CEARE

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

TESIS

MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

Matriz Energética: sus implicancias en la huella de carbono de productos.

Preparada por: Ing. Mariela Beljansky

Director de Tesis: Dr. Eduardo R. Zapata

NOVIEMBRE 2012

Agradecimientos, tengo a montones ya que han sido muchos quienes me han ayudado a poder hacer la maestría y a terminar esta tesis. Cuando la empecé parecía que era eterna y ahora estoy casi disfrutando ese sabor que tiene el deber cumplido y hasta siento un poco el vacío.

Gracias Luis por todo tu amor, por tu paciencia, por tus ideas y porque estar al lado tuyo me enriquece, me hace bien, me da alegría, me da fuerza, me da paz. Gracias por hacer la maestría juntos. Ser compañeros como en la facultad me hizo sentir que seguimos siendo un buen equipo.

Nico hijito mío, gracias por tanta paciencia, por ayudar para que pueda terminar, por tus sonrisas, por tus abrazos con amor.

A mi mamá, a mi hermana y familia, por cuidar a Nico, por estar siempre ahí ayudando con lo que hacía falta.

A mi hermano, por animarse a hacer la maestría. Eso nos permitió pasar mucho tiempo juntos, como cuando era chica y la experiencia me resultó muy gratificante.

A mis amigas, Melina, María Laura y a sus familias, por la ayuda enorme que me han dado entreteniéndolo a Nico para que pudiéramos estudiar.

A mi tutor, por sus aportes valiosos y por su excelente predisposición para leer y saber escucharme.

Gracias a todos!!!

"MATRIZ ENERGÉTICA: SUS IMPLICANCIAS EN LA HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS"

TESIS DE MAESTRÍA

TABLA DE CONTENIDOS

I INTRODUCCIÓN 3
II MOTIVACIÓN 4
III OBJETIVOS 5
IV METODOLOGÍA 5
V PREGUNTAS QUE SE ESPERAN RESPONDER EN ESTA TESIS DE MAESTRÍA 7
VI HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN Y SUPUESTOS QUE NO SERÁN CUESTIONADOS ... 7
VII DESARROLLO DEL TRABAJO 8
VIII SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ARGENTINA 8
1. BALANCE ENERGÉTICO 8
2. PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO 13
3. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES 17
4. DEMANDA DE GAS, CARBÓN Y LÍQUIDOS 23
5. GENERACIÓN ELÉCTRICA 25
6. DEMANDA DE ELECTRICIDAD 30
7. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y CONSECUENCIAS AMBIENTALES GLOBALES Y LOCALES A CAUSA DE ESTE SECTOR 33
8. REFLEXIONES SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO 39
IX ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2030 41
1. DATOS DE PARTIDA DE LOS ESCENARIOS 41
1.1. EVOLUCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA Y DE GAS 41
1.1.1. escenario tendencial 42
1.1.2. escenario ure 43
1.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES. 43
1.3. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN & MANTENIMIENTO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS Y FACTORES DE PLANTA ASOCIADOS. 45
1.4. PUNTO DE PARTIDA DE SIMULACIÓN ESCENARIOS. 50
2. SUPUESTOS DE LOS ESCENARIOS CONSTRUIDOS 51
3. LA SELECCIÓN REALIZADA Y SUS CRITERIOS 52
4. RESULTADOS DE LOS CUATRO ESCENARIOS ENERGÉTICOS 55
4.1. CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE DE GENERACIÓN PROYECTADO 55

4.2. RETIRO DE CAPACIDAD INSTALADA EN EL PARQUE ACTUAL 60

4.3. CARACTERÍSTICAS DEL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES 61

4.4. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS TOTALES 68

4.5. EMISIONES DE GEI, DE SO_2, DE NO_2 Y DE MATERIAL PARTICULADO PM10 76

X FACTOR DE EMISIONES DE LA RED ELÉCTRICA ARGENTINA 78

1. MÉTODOS DE CÁLCULO 78
2. EVOLUCIÓN FACTOR DE EMISIONES DE LA RED 2004-2011 81
3. PROYECCIÓN FACTOR DE EMISIONES DE LA RED 2012 - 2030 82

XI HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS Y OTROS SISTEMAS DE ETIQUETADO 85

1. DESCRIPCIÓN DE DIFERENTES INICIATIVAS 85
2. PRODUCTOS CUYA HUELLA YA SE CALCULA 87
3. BARRERAS PARA CALCULAR HUELLA DE CARBONO EN ARGENTINA Y ÁREAS DE VACANCIAS 90
4. PROTOCOLOS PARA CALCULAR INVENTARIOS DE GEI QUE SE USAN PARA CALCULAR HUELLA DE CARBONO 92

4.1. DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006 PARA LOS INVENTARIOS NACIONALES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO 92

4.2. PAS (PUBLICLY AVAILABLE SPECIFICATION) 2050 (GRAN BRETAÑA) 93

4.3. ISO (ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACIÓN) 95

4.3.1. Norma ISO 14064 95

4.3.2. Norma ISO 14065 de 2007 96

4.3.3. Norma ISO 14067 97

4.4. PROTOCOLO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (WORLD RESOURCES INSTITUTE) 97

4.5. MÉTODO BILAN CARBONE 100

4.6. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA TSQ 0010 (JAPÓN). "PRINCIPIOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN Y ETIQUETADO DE LA HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS" 101

XII CLUSTERS PRODUCTIVOS Y EXPORTACIÓN 102

1. RESPUESTAS FRENTE A LAS INICIATIVAS DE HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS EXPORTADOS 102
2. CANASTA DE PRODUCTOS EXPORTABLES DE ARGENTINA QUE RESULTAN MÁS VULNERABLES A LOS REQUERIMIENTOS DE HUELLA DE CARBONO 103
3. PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE GEI EN LA HUELLA DE CARBONO DE LOS VINOS ARGENTINOS 104
4. POSIBLES IMPACTOS EN LA HUELLA DE CARBONO DE LOS VINOS DEBIDO A LA EVOLUCIÓN DE LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS 106

XIII REFLEXIONES FINALES Y RECOMENDACIONES. 108

LISTA DE TABLAS 110

LISTA DE FIGURAS 112

GLOSARIO SIMPLIFICADO DE TÉRMINOS EMPLEADOS EN ESTE TRABAJO 115

BIBLIOGRAFÍA 116

I INTRODUCCIÓN

La Huella de Carbono representa las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) causadas directa e indirectamente por un individuo, organización, producto, etc., expresadas en términos de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}). En este sentido, la Huella de Carbono es una medida del impacto que provocan las actividades del hombre sobre el ambiente, determinada en base a la cantidad de CO_2 producido por ellas. Una parte sustancial de esas actividades cotidianas generan emisiones de dióxido de carbono y de otros gases de efecto invernadero que contribuyen a acelerar el proceso de calentamiento global y el cambio climático.

Como consecuencia de ello, desde hace ya varios años la importancia de un ambiente sostenible en relación a la producción de bienes ha crecido considerablemente, y la presión en esa dirección está aumentando, tanto desde los consumidores como desde los canales de distribución, impulsando a que la totalidad de la cadena de valor de un producto sea evaluada al respecto.

Alineados con lo anterior, los mercados internacionales presentan una tendencia cada vez más marcada hacia el consumo de productos que no contribuyan al calentamiento global, focalizándose en bienes cuya elaboración genere la menor cantidad de GEIs.

Esta tendencia se debe, en gran parte, a que tanto los países desarrollados como aquellos con economías en transición han celebrado un compromiso legalmente vinculante (Protocolo de Kyoto, 1997), por medio del cual se obligan a reducir o limitar las emisiones de GEIs, para el período 2008-2012 tomando como referencia las emisiones de 1990.

Si bien aún no está claro qué tipo de acuerdo será el que continúe a la primera fase del Protocolo de Kyoto, se estima que, debido a los potenciales compromisos “puertas adentro” de los países con metas cuantitativas, podría existir una presión sobre los productos importados para que éstos sean producidos con iguales niveles de emisión de GEIs que los de origen nacional. Esta presión es generada por los productores locales de esos países para que sus productos compitan en “igualdad de condiciones” con los producidos en países sin restricciones de emisiones. Sin duda, estas restricciones se traducirán en un aumento de los costos de producción.

Es importante destacar que la Huella de Carbono (o “Carbon Footprint” en inglés) de cada producto incluye las emisiones no sólo del proceso productivo en sí, sino también las emisiones de sus materias primas, el transporte desde el origen (materias primas) y hasta los centros de consumo e inclusive las emisiones ocasionadas por su disposición final. Es común que al hablar de Huella de Carbono (HC), se mencione que mide las emisiones desde la cuna y hasta la tumba del producto.

Existen recientes iniciativas de diversos países desarrollados que comprenden la posible aplicación de distintos instrumentos como: aranceles, subvenciones ‘verdes’ y mecanismos de defensa comercial y la puesta en marcha de estándares y esquemas de etiquetado, entre otros, que con el argumento de una presunta defensa del medioambiente pueden terminar convirtiéndose en medidas comerciales proteccionistas encubiertas. (CEI, 2012).

Es así que los estándares y esquemas de etiquetado, si bien se originan en el diseño de la política ambiental interna, culminan constituyéndose en requisitos de acceso a los mercados: pueden referirse a los productos en sí o a sus procesos productivos y

adoptar el carácter de obligatorios o voluntarios (aunque en muchos casos se transforman de hecho en requisitos obligatorios de acceso a los mercados).

Existen distintas propuestas –que se están debatiendo principalmente en el ámbito de la Unión Europea– tendientes a promover etiquetados basados en la huella de carbono. Estas iniciativas, que por el momento son voluntarias, alcanzan a distintos productos. Si bien existen diversos métodos de cálculo, aún no se ha alcanzado un consenso sobre la metodología más apropiada para la medición de la huella de carbono, lo que de por sí dificulta el debate (Hoppstock, 2010).

Un concepto que a veces se asocia al de huella de carbono, pero con un significado y alcance diferentes, es el de huella ecológica. La huella ecológica –expresada en hectáreas globales– tiene como objeto medir el área de tierra y agua biológicamente productivas que son necesarias para producir los productos y servicios consumidos por una población, así como para absorber los residuos generados por las actividades o poblaciones. La huella ecológica constituye una medida biofísica y por lo tanto, no toma en cuenta otras dimensiones, como las sociales y económicas. (WWF, 2008).
La huella de carbono también se asocia al concepto de "*food miles"* o kilometraje de los alimentos. Este último involucra la medición de las emisiones correspondientes al transporte de los alimentos desde el lugar de producción hasta el centro de consumo. Esto fue inicialmente desarrollado en el Reino Unido y apunta a capitalizar el creciente interés que los consumidores tienen con respecto a los impactos ambientales de sus estilos de vida.

En este contexto, dos supuestos fuertes proveen el marco de análisis para el desarrollo metodológico que sustenta la presente investigación. Por un lado, se parte de la hipótesis de que un escenario posible incluye restricciones comerciales a productos exportables cuya Huella de Carbono supere algún umbral que sería establecido por los países que tienen obligaciones de reducir o limitar sus emisiones, o por las empresas que establecen políticas internas alineadas con disminuir su propia Huella. En otros términos, se podría decir que se asume que existirá una tendencia hacia una economía mundial menos intensiva en términos de emisiones de GEIs (conocida como *green economy*). El otro supuesto es que, al calcular la Huella de Carbono de un producto, parte de ella dependerá de la matriz energética. Por lo tanto la evolución que tenga el factor de emisiones de la red eléctrica (medido en tCO_2/MWh) podría condicionar que un producto logre exportarse a ciertos destinos, con las consiguientes consecuencias en la balanza comercial de Argentina.

Para evaluar la posible evolución de las emisiones del sector eléctrico se construirán escenarios energéticos para Argentina al 2030. Se tomarán en cuenta dos evoluciones posibles de demanda, una tendencial y otra que incluye uso racional de la energía y se construirán dos escenarios de oferta capaces de abastecer la demanda en todo momento.

II MOTIVACIÓN

Se considera que la temática elegida ha sido poco estudiada y que presenta varias aristas que sería conveniente tener en cuenta al evaluar consecuencias de escenarios energéticos.

III OBJETIVOS

Los objetivos de la presente tesis son:

1) Describir qué es la huella de carbono de un producto e identificar otros sistemas de etiquetado ambiental. Evaluar las posibles consecuencias que puedan tener estos sistemas de etiquetado en productos exportables de Argentina, focalizando el análisis en el sector vitivinícola por considerar que es un sector vulnerable a este tipo de requerimientos.

2) Evaluar la incidencia en la huella de carbono de productos exportables de la evolución de la matriz energética con un horizonte al 2030. Analizar el caso de los vinos argentinos. Reflexionar sobre las implicancias que puedan tener sobre las exportaciones los distintos escenarios energéticos.

Para lograr lo expuesto se deberán desarrollar los siguientes objetivos complementarios:

3) Describir el estado de situación del sector energético de Argentina de los últimos años para justificar los supuestos adoptados en la construcción de escenarios energéticos al 2030.

4) Construir cuatro escenarios energéticos de oferta, con un horizonte al 2030, que contemplen abastecer dos escenarios de demanda. Los escenarios de oferta serán el escenario deseado y el que se considere más probable. Exponer los resultados y compararlos. Reflexionar sobre las consecuencias económicas, financieras, ambientales, de seguridad de abastecimiento y de costos de energía de cada uno de los escenarios planteados.

5) Presentar la Evolución y estimar la tendencia del Factor de emisiones de la red eléctrica argentina.

IV METODOLOGÍA

La situación internacional de productos con Huella de Carbono cuantificada y los requerimientos normativos de países desarrollados a los que Argentina exporta sus productos serán relevados de artículos publicados y bibliografía.

Para estimar la Huella de Carbono del sector vitivinícola se emplea un calculador simplificado que se aplica a los datos de producción de La Riojana Cooperativa Vitivinifrutícola de La Rioja Ltda. Esta empresa exportadora de vinos que fue fundada en 1940 y está radicada en Chilecito tiene un fuerte compromiso con el ambiente y con sus 450 productores asociados. Muy amablemente ha facilitado los datos de su producción e inventario de GEIs para que sea posible estimar la huella de carbono de sus vinos. El inventario de GEis de La Riojana fue elaborado de acuerdo a la Guía para inventarios Nacionales del Panel Intergubernamental de expertos sobre Cambio Climático (IPCC, 2006).

Para identificar los productos exportables de Argentina se hará una búsqueda bibliográfica y de datos publicados por organismos oficiales.

La descripción del sector energético de los últimos años se realiza en base a revisión de documentos, presentaciones de expertos, publicaciones de los organismos públicos y privados.

Para la construcción de los escenarios energéticos se emplea la base metodológica de "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030"[1]. Esta metodología fue elaborada por un grupo de especialistas convocados por dos instituciones académicas y dos Organizaciones No Gubernamentales. Las instituciones académicas promotoras del debate sobre el futuro energético son el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la Universidad de Buenos Aires (CEARE) y el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA), mientras que las ONGs promotoras son la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) y la Fundación AVINA. Se ha seleccionado esta base metodológica porque se la considera apropiada[2] y para que los resultados de los escenarios planteados en el marco de esta tesis puedan ser comparables con los seis escenarios presentados públicamente en Junio de 2012. Esta misma metodología ya había sido utilizada en una experiencia semejante en Chile.

El marco metodológico consiste en la creación de una base de datos de partida para los escenarios que establece costos y parámetros de producción para diferentes tecnologías y para un horizonte de 20 años. Se tiene como punto de partida un menú de opciones de tecnologías con sus costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y factores de planta típicos.

Se cuenta con los datos de dos escenarios de demanda: un escenario tendencial que considera que se continuará con la tendencia actual (internacionalmente conocido como escenario Business as usual) y un escenario de demanda menor que contempla que se incorporen programas y medidas de eficiencia energética (escenario de Uso Racional de la Energía-URE-).

Se adoptan evoluciones de costos de combustibles fósiles a lo largo del período de análisis y se simula el abastecimiento de la demanda de gas del país, siendo la generación eléctrica una porción de ella.

Se construyen los escenarios de oferta del sector eléctrico y la composición de oferta de gas que abastecerá toda la demanda del país. Para el sector eléctrico se usa un esquema simplificado de despacho que agrupa ciertas máquinas. El LEAP tiene limitaciones en la capacidad de unidades de generación a simular. No se consideran restricciones para el sistema de transporte de energía ni generación forzada. Los escenarios se construyen con un proceso iterativo, de prueba y error. Se usa el programa Excel para indicar tipos de proyectos de generación a incorporarse y luego estos archivos son importados al LEAP en el cual se simula el despacho de las unidades para ambos escenarios de demanda (BAU y URE) y se obtienen los resultados de combustibles requeridos, nivel de reserva del parque de generación, costos de capital y de combustible, volúmenes de combustibles por fuente, nivel de emisiones de CO_2, etc. En base a los resultados y a lo obtenido en la simulación al

[1] www.escenariosenergeticos.org

[2] He participado en el ajuste de la metodología ya que formé parte del equipo de Escenaristas del Grupo Energía y Ambiente de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires que durante el segundo semestre de 2011 debatimos y consensuamos entre el Comité Técnico y los 6 Escenaristas convocados para el ejercicio.

