035.

Para ello se incorporan, a lo largo del ejercicio, 27 GW de potencia eólica, distribuidos geográficamente y de diferentes factores de capacidad; 15,7 GW de potencia con combustibles biogénicos, entre biogás, biocombustibles y biomasa sólida; y 9,7 GW de potencia solar (tanto fotovoltaica como termoeléctrica).

Se procuran minimizar tanto los impactos globales como locales. Entre los primeros, emisiones de gases de efecto invernadero; entre los segundos, los generados en el ciclo del combustible nuclear y por las grandes represas. No se incorporan proyectos hidroeléctricos, salvo los considerados mini-hidro. Se elimina gradualmente la generación nuclear (saliendo de servicio todas las centrales nucleares actualmente en funcionamiento) y el uso de carbón.

En cuanto a los cambios del uso del suelo, se da prioridad al criterio de garantizar soberanía alimentaria y equidad social en el uso de la tierra. Al final del ejercicio (2035), el suelo debiera mostrar mejores indicadores que al inicio (2010).

En el medio y largo plazo se procura garantizar seguridad de suministro y producción de alta integración nacional. Se da prioridad a la generación descentralizada. El escenario supone una fuerte ampliación del SIN y una integración regional del mismo, lo que facilita los intercambios energéticos de modo de aprovechar regionalmente los potenciales de energías renovables. En tal sentido, la exportación e importación de electricidad es parte constitutiva de nuestra visión en el mediano y largo plazo.

En general, las nuevas obras se encuentran conformadas por tecnologías de generación por fuentes renovables que consideramos los suficientemente maduras. Por otro lado se tiene en cuenta que algunas tecnologías carecen aún de una base empírica para planificar su uso masivo (geotérmica, marina) y que en la segunda década deberá darse prioridad a la diversificación de la paleta de renovables para facilitar su curva de aprendizaje local. Asimismo, se considera que en la década del 2025 al 2035 se incorporarán tecnologías que permitan incorporar una alta penetración de energías renovables intermitentes, como smart grids, sistemas de almacenamiento, sistemas vehicle-to-grid, etc.

Se plantea la minimización de líquidos fósiles y su sustitución por biogénicos, como el biogás. La rápida entrada del uso de biomasa descentralizada permite la sustitución de centrales térmicas ineficientes, además de representar potencia firme en respaldo de otras tecnologías como la eólica o la solar. Además se elevan los niveles de margen de reserva de forma considerables, manteniendo niveles de reserva por arriba del 20% a partir del 2015.

El despacho prioriza el uso y la incorporación de renovables; las energías renovables desplazan generación térmica que queda en desuso y que se retira de servicio, comenzando por aquellas centrales de más años y menor eficiencia térmica.

En cuanto a la generación por fuente de energías convencionales, solo se incorporan 750MW de turbinas de gas, para permitir abastecer la demanda y garantizar reserva durante los primeros años, antes de que puedan ingresar parques de energías renovables a gran escala.

2) Hipótesis de suministro de gas

El uso del gas disminuye a lo largo de todo el periodo, por ahorro tanto en el sector eléctrico como en el total. La importación se verá limitada a los ductos desde Bolivia y no se ampliará el uso del GNL por razones ambientales globales y locales y de seguridad de suministro. Por razones ambientales no se explotan yacimientos de gas no convencional. La producción de gas convencional declina durante los primeros años y luego se estabiliza alrededor de los 97 MMm³/d.

El uso de biogás en ductos se hará con extrema precaución para cumplir con requisitos sociales y ambientales, en particular los referidos a uso del suelo, ya que se espera un creciente componente de cultivo energético a lo largo de los gasoductos ya instalados. Al final del período se espera que el suelo se encuentre en mejores condiciones en cuanto a su balance de nutrientes y de carbono. Con estas condiciones se espera un uso creciente con tasas de crecimiento algo menores a las que se presentan en otros países, como Alemania. El alto costo del biogás en este ejercicio permite cubrir en exceso todos los requisitos sociales, ambientales y de soberanía alimentaria.

3) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

La producción de petróleo convencional declina durante los primeros años y luego se estabiliza alrededor de los 498 k bbl/d. Por razones socio-ambientales no se explotan yacimientos de petróleo no convencional por lo que no se amplía la capacidad de las refinerías.