2030 se ajusta el plan de obras propuesto (capacidad, fecha, tipo de proyecto) y se vuelve a simular. Esto se efectúa hasta ajustar al despacho deseado.

Se utiliza como herramienta en el proceso de planificación y evaluación de escenarios el modelo Long-range Energy Alternative Planning (LEAP). El programa ha sido creado por el Instituto Ambiental de Estocolmo y es el más usado a nivel mundial para evaluar escenarios energéticos que incorporen variables ambientales en su análisis.

Para estimar el factor de emisiones de la red eléctrica de Argentina se empleará la herramienta metodológica aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio dependiente de Naciones Unidas.

V PREGUNTAS QUE SE ESPERAN RESPONDER EN ESTA TESIS DE MAESTRÍA

¿La Huella de Carbono de los principales productos de exportación a países desarrollados puede verse afectada por la evolución que tenga el factor de emisiones de la red eléctrica?

¿Han sido identificadas barreras para poder cuantificar Huella de Carbono de productos en Argentina?

¿Cuáles serían las emisiones de CO_2 por unidad de energía generada en los cuatro escenarios (con y sin mucha penetración de las fuentes renovables de energía y abastecimiento de una demanda tendencial o una menor (URE)?

¿Cuál sería el precio promedio de generación en cada escenario planteado y el costo de llevar adelante ese escenario?

VI HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN Y SUPUESTOS QUE NO SERÁN CUESTIONADOS

Se parte de la hipótesis de que un escenario posible incluye restricciones comerciales a productos exportables cuya Huella de Carbono supere algún umbral y de que, al calcular la Huella de Carbono de un producto, parte de ella dependerá de la matriz energética de Argentina. Por lo tanto la evolución que tenga el factor de emisiones de la red eléctrica podría condicionar que un producto logre exportarse a ciertos destinos.

Para la construcción de los escenarios energéticos lo que se planifica es la oferta que será capaz de abastecer la demanda en todo momento.

La evolución de demanda de electricidad es un dato a partir del cual se construirán los escenarios de oferta.

Se tomarán en cuenta dos evoluciones posibles de demanda eléctrica con un horizonte al 2030. Un Escenario Tendencial, que considera que la demanda continúa evolucionando siguiendo los mismos patrones, y un Escenario de Uso Racional de la Energía (URE), que considera la inclusión de medidas de eficiencia energética que disminuyen los consumos.

La evolución de precios de combustibles fósiles será utilizada como dato y será aquella establecida para la “Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030”.

VII DESARROLLO DEL TRABAJO

Para lograr evaluar las implicancias que pueda tener la evolución de la matriz energética argentina en la huella de carbono de los productos exportables es necesario construir escenarios energéticos que permitan estimar la evolución que tendrá el factor de emisiones de la red eléctrica.

Para la construcción de los escenarios futuros de incorporación de oferta se requiere describir la situación del sector energético de los últimos años para conocer la evolución que han tenido las variables relevantes y con este conocimiento establecer los supuestos de partida de los escenarios energéticos al 2030.

Se presentarán luego los resultados de los escenarios simulados y se estimará la evolución del factor de emisiones de la red eléctrica.

Por el otro lado, se estudiarán cuáles son los productos cuya huella de carbono ya se calcula. Además, se describirán las múltiples metodologías de cálculo de la HC y las principales iniciativas voluntarias, por el momento, que se están llevando a cabo en diferentes países.

Para finalizar, se calculará la huella de carbono de los vinos de La Riojana Cooperativa vitivinifrutícola de La Rioja Ltda. teniendo en cuenta los diferentes escenarios energéticos y para los años 2010, 2015, 2020, 2025 y 2030.

VIII SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE ARGENTINA

Este capítulo pretende describir de manera sucinta lo que ha pasado en el sector energético (petróleo y gas y sector eléctrico) para justificar los supuestos que se postulen al proyectar escenarios futuros de oferta y la evolución del factor de emisiones de la red eléctrica de Argentina.

1. BALANCE ENERGÉTICO

En Diciembre de 2009, la Secretaría de Energía de la Nación, publicó el último Balance Energético Nacional (BEN) que incluía los datos del año 2007. Luego sólo se publicaron actualizaciones de las planillas de cálculo sujetas a revisión que incluyen los datos de años posteriores. En septiembre de 2012 se publicaron datos que se corresponden al año 2010. Estos últimos son la base de los datos que se presentan en este trabajo.

El balance considera las fuentes primarias de energía, las variaciones de stock, las importaciones y exportaciones y las pérdidas, que hay en los procesos de transformación, y ajustes. La estructura del Balance Energético Nacional es la que se muestra a continuación:

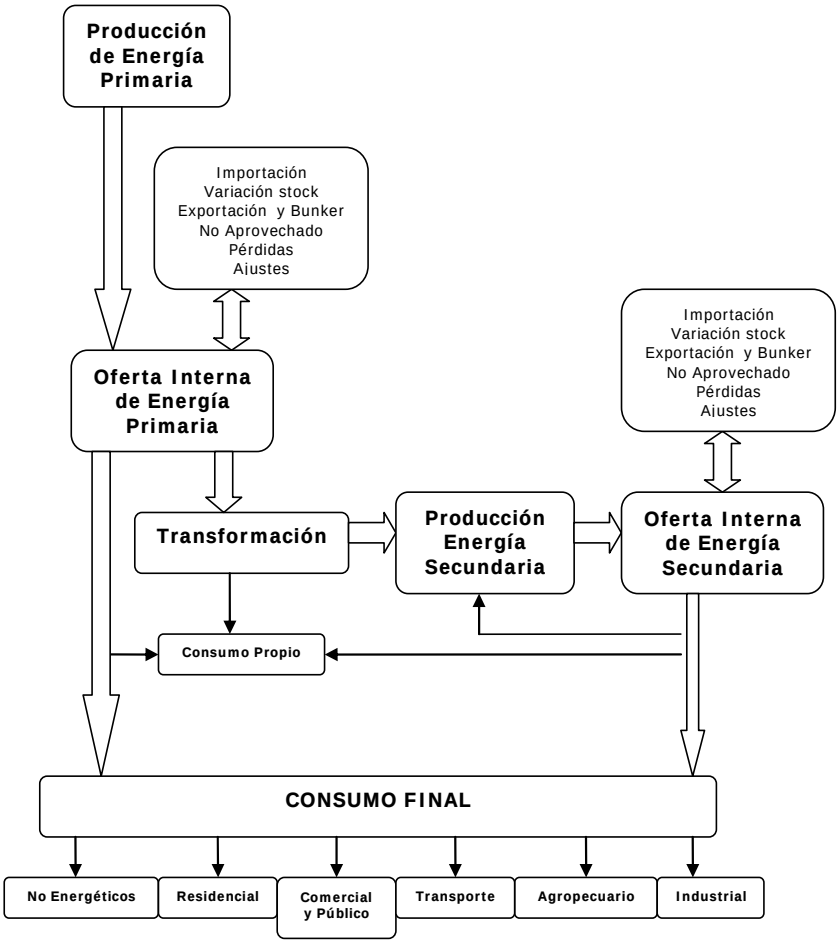


Figura 1. Estructura General y Principales Flujos Energéticos del Balance Energético Nacional. Fuente: BEN 2009, página 3.

Las fuentes primarias y secundarias de energía son:

Fuentes Primarias de Energía	Fuentes de energía Secundaria
❖ Hidráulica	✓ Electricidad
❖ Nuclear	✓ Gas Distribuido por Redes
❖ Gas Natural	✓ Gas de Refinería
❖ Petróleo	✓ Gas Licuado
❖ Carbón Mineral	✓ Motonafta Total
❖ Leña	✓ Kerosene y Aerokerosene
❖ Bagazo	✓ Diesel Oil + Gas Oil
❖ Aceite	✓ Fuel Oil
❖ Otros Primarios	✓ Carbón Residual
	✓ No Energéticos
	✓ Gas de Coquería
	✓ Gas de Alto Horno
	✓ Coque de Carbón
	✓ Carbón de Leña
	✓ Bioetanol
	✓ Biodiesel

Figura 2. Fuentes de Energía Primaria y Secundaria consideradas en el Balance Energético Nacional.

La energía primaria puede ser consumida directamente o para ser transformada. A continuación se muestran los centros de transformación que se toman en cuenta en el BEN.

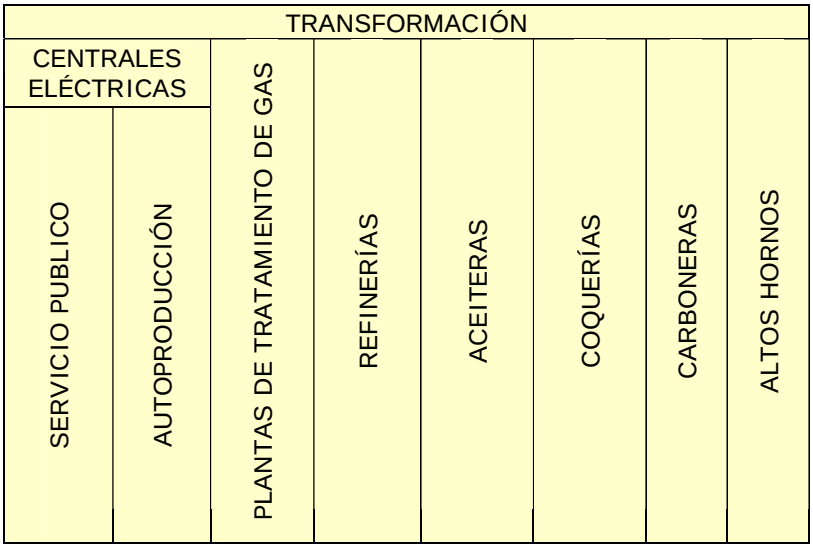


Figura 3. Transformación de energía primaria. Fuente: BEN 2010.

En base a los datos provisorios publicados, correspondientes al año 2010, la oferta de energía primaria estuvo compuesta de acuerdo a los siguientes porcentajes:

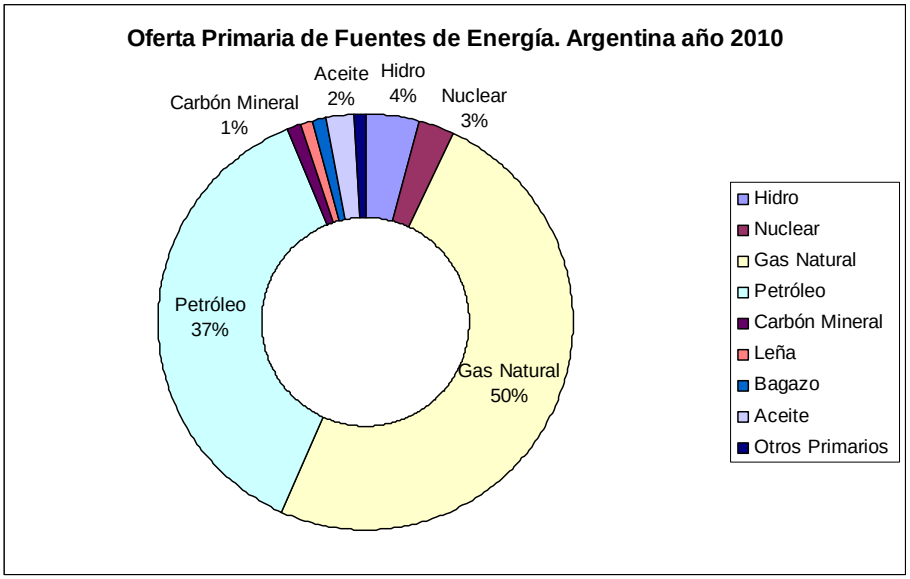


Figura 4. Oferta Primaria de Energía en Argentina. Fuente: SE, BEN provisorio Argentina 2010.

Por su parte, a nivel mundial la oferta primaria de energía correspondiente al año 2006 tuvo la siguiente composición:

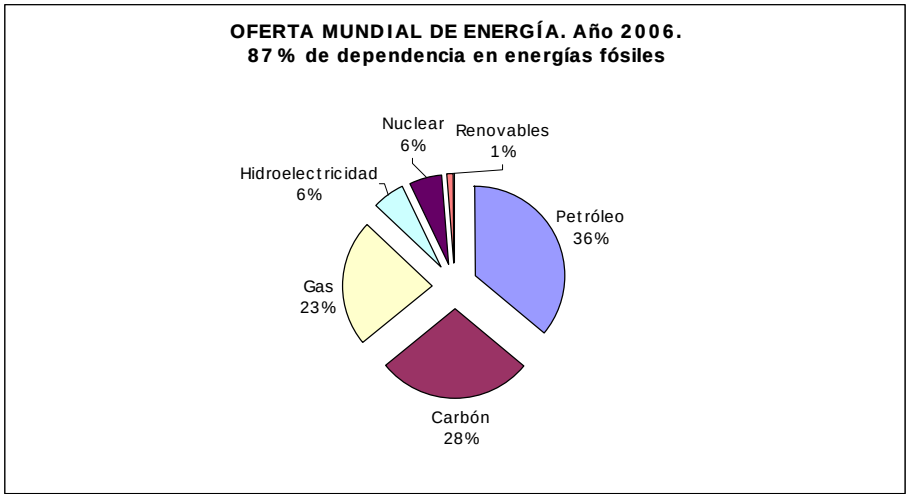


Figura 5. Oferta Primaria de Energía a nivel mundial. Año 2006. Fuente: presentación Dr. J.M. Evans. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Noviembre 2011.

El 88% de la oferta primaria de energía en Argentina se basa en combustibles fósiles. Esta dependencia es muy importante y está alineada con lo que sucede en la matriz energética mundial en la que la participación de los combustibles fósiles alcanza el 87%. A diferencia de la matriz primaria mundial que tiene una importante participación del carbón (28%), en Argentina éste casi no llega al 1%. En lo referente al petróleo Argentina tiene una participación del 37% mientras que la participación a nivel mundial alcanza el 36%. Esto demuestra que la participación del gas natural en Argentina (50%) es muy importante y que en la matriz Argentina el gas es el sustituto del carbón mineral.

Los consumos de energía primaria en Argentina en el 2010 se distribuyeron del siguiente modo:

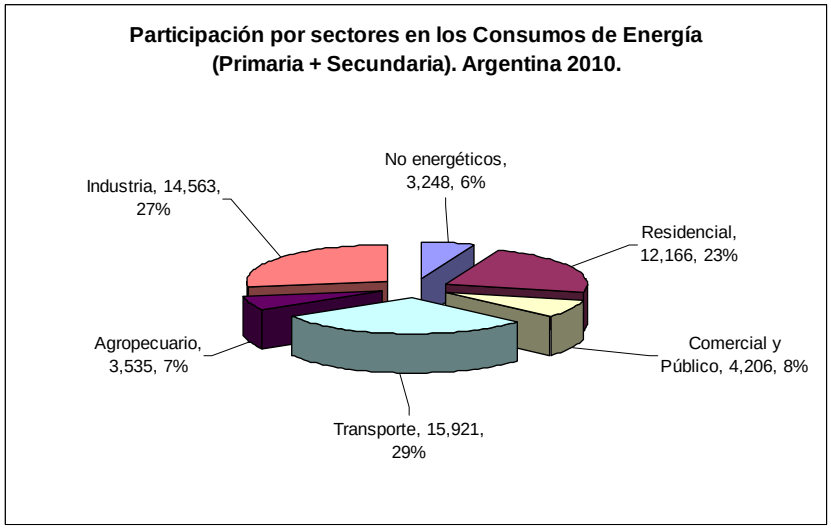


Figura 6. Consumos de energía primaria + secundaria por sector. Fuente: BEN provisorio Argentina 2010.

Las cifras presentadas en el gráfico están expresadas en miles de tep (toneladas equivalentes de petróleo).

Es interesante ver cómo fue cambiando la participación relativa de los sectores de consumo a lo largo de 5 años (período 2006 - 2010):

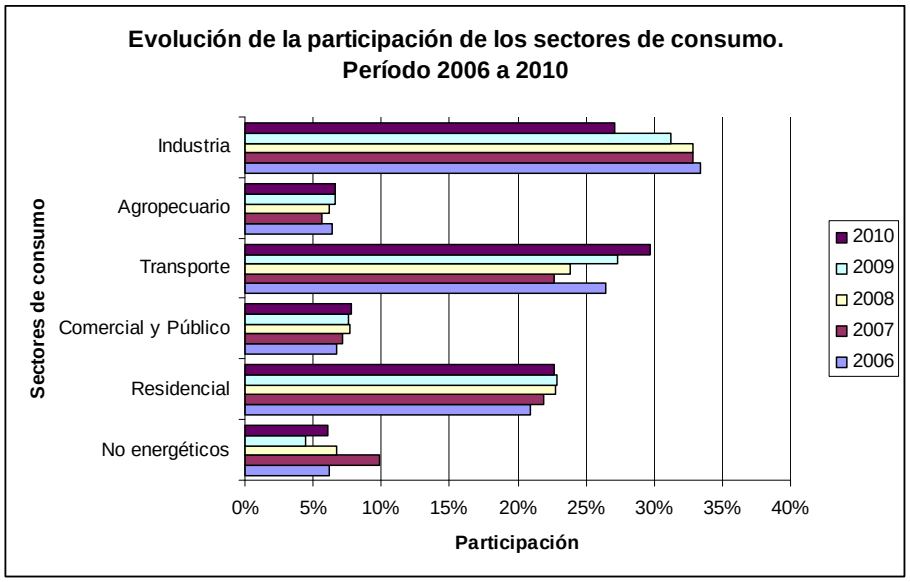


Figura 7. Evolución de la participación de diferentes sectores de consumo de energía primaria + secundaria. Período 2006-2010. Elaboración propia en base a balances publicados Secretaría de Energía.

Claramente el sector industrial fue perdiendo participación en el consumo, en desmedro del residencial y del transporte. El sector agropecuario se mantuvo prácticamente constante y los consumos no energéticos cayeron en general. El sector comercial y público tuvo pequeños aumentos sostenidos.

Centrándonos en el consumo de energía eléctrica, en el año 2010

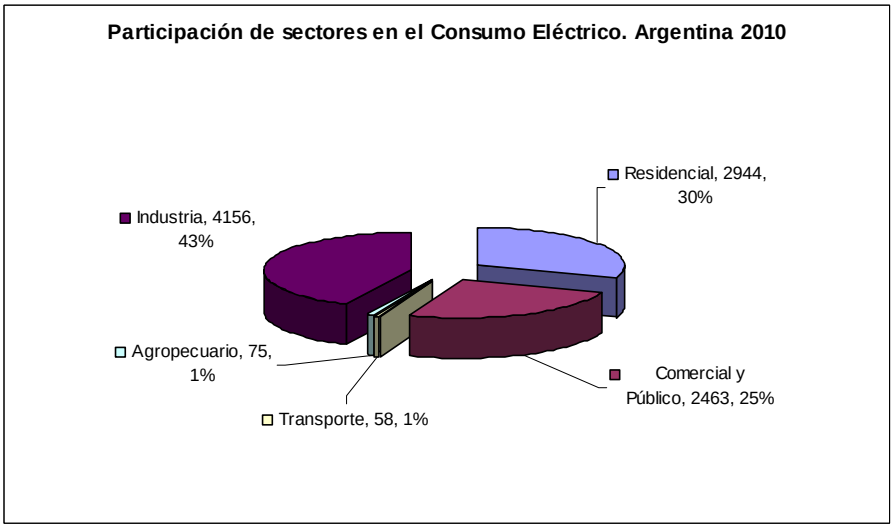


Figura 8. Participación de sectores en el consumo Eléctrico. Argentina 2010. Fuente BEN 2010 provisorio.

Las cifras presentadas en el gráfico están expresadas en miles de tep (toneladas equivalentes de petróleo).

El sector industrial es responsable del 43% del consumo de electricidad del país, el residencial consume el 30% y, por último, el comercial y público el 25%. Está claro que cualquier medida de eficiencia energética deberá apuntar a alguno de estos sectores ya que su relevancia es indiscutida.

Si ve analiza la evolución en la participación de los sectores de consumo de electricidad para el período 2006-2010 se tiene que la industria ha ido perdiendo participación mientras que el sector residencial y el transporte ha aumentado como puede visualizarse en el gráfico siguiente:

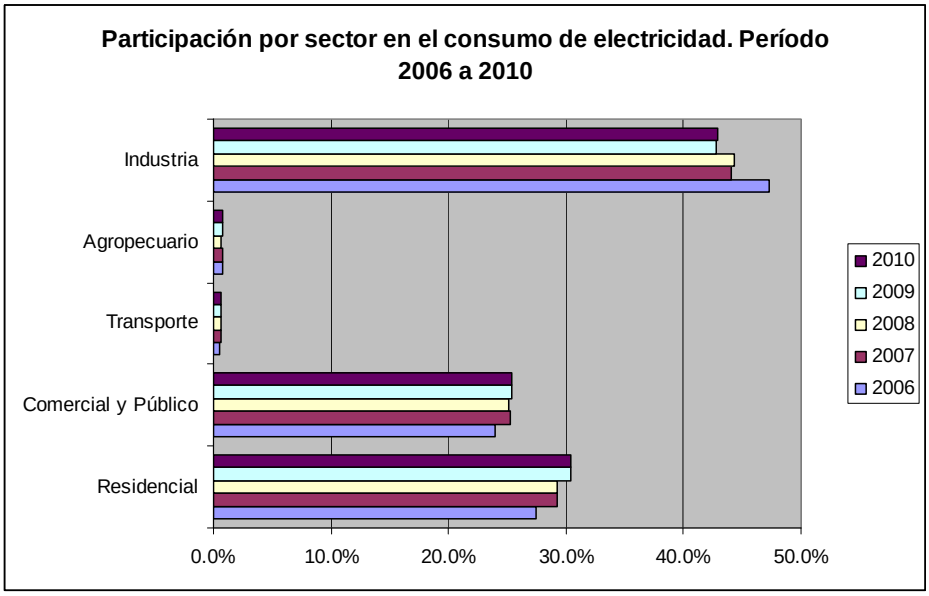


Figura 9. Evolución de la participación de sectores en el consumo Eléctrico período 2006-2010. Elaboración propia en base a los BEN publicados por la SE.

La alta dependencia en combustibles fósiles tiene un fuerte impacto ambiental y económico. Estos dos aspectos serán desarrollados en mayor profundidad a lo largo de este trabajo.

2. PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO

En la última década la Argentina pasó de ser un país exportador a tener que importar gas y petróleo. Varios han sido los factores que originaron esta situación. A mi criterio los dos más importantes tienen que ver con la falta de confianza de los inversores debido a reglas de juego cambiantes y tarifas pesificadas que no representan los costos de producción, lo que in viabiliza económicamente al sector.

Es necesario reconstruir la confianza ya que independientemente de cuáles sean las reglas si no se cree en que éstas permanecerán en el tiempo y serán respetadas no es posible lograr un marco propicio para el desarrollo de una industria de alto riesgo como es la industria del gas y petróleo con fuertes inversiones y plazos largos de recupero.

La política energética está dentro de la política en general y claramente se ve afectada por variables ajenas al sector, por ejemplo por la política de cambio.

La inexistencia de una política y estrategia nacional de largo plazo condujo a que en los últimos años se consumieran stocks de petróleo con producción declinante como puede apreciarse en los gráficos a continuación:

Reservas Comprobadas de petróleo en miles de m^3 y horizonte de reservas.

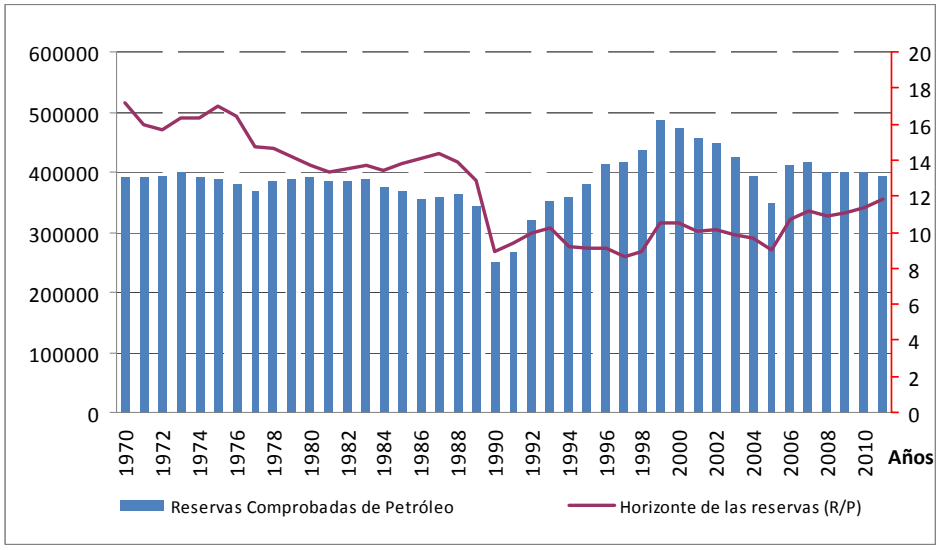


Figura 10. Reservas de petróleo. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012.

La producción de petróleo tuvo su pico en 1998. A partir de 1999 la producción comenzó a declinar.

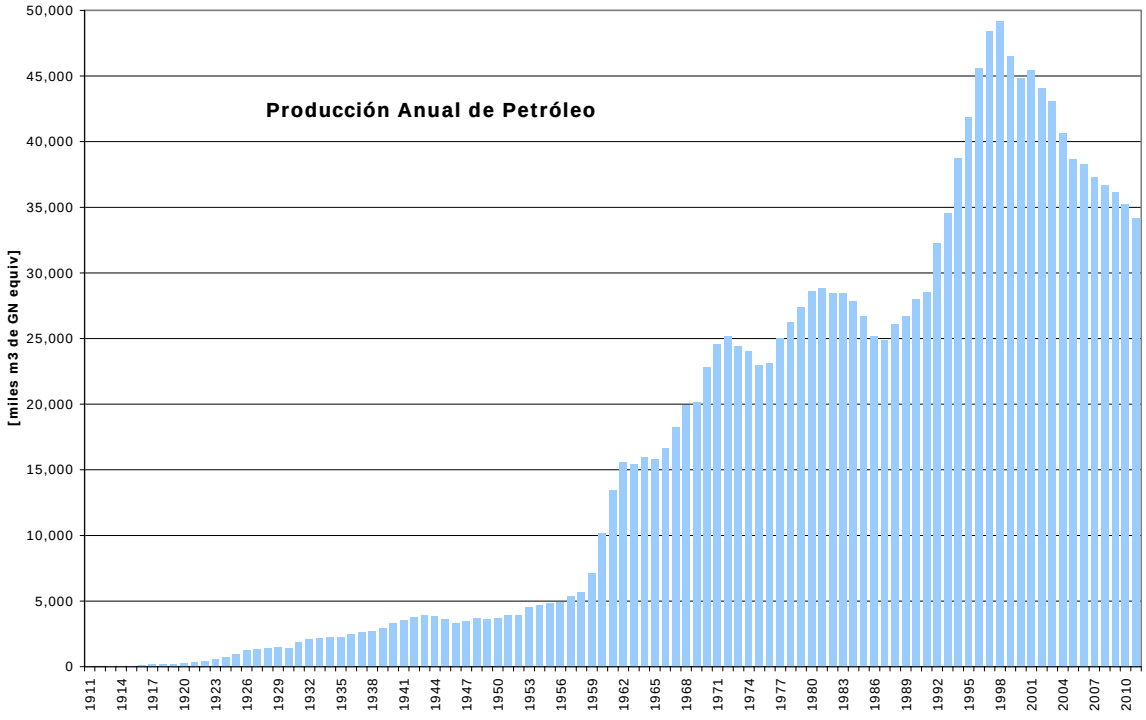


Figura 11. Producción de petróleo em miles de m3 de Gas natural equivalente. Período 1911-2010. Fuente: Elaboración propia.

La productividad de producción de crudo por pozo también se vio afectada por la falta de inversión, cayendo de 5,3 a 3,4 en miles de m^3 por pozo por año:

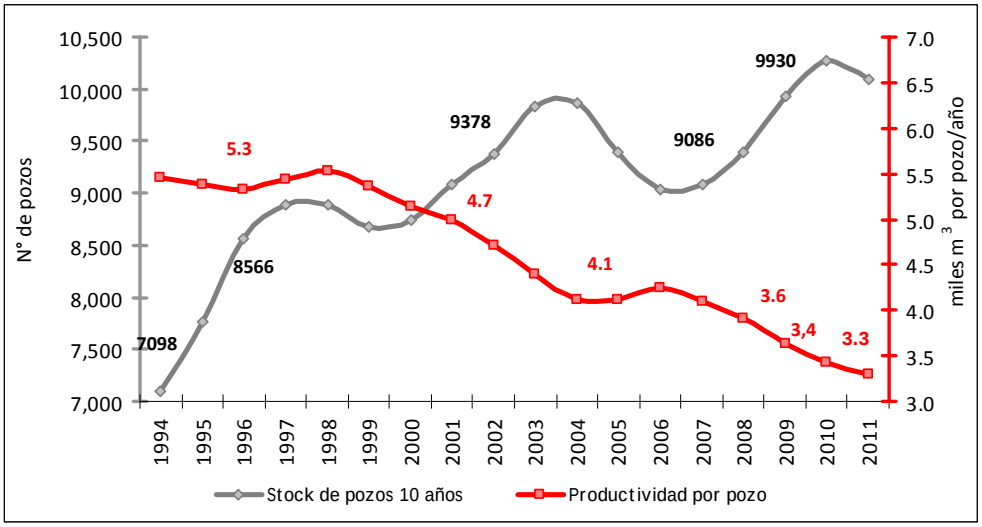


Figura 12. Productividad de crudo por pozo. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012.

En el caso del gas natural la política energética afectó aún más las reservas, tal como puede verse en el gráfico siguiente:

Reservas Comprobadas de Gas en millones de m^3 y horizonte de reservas.

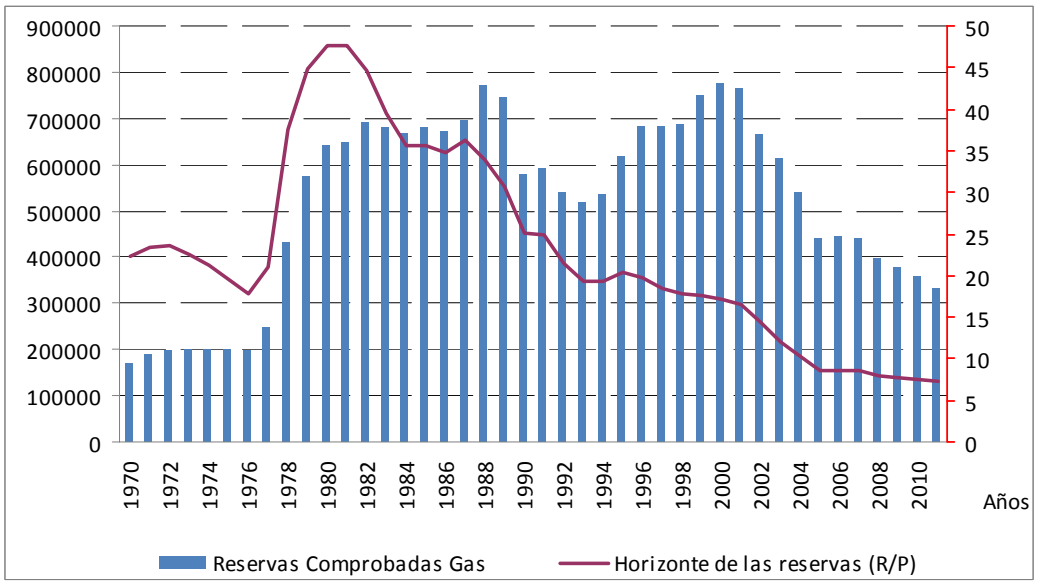


Figura 13. Reservas de gas natural. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012.