Los combustibles utilizados para usos no-eléctricos (como transporte, industrias, etc.) tienen cortes crecientes de biocombustibles, alcanzando el 15% de corte de biodiesel en el gas oil y 20% de corte de bioetanol y biooil en naftas y fueloil, respectivamente.

Escenarista: FVSA



FUNDACIÓN
VIDA SILVESTRE
ARGENTINA

1) Visión del Escenario

Las grandes líneas rectoras para el delineamiento de la provisión de la energía eléctrica hasta el año 2035 han sido:

- Reducir fuertemente las emisiones de GEI en línea con su eliminación hacia el año 2050: apelando a los combustibles como biomasa, biocombustibles y biogás.
- Evitar todo tipo de generación que sea efectiva o potencialmente perjudicial para la salud humana y el medio ambiente: centrales a carbón, centrales nucleares y algunos proyectos hidroeléctricos.
- Utilizar aquellas opciones que sean económicamente viables y moderen el costo de la energía eléctrica: favoreciendo las tecnologías más económicas al principio e introduciendo las otras a medida que su madurez tecnológica vayan abaratando sus costos.
- Comenzar con el desarrollo de aquellas tecnologías que aunque actualmente no resulten atractivas económicamente, se perfilen como promisorias para el futuro.
- Sostener el margen de reserva por encima del 20%.

2) Hipótesis de suministro eléctrico

Los puntos considerados han sido:

- Gases de Efecto Invernadero (GEI). Todos los países, en la medida de sus posibilidades, deben contribuir a mitigar esta problemática global.
- Generación Termonuclear. Se propone acotar el desarrollo de tecnología nuclear a las aplicaciones medicinales y de materiales así como promover la creación de una Comisión Nacional de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía que tome en sus manos el desarrollo científico y tecnológico en estos temas.
- Generación hidroeléctrica. Se excluyen las megacentrales por los altos costos ambientales, y se prioriza el desarrollo de centrales hidroeléctricas de pequeña/mediana escala.
- Hidrocarburos no convencionales. La explotación de hidrocarburos no convencionales, representa un elevado costo ambiental, incluso mayor que los hidrocarburos convencionales. Algunos de ellos son:
 - Las fugas a la atmósfera empeoran el balance de GEI para el shale gas.
 - Impactos ambientales locales, particularmente superficiales y relacionados con el uso intensivo del suelo, infraestructura, etc.
 - Alta demanda de agua dulce, que dependiendo de la localización, puede incidir negativamente sobre otros usos humanos y ecosistémicos de este recurso.
 - Riesgos de contaminación del agua superficial y subterránea, relacionados con la disposición y manipulación de los fluidos utilizados.

Por estas razones, su utilización en el modelo fue minimizada, priorizándose la inversión en exploración y explotación de reservas de hidrocarburos convencionales, en cuencas sub-exploradas.

Se enumera el parque de generación seleccionado en orden de importancia a las potencias instaladas en cada tecnología.

Para materializar toda esta visión se seleccionó una paleta de tecnologías, de acuerdo al siguiente detalle, remarcando que, la principal fuente en este modelo, utilizada por todos los escenaristas ha sido el Uso Racional y Eficiente de la Energía con 50 TWh/año, mayor que cualquiera de las otras fuentes adicionadas en conjunto.

Por lo tanto parte de este modelo además de la incorporación de nuevas centrales eléctricas, se basa fuertemente en una reducción de la demanda. Sintetizando, existe implícita en el modelo una central eléctrica virtual que quema eficiencia energética produciendo 50 TWh/año al 2035.

Para mejorar rápidamente el margen de reserva y evitar importaciones de energía eléctrica se recurre a incorporar en un principio algunas turbinas de gas a ciclo abierto, hasta 600 MW. En el futuro debieran cerrarse como ciclo combinado, alternativa no contemplada en el modelo.

Se priorizan los proyectos eólicos tipo 3 y tipo 2, en ese orden. En el año horizonte se incorporan al sistema eléctrico 10.000 MW en este tipo de tecnología.

La biomasa supera la disponibilidad de material combustible sin costo existente hasta los 2.000 MW y se agregan 5.500MW más de potencia (con costos de combustible), entre otros motivos por su efecto multiplicador en la generación de empleo totalizando 7.500 MW.

En lo que hace a la energía solar, se potenciaron los proyectos en sintonía. Su incorporación al final del periodo alcanzan los 6.500 MW.