No sólo han caído las reservas sino que también la producción de gas natural está cayendo desde 2004. Esto puede verse en el gráfico a continuación:

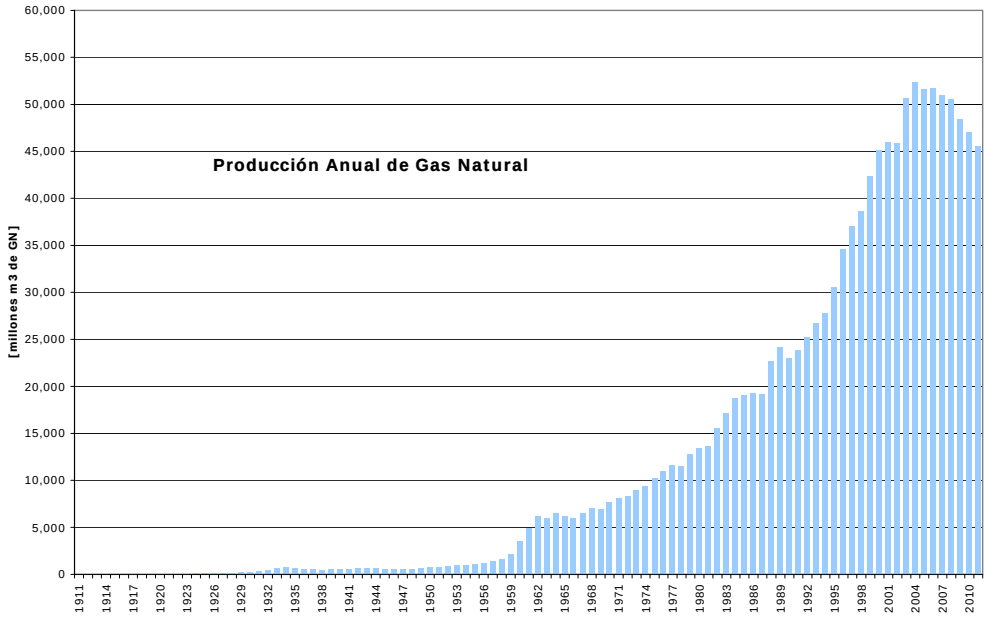


Figura 14. Producción de gas natural. Período 1911-2010. Elaboración propia.

La productividad de producción de gas natural por pozo también cayó de manera importante pasando de 97,3 en 1999 a casi 50 en 2010, esto se debe en parte a pozos maduros y a falta de inversión para recuperación secundaria o terciaria:

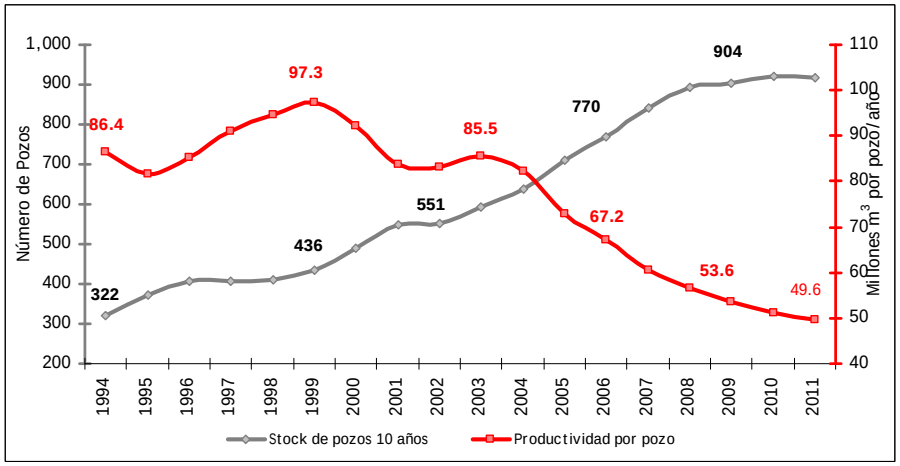


Figura 15. Productividad por pozo de gas. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012.

Frente a esta situación compleja en Mayo de 2012 se sanciona la Ley 26741 y posteriormente se publica su decreto reglamentario 1277/2012 que declaran de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF Sociedad Anónima y el 51% del patrimonio de Repsol YPF GAS S.A. El 51% de las acciones expropiadas pertenecen al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. El decreto reglamentario establece que el Poder Ejecutivo Nacional, a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, ejerce los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones expropiadas hasta tanto se

perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las provincias.

Todo esto indica que, a pesar de que la Constitución de 1994 reconoce el dominio originario de las provincias sobre los recursos naturales que existen en su territorio y que en 2006 la ley corta de hidrocarburos transfirió a las provincias los derechos de otorgar licencias y concesiones, con esta ley es nuevamente el Estado Nacional el que toma a su cargo el tema hidrocarburos en todo el territorio nacional.

La ley es amplia en cuanto a que permite la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. Habilita a que se incorporen nuevas modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación.

Se entiende que el Estado Nacional busca tener un rol activo que permita revertir la tendencia. Para ello se requerirá de importantes desembolsos para realizar inversiones postergadas. Aún no está claro de qué manera se podrá lograr.

Cabe mencionar dos aspectos importantes en referencia al dominio de los hidrocarburos y a las implicancias que pueda tener esto en la política energética: En 1907 cuando se descubre petróleo en Argentina, el dominio de los hidrocarburos correspondió a la Nación por haberse descubierto en territorio nacional. El dominio nacional quedó consagrado en la Constitución de 1949, en la ley 14773 del ‘58 y en la ley 17319 de 1967. Con la reforma de la Constitución de 1994 el dominio originario pasó a ser de las provincias. Independientemente de esta situación el principio constitucional declara que los bienes existentes en el subsuelo de la Nación están puestos por la naturaleza en un determinado lugar y son para el beneficio de la Nación completa. Por lo tanto, las provincias deben tener en cuenta esto cuando diseñan la explotación del recurso. Esta situación en la que es la Nación la que establece la política energética (precios, permisos de exportación entre otros) y las provincias las que otorgan concesiones. Esto no ha resultado lo satisfactorio que debiera ser principalmente porque algunas provincias no cuentan con todos los recursos humanos necesarios para negociar contratos con empresas petroleras y porque muchas veces están presentes necesidades concupiscentes de gobiernos locales que no permiten que se negocie con una visión de largo plazo.

El país necesita de una política nacional y de una estrategia que planifique a largo plazo estableciendo un rumbo y dando señales para que sea posible construir ese sendero hacia el futuro deseado que requerirá de importantísimas inversiones.

3. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Un tema que despierta expectativas en estos últimos tiempos es el de los hidrocarburos no convencionales. Éstos podrían cambiar radicalmente la situación energética del país si se cumplieran ciertos requisitos para que su aprovechamiento en gran escala fuera posible.

Durante más de 100 años la industria petrolera ha aprovechado el gas y el petróleo convencional, es decir aquel que quedaba atrapado y concentrado en un yacimiento convencional. Los hidrocarburos no convencionales están muy esparcidos y atrapados en la roca madre por esto no es difícil encontrarlos pero su aprovechamiento es complicado requiriendo técnicas avanzadas para lograr extraerlos. En la figura se muestra de manera esquemática la diferencia entre los hidrocarburos de distinto tipo:

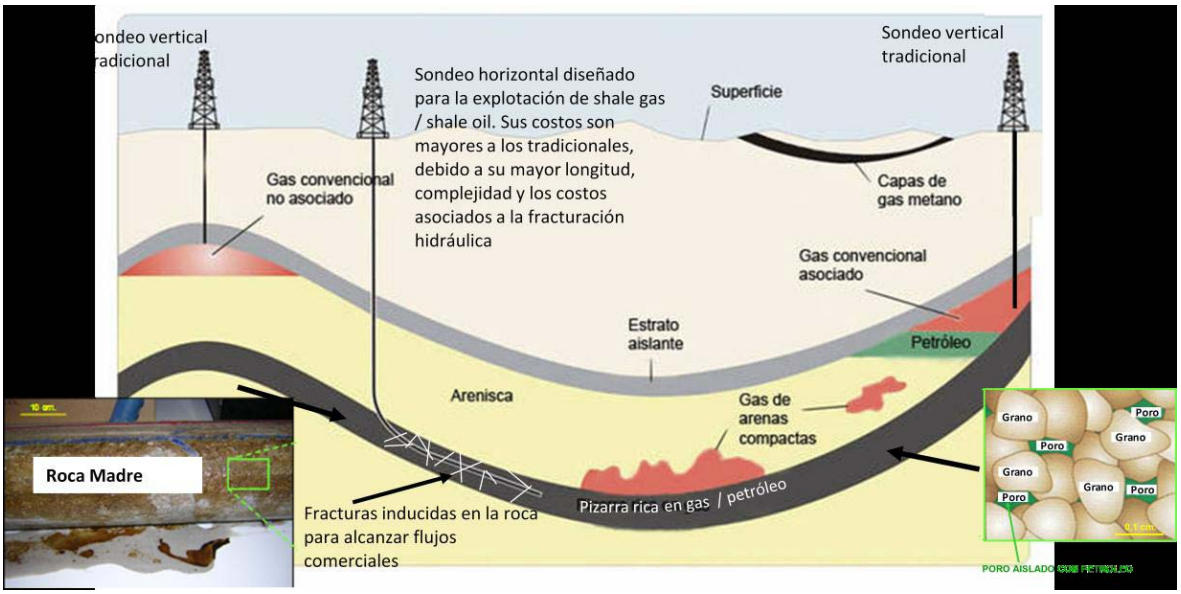


Figura 16. Diferentes tipos de hidrocarburos. Informe de Repsol YPF a la Comisión Nacional de Valores de Argentina. Febrero de 2012.

Los hidrocarburos no convencionales tienen mayores costos de explotación que los convencionales debido a que se necesitan pozos de mayor longitud y fracturar la roca madre para lograr captar flujos comerciales de shale gas o shale oil contenidos en los poros de la roca.

Hay diferentes tipos de reservorios no convencionales de gas: Gas de arenas compactas, conocido como Tight gas; Gas de Esquistos Bituminosos, conocido como Shale gas y metano de capas de carbón, conocido como CBM.

Para fracturar la roca se requieren importantes volúmenes de agua y de arena y un pequeño porcentaje de aditivos que ayudan a que permanezcan abiertas las fracturas.

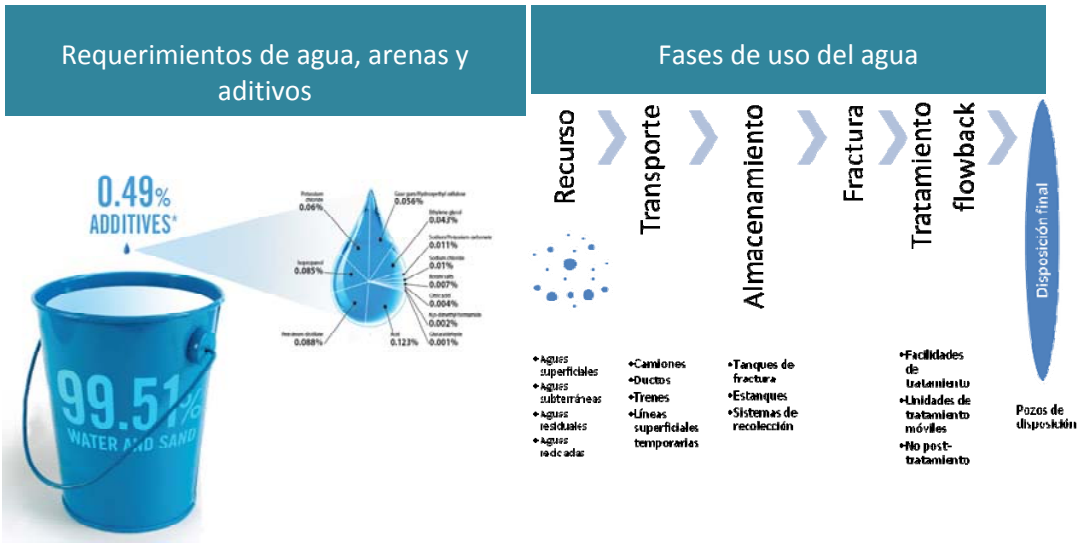


Figura 17. Requerimientos de agua, arena y aditivos para hacer "fracturing". Presentación del Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012.

Un gran interrogante respecto de los hidrocarburos no convencionales es el impacto que produzcan en el ambiente y sus costos de producción. El agua que se recupera debe ser tratada correctamente para que el proceso sea sustentable en el tiempo.

Fracturas hidráulicas en un Reservorio	
De hidrocarburos NO convencionales	**De hidrocarburos convencionales**

Agua	**15000 m3**	**160 m3**
Proppant particulas que se mezclan con el fluido hidrúlico para mantener abiertas las fracturas	**1,5 a 6 millones de libras**	**2 a 6 millones de libras**
Potencia	**35.000 hp**	**3000 hp**

Figura 18. Requerimientos para fracturas hidráulicas en yacimiento convencional y no convencional. Fuente: Feniroli 2011.

Independientemente de la complejidad de las tecnologías para producción de los hidrocarburos no convencionales, el shale gas permitió a EE.UU. cambiar su proyección de importación de LNG (Liquified Natural gas) a una décima parte y en un lapso corto de tiempo:

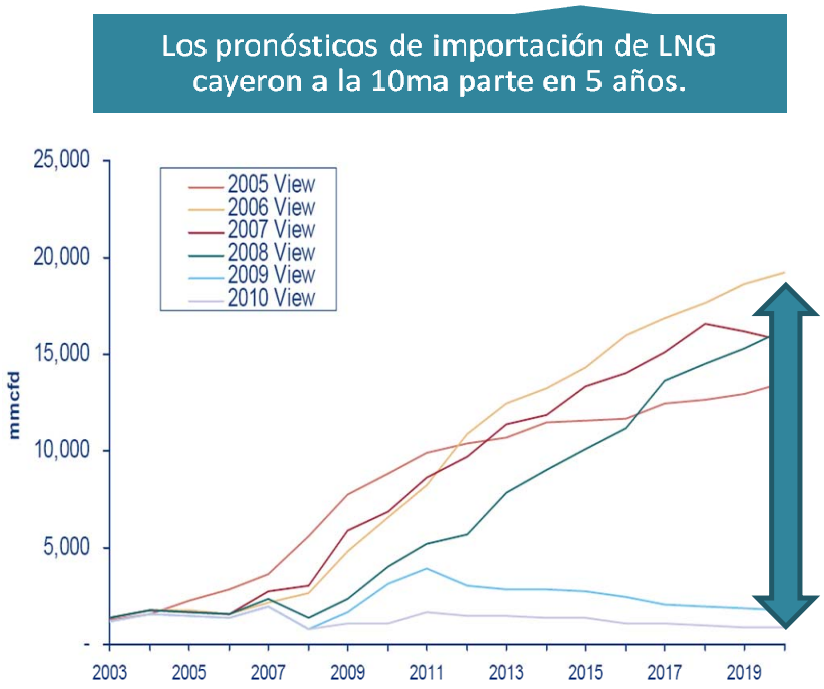


Figura 19. Pronósticos de importación de LNG de EE.UU. Presentación del Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012.

A mayores volúmenes de shale gas producido menores los costos. Así es que el shale gas en EE.UU. tuvo un boom y su precio fue bajando por una cuestión de oferta y demanda. Tuvo un piso de 2 USD/MMBTu y de acuerdo al geólogo estadounidense Terry Endelger[3], experto en el tema, el precio del shale gas en EE.UU. ronda los 4 USD/MMBTu.

En abril de 2011 el Departamento de Energía de Estados Unidos (DoE por sus siglas en inglés) elaboró un estudio mundial sobre el stock de recursos de shale gas en 14 regiones y 32 países del que surgió la importancia del recurso en Argentina:

[3] El geólogo Terry Engelder fue el primero en demostrar científicamente el potencial de la formación geológica Marcellus en EE.UU.

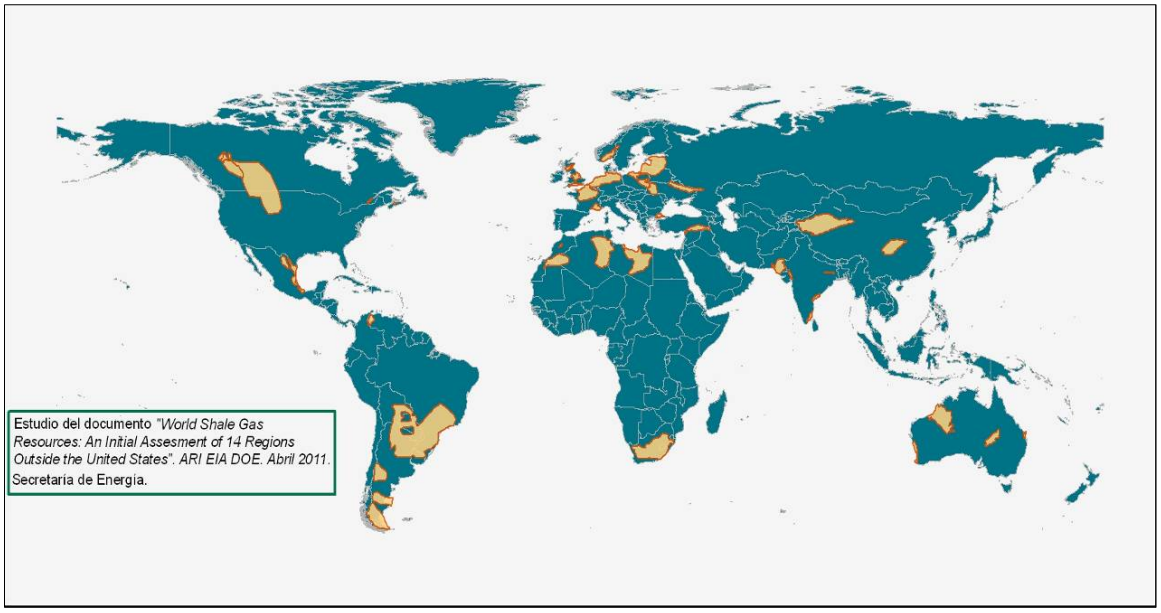


Figura 20. Mapa mundial de recursos de shale gas. Fuente: World Shale Gas Resources: An inicial Assesstment of 14 regions outsider the United States. Elaborado por el DoE en Abril 2011. Presentación del Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012.