También por su conveniencia económica, se asigna una participación importante a los proyectos hidráulicos, con unos 4.300 MW. Aquí se incluyeron todos los proyectos vigentes menos las grandes centrales de pasada y los proyectos Kirchner y Cepernic.

Para diversificar la matriz y reducir la presión sobre los combustibles fósiles se implementaron 2.850 MW de motores funcionando con biocombustibles y 2.850 MW con biogás.

La tecnología geotérmica se consideró con una participación de 1.250 MW. Se incluyeron 600 MW de generación con Residuos.

Los proyectos minihidros se incorporan rápidamente hasta completar el potencial existente según los estudios de 400 MW.

No se contemplaron proyectos nucleares, así como, a su vez, se procedió al retiro de Atucha I en 2025. Por sus altos costos y potencial peligro a la salud humana y al ambiente.

Se descartaron los proyectos a carbón. Los proyectos mareomotrices también fueron descartados por su alto costo y su impacto ambiental.

No se hicieron retiros de centrales por considerar que a bajo costo pueden mantenerse como reserva, y porque su retiro incrementaría la incorporación de potencia nueva al sistema. El total de potencia eléctrica incorporado asciende al final del período, en el año 2035, a 37.000 MW.

3) Hipótesis de suministro de gas

El modelo de los Escenarios contempla las siguientes opciones:

- gas natural convencional extraído de su propio subsuelo,
- gas natural importado de Bolivia (también convencional),
- explotación de gas no convencional también en el subsuelo argentino,
- gas natural licuado importado mediante barcos,
- generar e inyectar biogás, mezclándolo en el sistema,
- se contempla solo UREE del lado de la demanda en un 14%.

Las hipótesis de trabajo en el gas natural, se ven desdibujadas por la exclusión en el modelo de la posibilidad de trabajar del lado de la demanda haciendo UREE en el gas en donde sólo se admite un 14% de reducción cuando una política efectiva en el tema debería conseguir valores mayores. FVSA refuerza más cabalmente nuestra propuesta general de trabajo en donde promovemos la aplicación de UREE para todas las fuentes, sectores y usos finales del sector energético argentino.

Así y todo, para no abandonar el ejercicio, nuestro modelo excluye la posibilidad de recurrir al gas natural no convencional por los motivos ambientales mencionados anteriormente y, además, por las siguientes razones.

1. La utilización de shale-gas no contribuye a la descarbonización de nuestra matriz energética.
2. La apuesta al shale gas inhibe el avance de las energías renovables y una matriz diversificada.

A partir de esta situación frente a los recursos no convencionales las opciones que restan son:

1. Sostener la producción actual de GN convencional a partir de recrear las condiciones favorables para la exploración y explotación. Se sostiene la producción a los valores actuales hasta el 2035.
2. Importar gas natural de Bolivia. Este gas es de extracción convencional. Su importación pasa de 17MMm³ en 2013 a 37MMm³/d en 2035.
3. Explotación de gas no convencional también en el subsuelo argentino. Se sostiene a los niveles actuales de 5MMm³/d.
4. Importación de gas natural licuado mediante barcos. Se eleva levemente de los 16 actuales a 22MMm³/d en 2035.
5. Generación e inyección de biogás, mezclándolo en el sistema. Alcanzando los 31 MMm³/d en 2035.

Optamos por la importación. En síntesis pretendemos asumir que en el caso que el gas convencional no pudiera sostenerse en producción, debería reforzarse aún más la política tendiente a ahorrarlo.

4) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

Valen aquí los mismos argumentos que los sostenidos en el punto del gas natural, en relación con los temas ambientales y los factores políticos, institucionales y regulatorios que explican la falta de inversión en la exploración. Para sostener la brecha entre producción y consumo se recurre en el modelo a la importación de combustibles y al incremento en la producción de biocombustibles.

El escenario se resume entonces de la siguiente manera:

1. La producción de petróleo convencional se mantiene a los valores actuales hasta 2035
2. La producción de petróleo no convencional se mantiene a los valores actuales hasta 2035
3. La importación de petróleo se incrementa hasta los 16 k bbl/d en 2035

El combustible procesado adicional se suple con importación. Es sólo una solución a plantear dentro de las limitaciones de este modelo que no contempla la inclusión de medidas de uso racional y eficiente, lo cual para nuestra mirada de política energética resulta en una fuerte limitación.