Este informe postuló a la Argentina como la tercera reserva de "recursos potenciales" de gas no convencional en el mundo, detrás de China y muy cerca de Estados Unidos. Con este aliciente, la Secretaría de Energía elaboró su propio estudio del recurso al igual que la provincia de Neuquén. Si bien los valores a los que llega cada trabajo son distintos, lo relevante es que existe un importante recurso de shale gas en ciertas zonas del país. Los reservorios principales son Vaca Muerta y Los Molles en Neuquén.

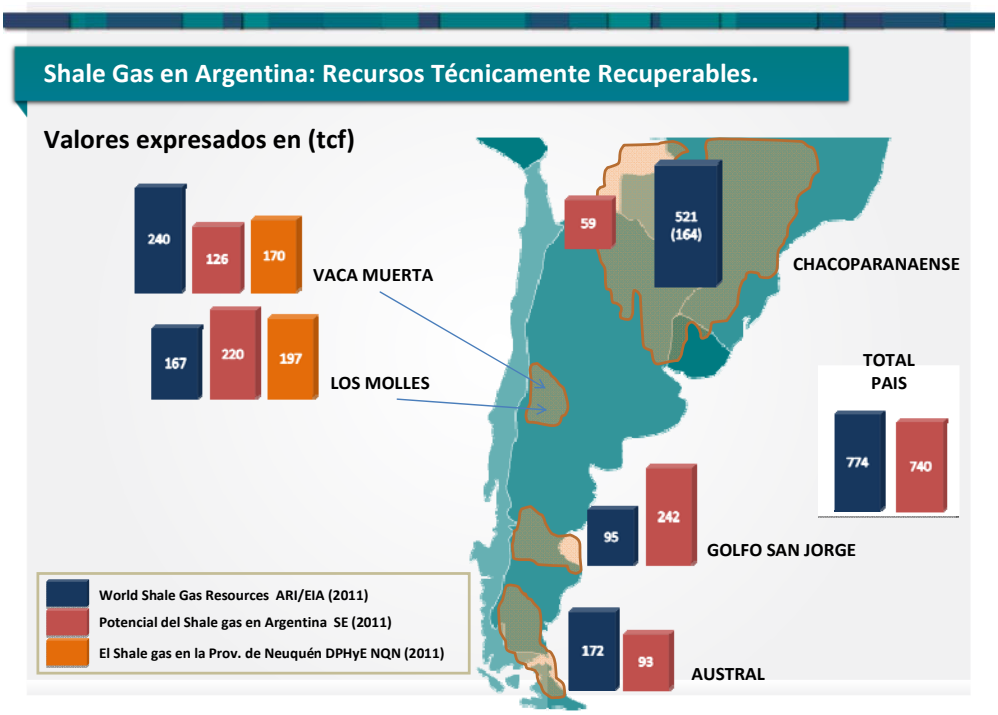


Figura 21. Mapa de Argentina de recursos de shale gas. Fuente Presentación Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012.

En Febrero de 2012 la empresa Repsol YPF presentó a la Comisión Nacional de Valores de Argentina y a la *Securities and Exchange Commission* de Nueva York el informe sobre los recursos y reservas no convencionales (shale oil/gas) en la formación Vaca Muerta en la cuenca neuquina. El informe fue elaborado por Ryder Scott, compañía internacional especializada en la certificación de reservas y recursos de hidrocarburos.

El desarrollo del área delineada por YPF, en 1.100 km^2, con unos recursos contingentes brutos de 1.525 Mbep, podría hacer posible incrementar en un 50% la producción actual de petróleo de Argentina. Para ello sería necesario acometer un plan de inversiones (100% de interés) de unos 28.000 millones de dólares en los próximos años para la realización de casi 2.000 pozos productivos de petróleo, para lo cual serían necesarios 60 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país.

De confirmarse los resultados positivos de los pozos exploratorios en curso en el área de gas, se podría incrementar la producción de gas del país un 50%. Para ello se requeriría, en una primera etapa, perforar más de 1.000 pozos con una inversión superior a los 14.000 millones de dólares en los próximos años, requiriéndose 40 equipos de perforación adicionales a los existentes actualmente en el país.

Estos 100 nuevos equipos adicionales de perforación, para petróleo y gas, más que duplicarían el parque actual argentino que asciende a 80 unidades.

En caso de resultar exitosa la exploración en toda la formación Vaca Muerta e iniciar inmediatamente el desarrollo intensivo del área, en 10 años se podría duplicar la capacidad de producción de petróleo y gas actual de la Argentina. Para ello sería necesario realizar un enorme esfuerzo inversor que alcanzaría los 25.000 millones de dólares por año para poder desarrollar todos los recursos prospectivos existentes.

Un programa de tal magnitud exige un importante aporte de capital a la Argentina de los mercados internacionales; una potente industria nacional (equipamiento, servicios, etc.) y unos recursos humanos competitivos y de alta cualificación técnica ya que, en la captación de todo tipo de recursos Argentina compite con otros desarrollos similares en el mundo (Estados Unidos de América, China, Australia, Europa del Este, etc.).

Ya existe actualmente alguna pequeña producción de gas y de petróleo no convencional en Argentina. La formación Vaca Muerta ha requerido más de 300 millones de dólares y al 31 de diciembre de 2011, ya se habían producido más de 700.000 barriles de petróleo equivalente.

En base a los datos de la Concesión del Anticlinal Campamento Oeste operada por la empresa Apache se requirieron 3.000 m^3 de agua por fractura totalizando 30.000 m^3 en las 10 fracturas realizadas. Hay que tener en cuenta que en general el área de Argentina que cuenta con estos recursos es árida y por lo tanto se necesita llevar el agua en camiones al igual que la arena. En base a un estudio realizado por el *Service's Geologic Resources* de EE.UU. se requieren entre 320 y 1.365 camiones por pozo.

Será necesario analizar las normas que regulan la producción de hidrocarburos en Argentina para concluir acerca de si la producción de hidrocarburos no convencionales está alcanzada por las normas existentes o si es necesario desarrollar nueva normativa. Es imperioso que se tengan en cuenta las cuestiones ambientales para que sea posible hacer un aprovechamiento responsable del recurso. El agua es un bien escaso y esencial para la vida de plantas, animales y la nuestra. Será requerida una inversión millonaria y una estrategia de largo plazo que permita acompañar

el desarrollo de los no convencionales con recursos humanos capacitados, servicios e infraestructura. Hará falta reconstruir la confianza con reglas claras que perduren en el tiempo, seguridad jurídica y sustentabilidad económica y ambiental.

4. DEMANDA DE GAS, CARBÓN Y LÍQUIDOS

En lo que respecta a la demanda de gas natural se muestra en la figura siguiente la evolución de la demanda interna y las restricciones al suministro de gas para la industria y para generación eléctrica. Las restricciones han sido crecientes y no es esperable que esta situación cambie en el corto y mediano plazo:

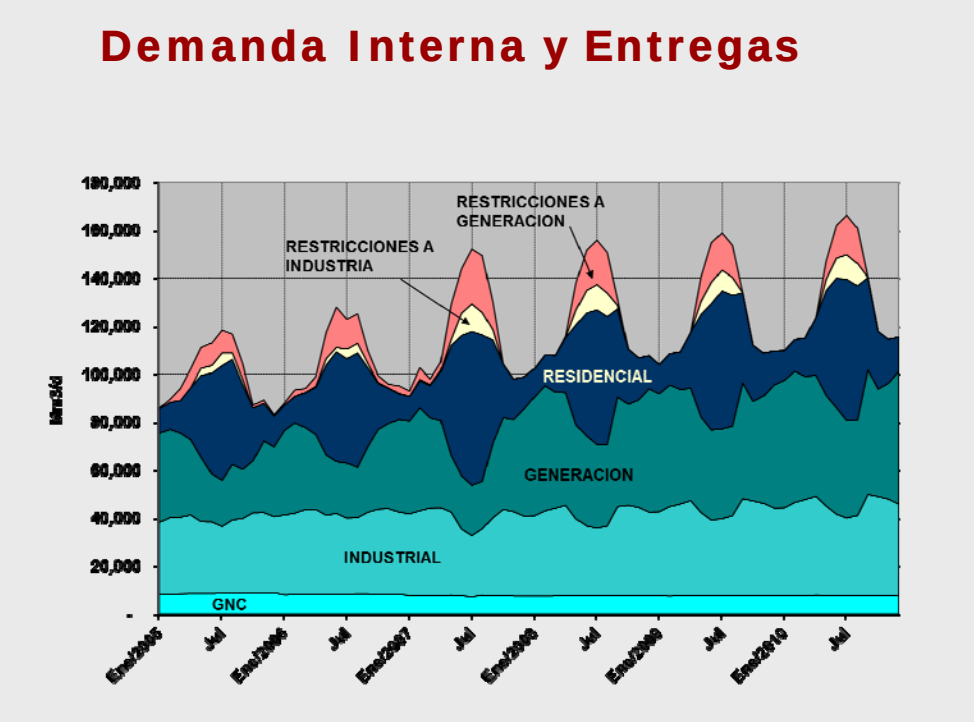


Figura 22. Demanda interna y entregas de gas natural. Fuente Presentación Dr. Raúl Bertero. Embajada de Brasil Mayo 2012.

El crecimiento de consumo de los usuarios residenciales ha aumentado por arriba del incremento de la población. Este crecimiento se sostiene en gran medida por no existir señales de precio que reflejen la escasez del recurso.

En Argentina la oferta de gas no cubre la demanda. La brecha se acentúa año a año a pesar de importar volúmenes crecientes de gas desde Bolivia y de GNL.

Durante el año 2011[4], 8.500 millones de dólares salieron del país destinados a pagar gas natural importado de Bolivia, gas natural licuado (GNL), fuel oil y gasoil cuya energía es equivalente a 45 MMm^3/día de gas natural.

En los pico de consumo residencial de gas por días consecutivos de frío intenso en la CABA y GBA históricamente se corta el gas para generación eléctrica.

[4] Fuente: Presentación Dr. Raúl Bertero. Embajada de Brasil Mayo 2012.

Es correcto dimensionar las redes para que esto sea así. Por lo tanto la oferta de gas natural nunca ha cubierto totalmente los requerimientos de la generación térmica. Ésta apela a combustibles alternativos como el fuel oil, gasoil y carbón. En las figuras siguientes se puede apreciar que la demanda de combustibles alternativos al gas crece sostenidamente desde 2004. Los datos de 2012 incluyen hasta el mes de Agosto.

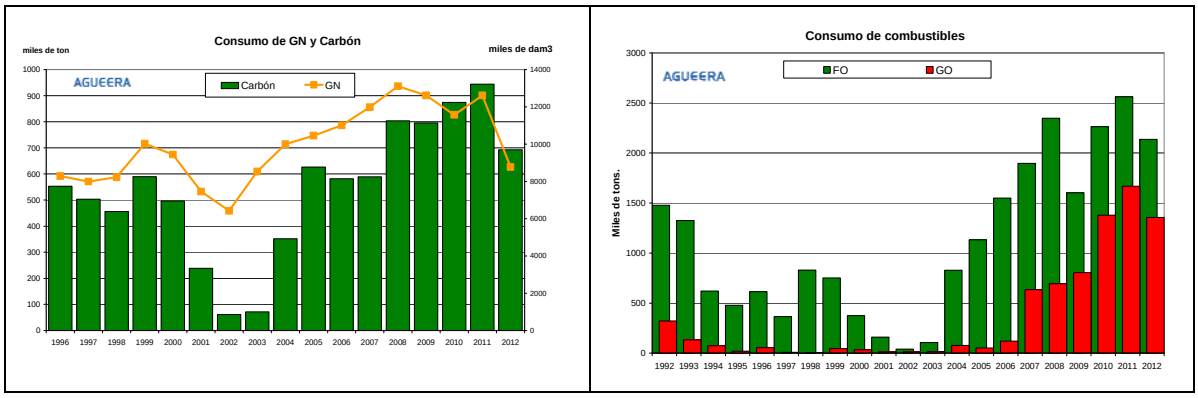


Figura 23. Evolución histórica de demanda de combustibles fósiles para generación (período 1992 a agosto 2012). Fuente AGUEERA.

En los últimos años todos los meses fue necesario consumir en volúmenes crecientes gasoil y fuel oil. También se emplearon mayores volúmenes de gas natural el que, como ya se dijo, en parte debió ser provisto por importación de gas desde Bolivia y gas natural licuado.

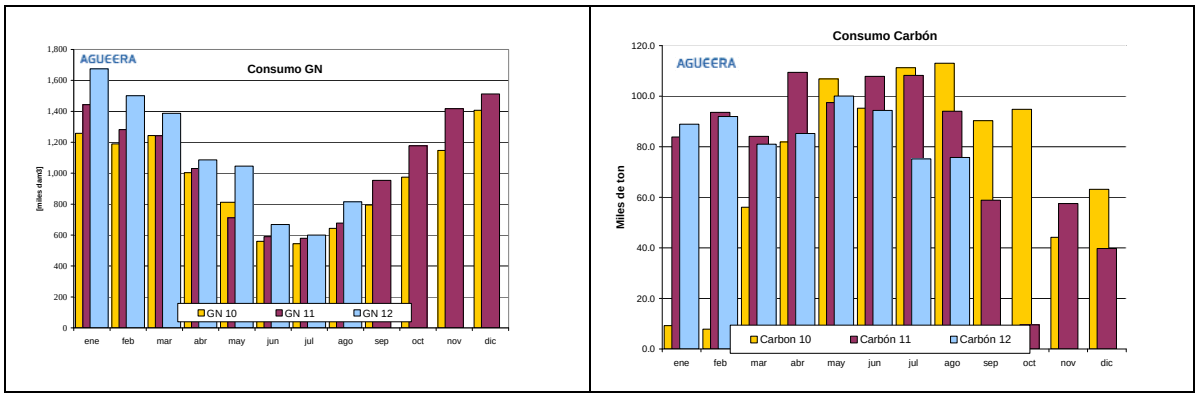


Figura 24. Comparación de consumo mensual de Gas Natural y de Carbón para generación años 2010, 2011 y 2012. Fuente AGUEERA.

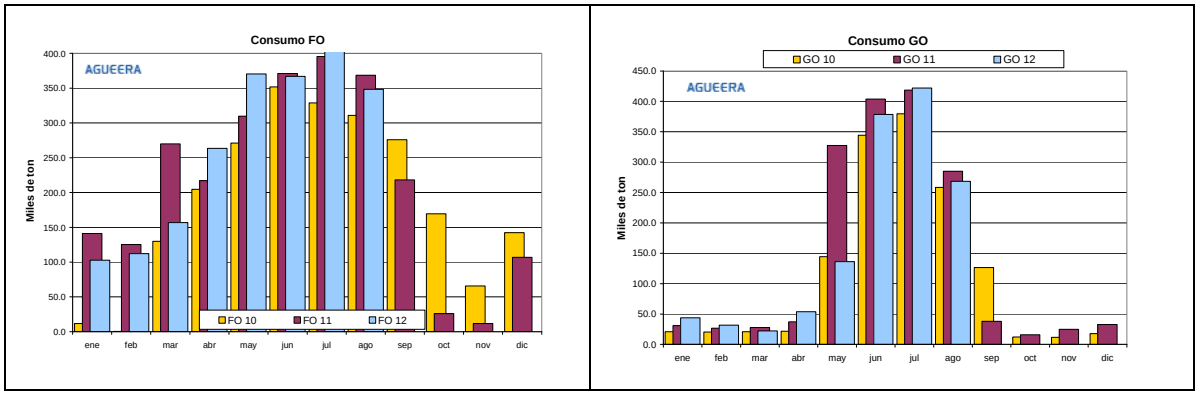


Figura 25. Comparación de consumo mensual de Fuel oil y de Gasoil para generación años 2010, 2011 y 2012. Fuente AGUEERA.

5. GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los permanentes cambios en las reglas de juego, la falta de pago de todas las acreencias de los generadores que estaban instalados antes de finales del 2006, las tarifas construidas en base a un precio estacional que no refleja los costos de producción de electricidad y la falta de renegociación (ya han pasado 10 años) de los contratos de concesión han sido algunas de las señales que tiene el mercado eléctrico que no han contribuido de modo alguno a reconstruir la confianza para que un privado decida invertir en generación eléctrica.

La falta de acceso a créditos a largo plazo y con tasas razonables dirigidos al sector privado fue otra constante asociada con la falta de confianza de los ahorristas locales en el sistema bancario. Éstos prefieren consumir antes que hacer depósitos. En base a la información del Banco Central de la República Argentina el acceso al crédito es complicado y los préstamos otorgados en general son con tasas altas y con plazos cortos, condiciones no aptas para proyectos de infraestructura como los requeridos.

Las últimas incorporaciones de generación se han dado con fuerte participación del Estado Nacional. La incorporación de oferta no ha contemplado parámetros de eficiencia ni analizado alternativas tecnológicas por la premura en los tiempos. Las incorporaciones se han hecho en general para asegurar la continuidad del servicio eléctrico y por esto la única opción posible fue la que tenía menores tiempos de incorporación. No hubo planificación con tiempo para que existieran varias opciones. Así es que se instalaron muchas máquinas de pequeño porte, con bajos rendimientos y quemando gas oil en general, en los sitios donde el abastecimiento resultaba insuficiente.

El parque de generación eléctrica a diciembre de 2011 tenía una potencia instalada de 29.443 MW. El parque estaba compuesto con las siguientes tecnologías:

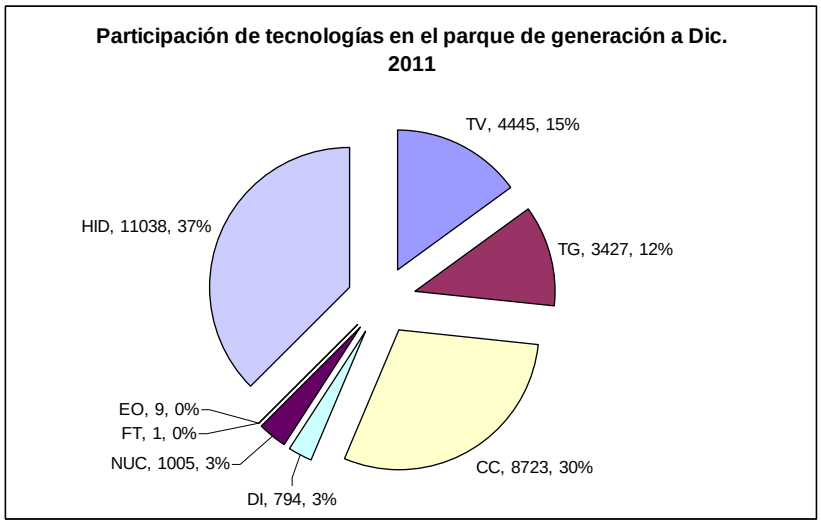


Figura 26. Participación de tecnologías en el parque de generación eléctrica a Dic. 2011. Elaboración propia en base a Informe mensual de CAMMESA.

Las cifras de capacidad instalada están expresadas en MW. Las fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica y la eólica alcanzan el 0,034% en términos de capacidad instalada y seguramente su participación en términos de energía que abastece la demanda es aún menor por su bajo factor de planta.

El 59% de la capacidad instalada corresponde a centrales térmicas convencionales que operan quemando gas natural, fuel oil, gasoil o carbón.

La oferta se distribuye en las diferentes regiones del país:

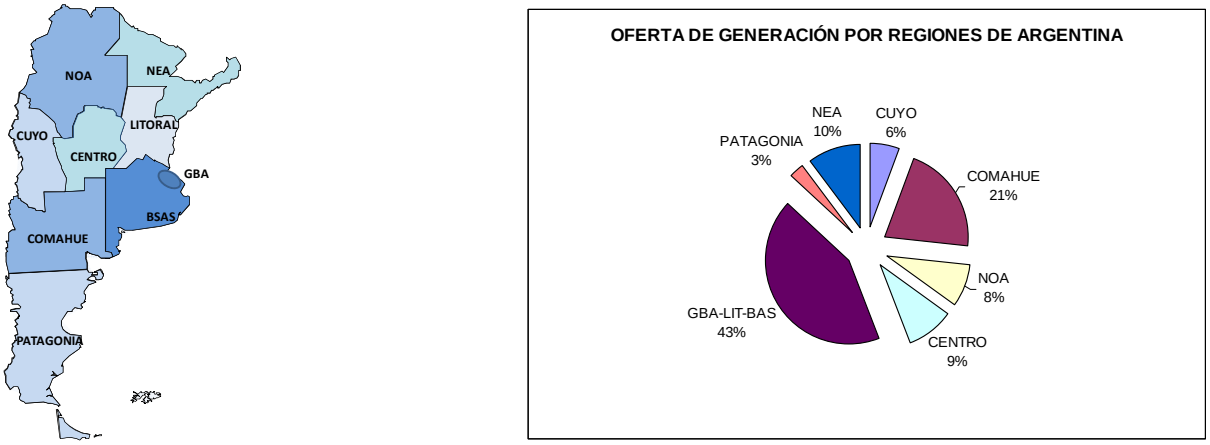


Figura 27. Oferta de generación por regiones a Dic. 2011. Elaboración propia en base a Informe mensual de CAMMESA.

Es interesante ver la evolución de demanda máxima mensual de potencia desde el año 2000 hasta Mayo de 2012. Es posible ver el impacto que tuvo en Argentina la crisis económica de Europa de parte de 2008-2009.

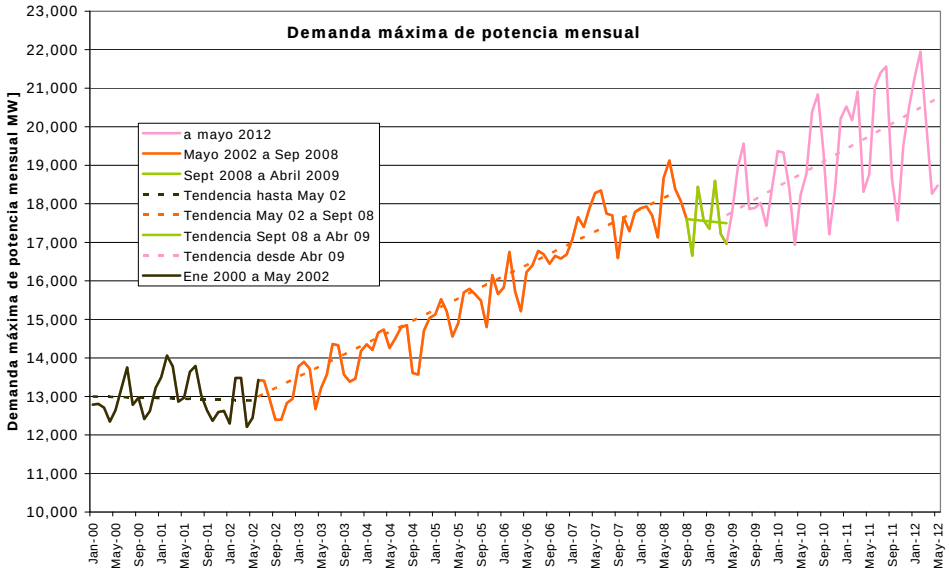


Figura 28. Demanda máxima de potencia mensual. Período 2000 a 2012. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Se presenta la evolución de la potencia máxima y de la energía demandada para el período enero 2006 a mayo 2012 y sus respectivas líneas de tendencia:

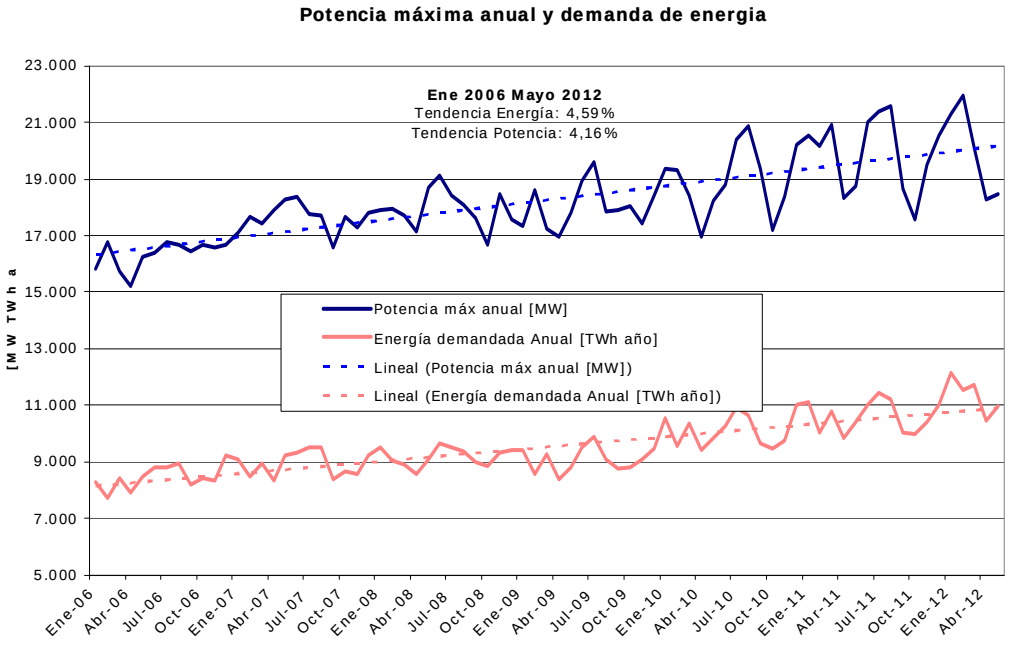


Figura 29. Potencia máxima anual y demanda de energía. Período enero 2006 a mayo 2012. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Es importante conocer cuál fue la relación entre la potencia instalada sumada a la importación y la potencia máxima demandada en los últimos años para poder determinar cuál puede ser un margen de reserva razonable para el sistema. Está claro que no toda la potencia instalada es capaz de entregar su potencia nominal, ya sea porque son centrales con caudales variables, o porque están fuera de servicio por un mantenimiento programado o indisponible por un desperfecto. En la medida que se incorpore, al parque de generación, mayor cantidad de centrales con bajo factor de capacidad se deberá tener en cuenta que la relación entre la potencia instalada y la potencia máxima demandada deberá ser suficiente para evitar restricciones en el abastecimiento. La relación que hubo entre estas variables en situaciones de restricciones en el período 2007-2011 se muestran en la tabla a continuación.

Relación potencia instalada vs potencia máxima 2011-2007 [MW]					Rel. (Pot . Inst+Brasil)/ Pot Max
Año	Máximos	Pot. Max. demandada	Pot. Inst. mes	Imp. Brasil	
2007	14 de junio 19:56 hs	18.345	24.239	458	1,35
2008	23 de julio 19:37 hs	19.126	25.354	957	1,38
2009	23 de julio 19:59 hs	19.556	26.433	622	1,38
2010	3 agosto 19:45 hs	20.843	28.028	1.284	1,41
2011	1º agosto 20:18 hs	21.564	29.049	994	1,39
Promedio					**1,38**

Tabla 1. Evolución 2007-2011 de la relación entre la potencia máxima demandada y la potencia que la abasteció. Fuente: Elaboración propia en base a Informes mensuales de CAMMESA.

La energía demandada fue abastecida con las siguientes fuentes de generación:

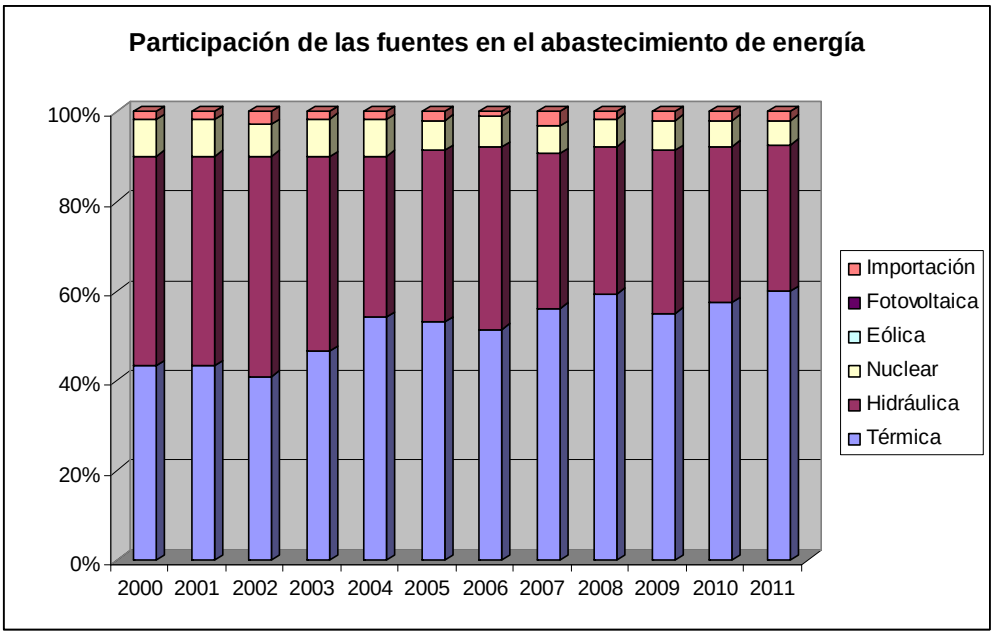


Figura 30. Abastecimiento de la demanda por fuente. Período 2000-2011. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La participación de la generación nuclear e hidroeléctrica en el abastecimiento de la demanda ha ido disminuyendo año a año y la participación de generación eólica y solar por el momento es muy baja.

	GENERACIÓN DE ENERGÍA (MWh)						
			BAJO COSTO			TOTAL	GENERACIÓN
	AÑOS	TÉRMICA	HIDRO	Eólica y Solar	NUCLEAR	BAJO COSTO	TOTAL
1	2011	73.439.392	39.251.194	13.280	5.892.364	45.156.838	118.596.230
2	2010	66.231.292	40.226.935	31	6.691.638	46.918.604	113.149.897
3	2009	61.339.111	40.318.306	0	7.588.703	47.907.009	109.246.120
4	2008	66.839.984	36.863.486	0	6.835.072	43.698.558	110.538.542
5	2007	60.994.489	37.294.429	0	6.720.686	44.015.115	105.009.604

Tabla 2. Generación de energía por fuente período 2007-2011. Fuente Secretaría de Energía.

El perfil de generación eléctrica del año 2011 fue el siguiente:

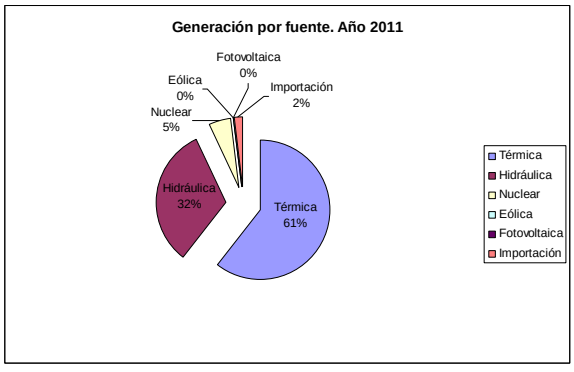


Figura 31. Generación por fuente año 2011. Año 2011. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

En el Informe anual de CAMMESA[5] de 2011 se muestran los volúmenes mensuales de combustibles empleados en las centrales eléctricas y de esta información se desprende que en todos los meses del año se emplea gasoil y fuel oil.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES
Dec-11
Fuel Oil Toneladas
Carbon Toneladas
Nota: desde Marzo 2009 el consumo de gas oil se informa en metros cúbicos
Se modificaron también los valores correspondientes a los meses anteriores

	Jan-11	Feb-11	Mar-11	Apr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Aug-11	SET11	Oct-11	Nov-11	Dec-11
G.O.(M3)	37281	32265	33451	44972	397141	489381	507360	345599	45967	19061	30261	39720
GN	1442283	1281544	1241780	1030807	711867	589198	579305	677000	953639	1176453	1416504	1512006
F.O.	141206	125165	269894	217123	309797	371035	395519	368486	218119	26091	11749	106904
Carb¢n	83827	93584	84105	109419	97484	107857	108210	94061	58851	9570	57528	39720

Tabla 3. Consumo de combustibles en generación eléctrica. Año 2011. Fuente: Informe anual de CAMMESA.

En lo que respecta a la participación de generación renovable la misma es insignificante. En los últimos años desde el Estado Nacional se han tomado medidas para promoverlas. De hecho existen leyes de promoción de las mismas aunque su efectividad está en duda. La Ley 26190 establece que a partir del año 2016 el 8% de la demanda de energía debe ser abastecida por fuentes renovables excluyendo de ellas a la hidroelectricidad cuya capacidad instalada supere los 30 MW. El Estado Nacional a través de ENARSA elaboró el programa GENREN y adjudicó los siguientes contratos con precios de energía en dólares.

ADJUDICACIÓN PROGRAMA "GEN REN"	**POTENCIA**	**PRECIO Promedio ponderado**
	MW	**USD/MWh**
Eólica	754	126,9
Térmica con Biocombustibles	110,4	287,6
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos	10,6	161,6
Solar Fotovoltaica	20	568,2
Total	**895**	**157**

Tabla 4. Resumen resultados GEN REN I. Fuente: ENARSA.

Los precios indicados son en el punto de conexión del generador.

Con excepción de los contratos asignados a las Térmicas con Biocombustibles, los precios se mantienen fijos durante los 15 años de vigencia del Contrato.

A pesar de que la señal para promover las renovables es correcta y es la que ha funcionado en otras partes del mundo, en las que este tipo de fuentes ha podido participar en mayor medida, en Argentina no funcionó como se esperaba. Los precios de energía de los contratos firmados en 2010 son altos en dólares y con plazos largos pero la falta de confianza en que los contratos se respeten ha hecho que de los 784

[5] CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

MW eólicos contratados sólo hayan sido instalados hasta el momento 80 MW. Esto se debe a que los proyectos no han podido conseguir financiamiento ofreciendo como garantía de pago el PPA (*Purchase Power Agreement*) firmado. La venta de energía es finalmente contra el sistema a pesar de que ENARSA es quien compra la energía renovable al privado que invierte, luego se la vende al MEM representado por CAMMESA. Estando el sistema con costos mayores que su recaudación resulta difícil de creer que sea posible que se cumplan estos contratos si no se pagan el total de las acreencias de otros generadores que estaban instalados antes de 2006.

El costo anual de estos contratos si todos los proyectos se realizaran sería del orden de 527 millones de dólares. Se toma como hipótesis un factor de planta de 45% para generación eólica, 45% para térmica con biocombustibles, 35% en el caso de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y 20% para la energía fotovoltaica.

Como quedó parte sin adjudicar se inició luego el proceso denominado GEN REN II que consiste en una serie de Licitaciones Públicas Nacionales e Internacionales por:

Fuente	Licitado [MW]	Marco	Apertura
Biogás	20	ENARSA EE N° 01/2010	Julio 2010
Residuos Sólidos Urbanos	120	ENARSA EE N° 02/2010	Julio 2010
Geotérmica	30	ENARSA EE N° 03/2010	Julio 2010
Solar Térmica	25	ENARSA EE N° 04/2010	Julio 2010
Biomasa	100	ENARSA EE N° 05/2010	Noviembre 2010
Biocombustibles	100	ENARSA EE N° 06/2010	Julio 2011
Residuos Sólidos Urbanos		ENARSA EE N° 11/2010	Mayo 2011

Tabla 5. Resumen licitaciones GEN REN II de resolución pendiente.

Hasta la fecha estas licitaciones no han sido adjudicadas.

6. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

El crecimiento sostenido de demanda eléctrica de los últimos años se ha debido principalmente al aumento de demanda residencial. Así es que en el período enero 2005 a agosto 2012 el crecimiento de demanda industrial fue del 28% mientras que la demanda residencial creció el 65%.

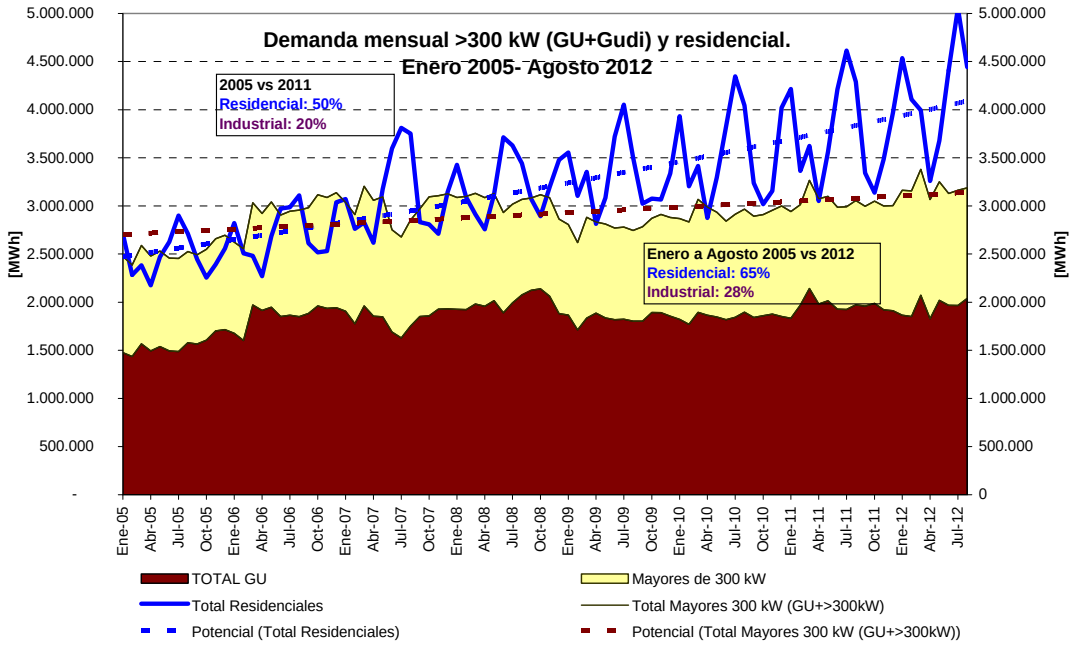


Figura 32. Evolución de la demanda por tipo de usuario período 2005-2012. Fuente AGUEERA en base a datos de CAMMESA

La demanda se distribuye geográficamente del siguiente modo: la mayor parte de la demanda está concentrada en el Aglomerado Gran Buenos Aires que incluye a la Ciudad de Buenos Aires a y los partidos aledaños.

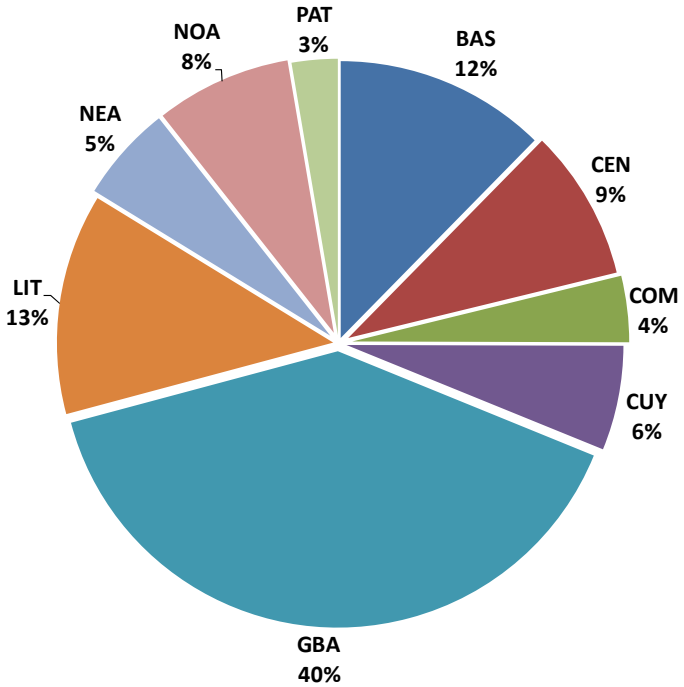


Figura 33. Composición geográfica de la demanda eléctrica año 2010. Fuente: presentación Ing. Julio Bragulat Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Julio 2011.

En el siguiente gráfico se muestra por un lado la evolución y la proyección para el período 2000 – 2016 de la demanda y por el otro la evolución y proyección del parque de generación instalado y a instalarse en el Sistema Interconectado Nacional, el crecimiento de demanda no fue acompañado con su correspondiente crecimiento de la oferta:

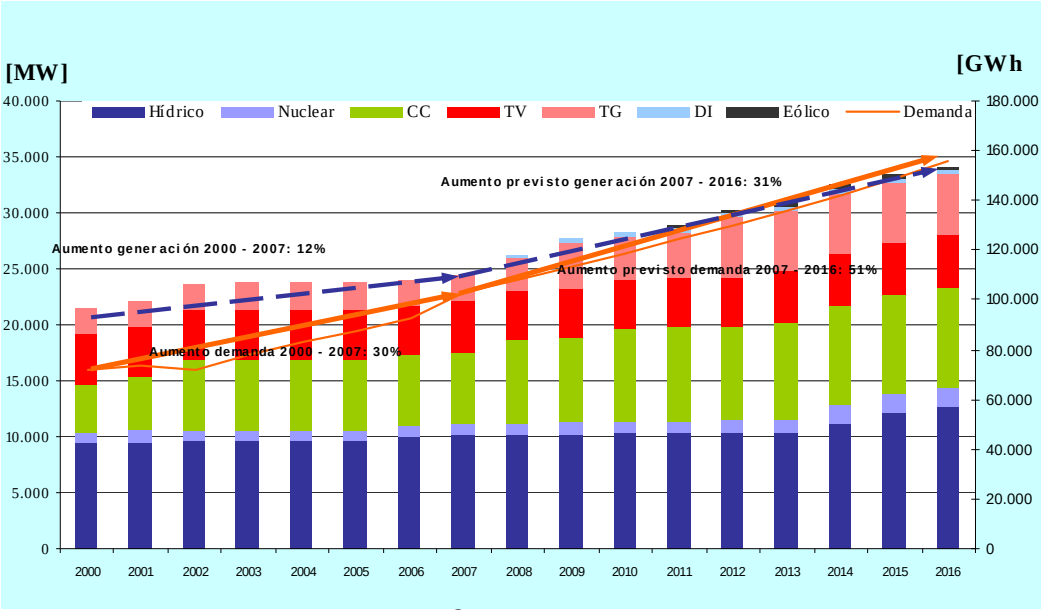


Figura 34. Evolución de la demanda y de la generación período 2000-2016. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Mientras que en el período 2000-2007 la demanda creció un 30% la potencia instalada creció un 12%. Esto hizo que en el año 2007 existieran restricciones al abastecimiento industrial. Para el período 2007-2016 se espera que haya un aumento del 31% de capacidad instalada en el parque de generación y un crecimiento del 51% en la demanda, lo cual presenta un escenario complejo de abastecimiento. El crecimiento del parque de generación fue principalmente en base a la incorporación de generación térmica. Es decir que el incremento de demanda ha sido sustentado con este tipo de unidades quemando gas natural cuando hay disponible y combustibles alternativos en situación de restricciones en el suministro de gas para generación eléctrica.

El incremento de demanda eléctrica de 2011 respecto de la de 2010 fue del 5,06%. Esta tasa es alta comparada con la de otros países. Como ya se mencionó, esto se debe en parte a que las tarifas eléctricas para una porción importante de la demanda no cubren el costo de su producción. El sector residencial y comercial y público paga por la energía eléctrica un valor que en algunos segmentos es hasta 10 veces menor que el costo de producción. Esto va en desmedro del uso racional de la electricidad debido a que por un lado el derroche no se traduce en un pago importante y por el otro el bajo precio de la electricidad no permite el repago, en un tiempo razonable, de tecnologías más eficientes.

Dependiendo del crecimiento de la demanda y de las demoras que puedan existir en las incorporaciones puede haber un déficit de oferta. A continuación se muestran los resultados de un escenario esperable en el que lo que interesa es analizar los próximos años ya que el futuro lejano tienen tanta incertidumbre que no tiene relevancia lo que puede mostrar el gráfico. En cambio para los próximos 4 años la

ampliación de la oferta está bastante ajustada a lo que puede ser la realidad. El 2013 y el 2014 se avizoran como años complicados para el abastecimiento eléctrico:

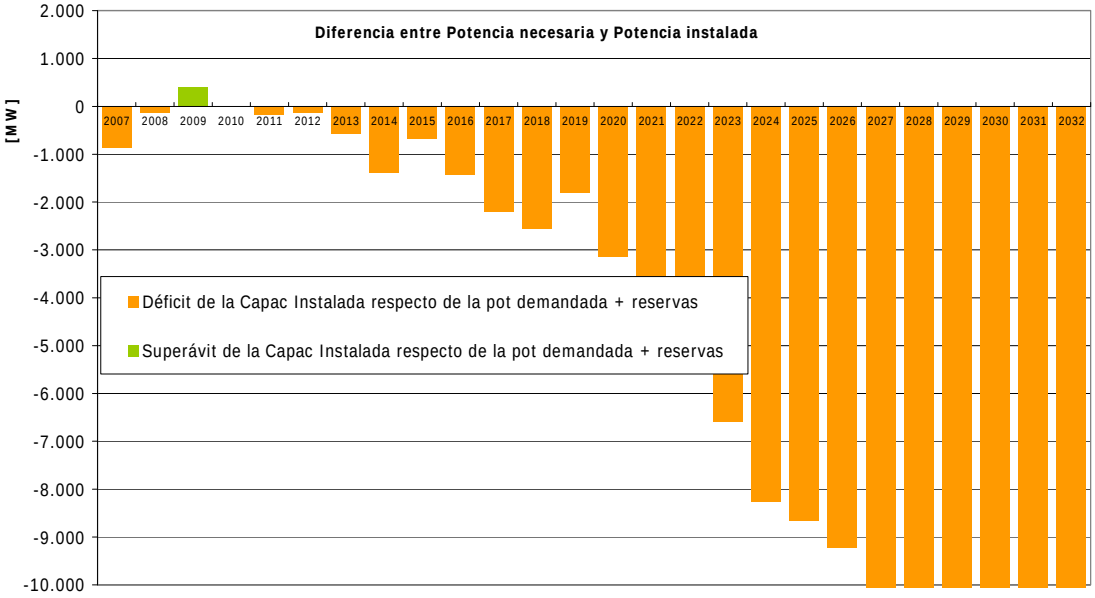


Figura 35. Diferencia entre potencia necesaria y potencia instalada para el período 2007-2032. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y del mercado.

7. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO Y CONSECUENCIAS AMBIENTALES GLOBALES Y LOCALES A CAUSA DE ESTE SECTOR.

El cambio climático impacta sobre el sector eléctrico afectando tanto la oferta como la demanda y el transporte eléctrico. El aumento de la temperatura media, sumado al incremento de la frecuencia y severidad de las olas de calor, más acentuadas en las grandes metrópolis como Buenos Aires, Córdoba y Rosario producen un mayor consumo de electricidad para climatización, bombeo de agua y conservación de alimentos. La demanda por uso final que ha crecido más notoriamente en los últimos años es la de acondicionamiento de aire que representa un requerimiento de potencia del orden de 3.000 MW. Esto posiblemente sea consecuencia no sólo de las altas temperaturas sino también de las bajas tarifas que tienen los usuarios residenciales y del acceso a la compra en cuotas de los equipos de aire acondicionado frío-calor. Los equipos en general que se han incorporado a la demanda son de baja eficiencia energética ya que lo que priorizan los consumidores es el precio de compra y no la eficiencia. En respuesta a esto la Secretaría de Energía ha impuesto la obligatoriedad del etiquetado de eficiencia energética a estos equipos buscando informar a los usuarios. Si bien la política es correcta no es fácil concientizar a los compradores y capacitar a los vendedores de electrodomésticos siendo que las bajas tarifas eléctricas no permiten que se repaguen los mayores costos de compra de equipos eficientes en plazos razonables.

Por otro lado, las variaciones de temperatura y los cambios en los regímenes de precipitaciones y de deshielos afectan la disponibilidad hidroeléctrica.

La severidad de las tormentas, con vientos intensos y hasta tornados afectan las líneas de transmisión y distribución.