5) Observaciones y Sugerencias

Acerca del modelo

La FVSA entiende que, al igual que lo que ocurre en muchos países del mundo, el sistema energético debe ser planificado en forma conjunta considerando tanto las distintas fuentes energéticas, como los distintos sectores de consumo y usos finales. Esto se conoce como Planificación Integrada de los Recursos, PIR.

Las ventajas de modelizar según nuestra propuesta son:

- Transformar el ejercicio en un auténtico ejercicio de política energética nacional, mostrando claramente la necesidad de intervenir del lado de la demanda, y cuáles son las políticas necesarias para que esto ocurra.
- Crear en los escenaristas conciencia acerca de esta posibilidad.

Esto de por sí, enriquecería el debate y daría mayor viabilidad a las propuestas planteadas.

Inclusión de Cogeneración

La cogeneración debe estar contemplada en el modelo. La omisión de la cogeneración significa una falla importante en la propuesta final, ya que este modo de generación presenta claros beneficios para el sector energético, a saber:

- Mayor rendimiento, b) Menores costos e impactos ambientales, c) Menor necesidad de transmisión y distribución, d) Inversión producida desde el sector privado.

Siendo que los escenarios tienen como objetivo proponer una visión completa de la dirección que debería transitar nuestro sector energético, la ausencia de la cogeneración representa en una merma importante en la contribución hacia un análisis sustentable del futuro del sector.

También debería estar consideradas las tecnologías:

1. Solar fotovoltaica distribuida
2. Posibilidad de cerrar los ciclos de TG
3. Repotenciación de las centrales hidroeléctricas

En síntesis, el escenario es un aporte para el debate acerca de la política energética a llevar adelante en la

actual coyuntura argentina, con miras a un mediano y largo plazo, y por eso mismo una excelente herramienta para el hacedor de políticas públicas que deba involucrarse en tan ardua tarea. En tal sentido debemos tender a mostrar las alternativas que se encuentran desarrollando en el mundo y evitar modelar lo ya hecho proyectándolo hacia el futuro.

Escenarista: UBA



1) Visión del Escenario

En esta nueva versión del trabajo se pretende hacer un aporte al debate ofreciendo una alternativa plausible de aprovisionamiento eléctrico entre el año 2015 y el 2035, proponiendo un parque generador suficiente para satisfacer la demanda establecida. Esto admite distintas alternativas y combinaciones tecnológicas, por lo que se hace necesario identificar un objetivo a perseguir, junto con las restricciones que lo rodean. En el presente trabajo, el objetivo a perseguir consiste en minimizar el costo de la energía eléctrica en el período considerado, sujeto a una serie de restricciones descriptas a continuación.

1. Un escenario sustentable no admite satisfacer la demanda eléctrica a expensas de un incremento en las emisiones.
2. Valorizar la diversificación de la matriz energética. Si bien seguramente sería posible reducir el costo de la energía eléctrica seleccionando una única fuente (la más barata), esto no sería deseable por la dependencia de tecnologías y recursos que produciría.
3. Cautela en la selección de ciertos proyectos que resultan controvertidos por otras cuestiones ambientales, v.g. la grandes centrales hidráulicas de pasada, o una excesiva proliferación de tecnología nuclear.
4. Índole exclusivamente técnica: la reserva de potencia. Se propende a no empeorar esa situación y, en lo posible, a mejorarla.
5. Introducción de una vasta amplitud de nuevas tecnologías se hace ineludible. Algunas porque resultan francamente convenientes desde el punto de vista técnico - económico actual. Pero otras, porque aunque no resulten económicas desde la perspectiva contemporánea, es posible que lo sean en el futuro.

2) Hipótesis de suministro eléctrico

Para materializar toda esta visión se seleccionó una paleta de tecnologías, de acuerdo al siguiente detalle. Proyectos eólicos: no se incorporaron proyectos marítimos (tipo 1) por su elevado costo, pero sí una generosa dotación de los proyectos tipo 2 y 3. De acuerdo a la ubicación geográfica, y a la evolución a través de los años, se concluye en el año 2035 con unos 9.000 MW adicionales.

Energía solar: se descartaron los proyectos de solar concentrada, por su elevado costo. En cuanto a los proyectos fotovoltaicos, su costo se vuelve competitivo recién con el correr de los años, motivo por el cual se incorporan hacia el final del período, alcanzando los 3.000 MW. Debido a su reducido factor de carga, su participación en términos energéticos es apenas incipiente.

Mareomotrices: fueron descartados por su alto costo.

Biomasa: Se aprovechó la disponibilidad de material combustible sin costo por unos 2.000 MW (desechos no aprovechados), y se adicionó más potencia (con costo de combustible), entre otros motivos por su efecto multiplicador en la generación de empleo. Se totalizaron unos 5.500 MW.

Motores funcionando con biocombustibles y con biogás: se implementaron 1.800 MW de cada tipo, para diversificar la matriz y reducir la presión sobre los combustibles fósiles.

Minihidros: se insertaron unos 400 MW con la mayor celeridad, alcanzándose casi el máximo posible en relación a los estudios existentes.

Nucleares: Se incorporaron 1.600 MW en total, i.e. dos centrales de 800 MW cada una.

Turbinas de gas a ciclo abierto, para extinguir lo antes posible la importación de energía eléctrica se incorporaron unos 700 MW. En el futuro debieran cerrarse como ciclo combinado.

Ciclos Combinados: Se agregaron unos 2.400 MW, sobre todo para cubrir períodos en donde la reserva resultaba resentida por los cronogramas de obra y las características de otros tipos de tecnología. Sería muy deseable que estos proyectos pudieran modelarse, y desde luego implementarse, como cogeneración. Esto aumentaría su rendimiento a valores de hasta 75%, con el consiguiente beneficio en términos de eficiencia, costos, emisiones y menor presión sobre el sector gasífero.

Es así que hasta aquí, la incorporación de máquinas térmicas convencionales adiciona más de 3.000 MW.

Se descartaron, por cuestiones ambientales, los proyectos a carbón.

Proyectos hidráulicos, importante participación de unos 7000 MW que incluyen todos los proyectos vigentes menos las grandes centrales de pasada, por su controvertida performance ambiental.

3) Hipótesis de suministro de gas

Un capítulo aparte merece el tema de la disponibilidad de gas natural. Las alternativas existentes para Argentina son diversas: el gas natural convencional extraído de su propio subsuelo, el gas natural importado de Bolivia, la posibilidad de explotación de gas no convencional argentino, el gas natural licuado importado mediante barcos y, por último, la posibilidad de generar e inyectar biogás, mezclándolo en el sistema.

Se ha decidido reducir la importación de gas para evitar la sangría de divisas. Se hace de manera gradual, primero con el gas licuado, y luego con el gas boliviano. Las necesidades se cubren con gas convencional (que ante un sendero de precios crecientes como el adoptado, se estima reaccionará de manera positiva revirtiendo, o al menos deteniendo, la tendencia negativa actual), con gas no convencional y con una al prin-



cipio pequeña pero creciente porción de biogás.

Es necesario resaltar que la caída en la producción doméstica convencional se explica predominantemente por la ausencia de precios y condiciones político institucionales adecuadas (según opinión de la mayoría de los especialistas en política energética). En ningún caso se esgrimen cuestiones geológicas.

Existen varios motivos, en general, para que la información sobre reservas -y las reservas mismas- sean escasas.

- El primero es, por supuesto, el precio. Con precios bajos la oferta se retrotrae, y con precios crecientes, la oferta se despliega.
- Otro motivo es de carácter dinámico: se realiza (por su costo) la exploración estrictamente necesaria para la explotación en el plazo más cercano.
- Y por último, cuestiones estratégicas: si se descubren reservas inesperadamente y en gran magnitud (a pesar de no estar buscándoselas en tal cantidad), se mantienen sin informar, para no deprimir los precios.

Siendo así, este escenario tiene como uno de los objetivos políticos más importantes el de extinguir las importaciones de energía completamente de aquí a 20 años. Pero eso exige política económica e institucional para producir energía propia.

Por otra parte, también en el segmento de combustibles se debe guardar cierta consistencia con lo hecho en el sector eléctrico. Allí también se debe atender una demanda eléctrica preestablecida. Para ello, todos los escenarios requieren agregar, de una u otra forma, entre 30.000 y 40.000 MW adicionales. De todas formas, considerando que la demanda de combustibles está prefijada de antemano y que escapa a las posibilidades del ejercicio modelarla adecuadamente previendo reducciones por eficiencia o por coyunturas macroeconómicas, es posible de todos modos apelar a criterios de eficiencia. En efecto, así como en energía eléctrica existe el concepto de NegaWatts, que consiste en reemplazar oferta eléctrica de MegaWatts por reducciones de demanda equivalentes, afrontando costos para hacer eficiencia y reducir la demanda, es posible imaginar algo similar para los hidrocarburos. De esta manera, para el gas podríamos hablar de Negam³/día para aludir a los MMm³/día evitados. Y el costo para suministrar estos Negam³/día sería el costo de evitar la demanda de esa cantidad de MMm³/día.

Si asumimos que cierta parte de la oferta de gas convencional no es físicamente gas convencional, sino Negam³/día, esto es, MMm³/día evitados en la demanda, y si el costo de evitar la demanda es el costo del gas convencional, el modelo estaría admitiendo, de algún modo, el modelado de eficiencia en la demanda. Consideramos que la reducción de la demanda se dará gratuitamente por desgraciadas coyunturas macroeconómicas, pero aun en la situación afortunada de que no las hubiera, si aplicamos el costo del gas convencional a evitar demanda con eficiencia, ese monto será más que suficiente para lograr el objetivo. Así, el fin buscado de matchear oferta doméstica con demanda doméstica quedaría garantizado. O porque la demanda no crece, o porque crece junto con la oferta, o porque la oferta no crece, pero la demanda tampoco, porque aplicamos el dinero a reducirla con eficiencia.

El único contrargumento plausible a todo este esquema sería que la demanda de energía podría crecer sostenidamente incluso con caídas en el crecimiento económico. Que no sólo no seríamos capaces, como país, de aumentar la productividad por unidad de energía, sino que la haríamos descender ruinosamente. Que caídas en el PBI irían acompañadas de un derroche energético tal, que aun así aumentaría monótonamente la demanda de energía, más allá del crecimiento vegetativo poblacional. Que el deterioro en el desempeño económico iría acompañado de un fomento irresponsable en el consumo, con tarifas por debajo de los costos, que conducirían a una demanda desbocada y a una oferta retraída. Se trata de un escenario tan negro que nos abstenemos de considerarlo, al menos desde el punto de vista propositivo: el de las preferencias y recomendaciones que impregnan la naturaleza de este ejercicio.

4) Hipótesis de suministro de petróleo y derivados

La producción de petróleo viene cayendo, provocando incluso la importación de algunas cantidades durante 2014 y algunas previstas para 2015. Algo más grave sucede con la capacidad de refinación, al punto que el déficit energético no se cubre precisamente con crudo, sino con combustibles importados. Se trata, otra vez, de una situación inadmisibles para un plan a 20 años. Resulta plausible replicar aquí las argumentaciones esgrimidas (vid. supra) en el sector gasífero.

La refinación, consideramos que debe encontrarse atada con la producción de petróleo crudo. Una vez lograda la "proeza" del autoabastecimiento energético, con crudo suficiente, resultaría paradójico no estar en condiciones de refinarlo, y terminar exportándolo para, a su vez, importar los combustibles líquidos derivados.

La ampliación de la capacidad de refinación asumida incorpora las inversiones y los costos asociados, no obstante lo cual, el costo final para la energía resulta más que razonable, mostrando la viabilidad de la propuesta.

El uso de biocombustibles, se considera una alternativa interesante pero sujeta todavía a ciertas controversias técnicas. Por lo tanto, se incorporó moderadamente un corte paulatino, que a la vez contribuye a morigerar los requerimientos de combustible fósil.

5) Observaciones y Sugerencias

Es posible satisfacer la demanda a costos razonables para la energía eléctrica sin desatender las emisiones y otros criterios técnicos como la reserva de potencia, etc. Es así que, con el ejercicio realizado, se llega a inversiones, costos de combustible y costos O&M medios para la energía eléctrica en todo el período del orden de 75 US\$/MWh, reduciendo las emisiones a aproximadamente la mitad de su valor actual y extinguendo por completo las importaciones de energía. Esto se logra con tecnología viable en un marco de precios crecientes para los combustibles fósiles, lo que en alguna medida hace económicamente viable optar gradualmente por tecnologías verdes en detrimento de las convencionales.