En los últimos años, a partir del avance en el estado de conocimiento y el mayor grado de preocupación social por las evidencias del calentamiento global, se han realizado una serie de investigaciones que desde las ciencias físicas, las ciencias del ambiente y la climatología en general han generado importantes aportes en términos de la descripción de la reciente variabilidad climática en Argentina. En el territorio de la Ciudad de Buenos Aires y los partidos del primer y segundo cordón (Aglomerado Gran Buenos Aires) existen trabajos que indican que se ha observado un aumento en las temperaturas mínimas, cambios en la duración de las estaciones, un aumento en los promedios de precipitaciones –especialmente evidente a partir de las décadas del ’60 y el ’70- y una tendencia al aumento de eventos de precipitaciones extremas (Rusticucci, 2007; SAyDS, 2007). Durante el siglo XX, el nivel medio del río de la Plata en la ciudad de Buenos Aires aumentó unos 17 cm.; el incremento más significativo fue durante la década de 1970. Este cambio estaría asociado al incremento del nivel medio del mar (Menéndez y Re, 2005). Estas tendencias de la dinámica climática han generado consecuencias visibles: inundaciones, cambios en las alturas consideradas seguras para la construcción, erosión costera, incendios forestales y de pastizales y olas de calor; que permiten decir que la dinámica del clima se ha vuelto un forzante más en la producción de escenarios de riesgo que de algún modo hacen vulnerable al sistema eléctrico. (Camilloni y Barros, 2006, Beljansky et. al, 2007 entre otros).

Los cambios de tipo paulatino obligan a reexaminar las premisas con las que se calcula la demanda, en relación a los aumentos de temperatura estimados, y la oferta de energía, en relación a los cambios en los regímenes hidrológicos y su impacto en la generación hidroeléctrica. (Beljansky et. al, 2006)

En cambio el aumento en la frecuencia y severidad de eventos extremos obliga a revisar los criterios de diseño de toda la infraestructura del sector eléctrico (generación, transporte y distribución) y además a considerar e implementar, con especial cuidado, planes de contingencia. (Beljansky et. al, 2006)

Se presenta, a modo de ejemplo y para poner de relieve de qué modo el sector eléctrico debiera revisar algunos preconceptos e hipótesis de trabajo, el caso de la inundación en la Ciudad de Santa Fe, donde se pusieron en evidencia las implicancias para el sistema. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) perdió una Central Térmica de 44 MVA: 2 Turbinas de Gas (TG) de 22 MVA cada una y sus instalaciones asociadas, la estación transformadora que la vinculaba con el MEM en 132 kV, los sistemas de control y facturación (Sistemas de medición y Operación en Tiempo Real), la conexión al gasoducto troncal y los depósitos de combustible alternativo. La foto que se presenta a continuación demuestra que las cotas de inundación fueron superadas y que por lo tanto deben ser revisadas:

Figura 36. Fotografía Estación Transformadora Santa Fe Oeste. Abril de 2003

Hay señales que indican que hace falta revisar los parámetros de diseño de la infraestructura para adaptarlos a los escenarios futuros. La seguridad de las presas debe ser estudiada ya que si bien los valores medios de caudal de los ríos pueden cambiar en porcentajes no alarmantes, lo que condiciona el diseño son los valores máximos. Lo que se está viendo en diferentes puntos del país es que existe gran diferencia entre los valores mínimos y máximos sin haber cambiado tanto los valores medios. Por ejemplo en ríos que traen agua de deshielo que estaban asociados a nieves eternas, desde hace unos pocos años que la nieve se derrite totalmente y hay meses sin una gota de agua y períodos con un caudal más importante que el máximo histórico. Las cotas de inundación, las velocidades máximas de viento y las zonas de huracanes y tornados han cambiado respecto de las que tienen en cuenta las normas vigentes que fueron escritas hace muchos años.

Respecto a los efectos de la producción de energía eléctrica sobre el medio ambiente, éstos dependen de la fuente de energía primaria utilizada y de la forma de transformación en energía eléctrica.

Las plantas generadoras que consumen combustibles fósiles son más contaminantes que las centrales hidroeléctricas, siendo las más amigables con el ambiente las que utilizan energías renovables como la eólica y la biomasa.

Dentro de las que consumen combustibles fósiles los efectos sobre el ambiente también dependen de la tecnología empleada siendo los equipamientos más modernos más eficientes energéticamente hablando y menos contaminantes. En general las centrales térmicas convencionales que queman carbón son más contaminantes y las que menos contaminan son las que usan gas natural.

Las hidroeléctricas tienen un indudable impacto ambiental pero sin duda son de las menos contaminantes. Su costo de producción de energía es bajo pero requiere una gran inversión inicial.

Respecto de las centrales nucleares si bien no producen gases de efecto invernadero dejan una serie de residuos radioactivos de difícil y costoso tratamiento además del costo elevado de construcción y aún no determinado de desmantelamiento final.

En la tabla siguiente se muestran el Poder Calorífico Inferior (PCI) y el Factor de Emisiones (FE) para los diferentes combustibles. En el caso del carbón mineral en Argentina sólo se emplea para generación eléctrica el importado.

Combustible	PCI		FE			
Gas Natural	8.300	kcal/m^3	1,951	kg CO_2/m^3	=	1,951 ton CO_2/dam^3
Fuel oil	9.800	kcal/kg	3,197	kg CO_2/kg	=	3,197 ton CO_2/ton
Diesel	8.619	kcal/l	2,683	kg CO_2/l	=	3,175 ton CO_2/ton
Carbón mineral n	5.900	kcal/kg	2,335	kg CO_2/kg	=	2,335 ton CO_2/ton
Carbón mineral i	7.200	kcal/kg	2,804	kg CO_2/kg	=	2,804 ton CO_2/ton
GLP	10.960	kcal/kg	2,894	kgCO_2/kg	=	1,554 kgCO_2/litro
Jet kerosene	8.322	kcal/litro	2,560	kgCO_2/l	=	3,168 kgCO_2/kg

Tabla 6. Poder Calorífico Inferior y Factor de Emisiones de los combustibles. Elaboración propia en base a datos Segunda Comunicación nacional de Argentina página 151.

Teniendo en cuenta los rendimientos típicos de las diferentes tecnologías instaladas en Argentina, el PCI y el FE de cada combustible es posible calcular las emisiones de GEI por unidad de energía entregada e inclusive tomar como base a la generación de un Ciclo Combinado operando con gas para comparar contra este patrón las emisiones de quemar gas en otras tecnologías o de quemar combustibles alternativos al gas y en unidades de diferentes rendimientos. En el caso de las centrales hidroeléctricas, las emisiones de GEI dependerán de si queda descomponiéndose biomasa dentro del embalse o si se retira toda la materia orgánica antes de inundar. Si quedaran árboles sumergidos, su descomposición en ausencia de oxígeno liberaría metano[6] a la atmósfera.

Combustible	Tecnología	Emisiones [tCO_2 / MWh]	Emisiones de la generación térmica respecto de generar con gas en un CC
Gas Natural	CC	***0.353***	**0%**
	TG	***0.588***	**67%**
	TV	***0.541***	**53%**
	Motores	***0.494***	**40%**
Gas Oil	CC	***0.486***	**38%**
	TG	***0.809***	**130%**
	Motores	***0.654***	**86%**
LNG (gas licuado)	CC	***0.329***	**-7%**
Fuel Oil	TV	***0.750***	**113%**
	Motores	***0.685***	**94%**
Carbón	TV	***0.992***	**181%**
Biomasa	TV	***0***	
Nuclear		***0***	
Hidroeléctrica		depende del embalse	
Eólica		***0***	
Biogás		***0***	
Geotérmica con vapor seco		***0***	
Solar térmica		***0***	
Solar fotovoltaica		***0***	

Tabla 7. Emisiones de GEI por unidad de energía para diferentes tecnologías operando con distintos combustibles. Elaboración propia en base a rendimientos típicos de las máquinas instaladas en el parque de Argentina

[6] El metano (CH_4) tiene un Poder de Calentamiento Global que es 21 veces mayor que del CO_2. Fuente IPCC.

Como puede apreciarse no es lo mismo, en términos de emisiones de GEI y su impacto al cambio climático, quemar gas natural en un Ciclo Combinado que en una TG. De hecho se emiten menos emisiones quemando gasoil en un Ciclo Combinado que quemando gas natural en una turbo gas. Esto es debido a la diferencia de rendimiento que tienen esas unidades, al poder calorífico y al factor de emisiones propio de cada uno de los combustibles. La producción de energía en una central a carbón es la que más emite CO_2 a la atmósfera (aproximadamente el 80% más de emisiones que una central operando con fuel oil).

Centrales térmicas convencionales: Existen otros tipos de impactos ambientales de carácter local asociados con la quema de combustibles fósiles. La quema de carbón, fuel oil y gasoil emite material particulado y contribuye a la lluvia ácida por sus emisiones de NO_x (óxidos de Nitrógeno) y SO_2 (dióxido de azufre) con las consiguientes consecuencias negativas para el ambiente.

Las centrales a carbón tienen mayor riesgo de explosiones que otras que operan con derivados del petróleo. Por el otro lado, las que operan en base a líquidos requieren ser abastecidas por camiones con Fuel oil o Gas oil lo que introduce riesgos por accidentes en las rutas de acceso y de contaminación de napas por pérdidas en los tanques de almacenaje.

De las centrales térmicas convencionales las que operan con gas natural son las que tienen menores impactos ambientales, no emiten material particulado, no generan problemas de tránsito por transporte de los combustibles, evitan los riesgos de derrame durante el transporte fluvial o terrestre que pueden existir con los combustibles líquidos. No requiere de tanques de almacenamiento que pueden tener pérdidas (caso de líquidos), ni de silos de almacenaje de carbón con potenciales riesgos de explosión. El gas natural es el más “limpio” de los combustibles fósiles. Como contra se requiere de gasoductos y por ello su ubicación no es versátil y además en los últimos años cada vez hay más días del año en que no cuentan con gas y por lo tanto deben operar con combustibles alternativos (combustibles líquidos).En el caso de que operen con gas no convencional los impactos ambiéntales deberán revisarse ya que habrá impactos como consecuencia de las fracturas hidráulicas y de los aditivos necesarios para esta operación.

Central térmica con Biomasa: Este tipo de generación es CO_2 neutral por liberar durante la combustión la misma cantidad de carbono que fue capturado por la biomasa durante su crecimiento. En general se da valor a un residuo y se generan fuentes de trabajo relacionadas con la logística y recolección de los mismos. Algunas veces pueden desarrollarse centrales que usan biomasa dedicada, en este caso no son residuos, sino que se trata de plantaciones con fines energéticos. Suelen instalarse en puntos que antes eran demandantes de energía por lo tanto aprovechan infraestructura de redes existentes y descargan las líneas de transmisión. Esto es porque para que este tipo de proyectos sean viables económicamente lo mejor es contar con residuos concentrados en un lugar y que estén asociados a un proceso industrial que requiera electricidad y calor para poder instalar centrales de cogeneración a partir de residuos de biomasa. Aprovechar residuos disminuye los pasivos ambientales que son consecuencia de su descomposición. Algunos auto-combustionan si quedan abandonados en pilas (ej. cáscara de maní con bajo contenido de humedad) o generan metano por descomposición anaeróbica (ej. residuos de aserraderos). Dependiendo de si utiliza residuos con estacionalidad o no, podrán despacharse gran cantidad de horas al año o sólo en el período de cosecha (ej. el bagazo o los residuos de caña de azúcar pueden producir electricidad entre 150 y 180 días al año, mientras que los residuos de la industria de la madera están

disponibles todo el año). Es una fuente renovable que brinda potencia firme a diferencia de otras renovables que son intermitentes. Requiere de agua ya que emplea una turbina de vapor que aunque opere con un ciclo cerrado existen pérdidas del orden del 2-3% que deben ser compensadas incorporando agua al circuito. La biomasa emite considerablemente menos NO_x en comparación con el carbón, fuel oil, gas oil y gas natural y menos SO_2 que el que emite el carbón, fuel oil y gas oil. Como contra emite material particulado y genera volúmenes importantes de cenizas. En general las tecnologías modernas incorporan filtros capaces de disminuir a valores insignificantes las emisiones de material particulado. Con las cenizas se pueden mejorar caminos de acceso a campos y fertilizar suelos.

Central eólica: Este tipo de generación no emite CO_2 y aprovecha un recurso renovable como es el viento. No emiten material particulado, ni NO_x ni SO_2; como contrapartida se trata de una fuente intermitente y por lo tanto no es capaz de entregar potencia firme al sistema. Los impactos de la generación eólica se relacionan con posibles colisiones de aves, impactos visuales, sonoros y de interferencias electromagnéticas en las cercanías de los aerogeneradores. También producen un efecto incómodo para la vista que se conoce como efecto discoteca, producido por el cubrimiento del sol que hacen las aspas girando a velocidad. Prácticamente no impactan en el uso de suelo ya que debajo de los aerogeneradores puede sembrarse o continuar pastando animales. Además no requieren de agua. El factor de capacidad de este tipo de centrales puede alcanzar el 50% en los mejores sitios de la Patagonia. No pueden instalarse en cualquier sitio sino que dependen fuertemente de la disponibilidad del recurso y de la posibilidad de inyectar la energía en la red.

Central solar: las tecnologías de generación solar son básicamente dos: solar fotovoltaica y solar térmica. Ninguna de ellas emite emisiones de CO_2, ni partículas, ni NO_x ni SO_2. Sí generan un importante impacto en el uso de suelo y por lo tanto impactan visualmente. No se pueden instalar granjas solares en cercanías de rutas porque pueden producir encandilamiento. No necesitan agua para operar y la determinación de su ubicación es central ya que necesita que haya un importante nivel de irradiación solar a lo largo del año y la posibilidad de inyectar energía a la red. Para sistemas vinculados al sistema resulta una opción poco atractiva por sus altos costos de inversión, su intermitencia y su muy bajo factor de capacidad de planta que en el caso de la solar térmica puede alcanzar el 21% y en la fotovoltaica el 17%.

Si se instala en lugares aislados que cuentan con el recurso, suele ser una excelente alternativa que mejora notablemente la calidad de vida de los pobladores.

Central nuclear: Tienen un impacto ambiental alto debido a que aún no se han encontrado soluciones técnicas a la disposición de los residuos radiactivos generados por la central. No emiten gases de efecto invernadero y eso hace que muchas veces se la considere una fuente limpia de energía.

Se requieren importantes volúmenes de agua para refrigerar la central.

Tienen un importante costo de capital y de operación y mantenimiento. Su factor de capacidad puede superar el 90%.

Argentina tiene un amplio conocimiento del ciclo nuclear y si bien estas centrales brindan potencia firme al sistema, mejoran la continuidad de suministro además de optimizar el uso de las redes; los riesgos de seguridad pública pueden afectar su desarrollo en el futuro por la percepción del riesgo por parte de la sociedad. Cabe mencionar que actualmente la minería de uranio está fuera de funcionamiento por

cuestionamientos de la sociedad respecto de potenciales problemas ambientales que surgen de la actividad minera.

Tienen alto impacto en demanda local ya que durante la operación emplean mucho personal de la zona. Generan empleos y desarrollan proveedores locales. Por conocer el ciclo nuclear y disponer del uranio la seguridad en el largo plazo estaría asegurado.

Central hidroeléctrica: El impacto ambiental depende mucho del tipo de central del que se trate, si tienen embalse, si es de pasada, de la superficie que deba inundarse así como de las características de la zona. Si se trata de un proyecto que requiere un desplazamiento importante de personas, de animales y se pierden especies raras de flora o se somete a mucho estrés a especies en peligro de extinción claramente su impacto ambiental es muy grande. Por el contrario puede haber proyectos hidroeléctricos que no requieran importantes desplazamientos de gente, flora y fauna o que aprovechen el salto de un río con lo cual sus impactos ambientales son muy bajos. Argentina ha aprovechado los mejores sitios de emplazamiento de centrales aunque aún quedan proyectos interesantes por desarrollarse. La generación hidroeléctrica en gran escala es la que actualmente está siendo cuestionada por sus impactos ambientales. Por el contrario las mini y micro centrales tienen amplios beneficios ambientales y en su lugar de emplazamiento. Usualmente tienen aparejado otros beneficios porque permiten el control de crecidas o la entrega de agua para riego como prioridad del embalse. Si bien el costo de capital es alto, el de operación y mantenimiento no lo es tanto y eso permite que el costo de la hidroelectricidad sea bajo en comparación con el de otras fuentes. Hay proveedores locales de la tecnología y un amplio conocimiento de construcción y operación de este tipo de centrales por lo tanto el uso de divisas es bajo. La localización de este tipo de centrales depende de condiciones específicas: disponibilidad del recurso, geografía y condiciones socioeconómicas que permitan su desarrollo. Permiten asegurar el abastecimiento en el largo plazo y no emiten gases de efecto invernadero.

8. REFLEXIONES SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO

Tras la devaluación y ulterior cese unilateral de los pagos (default) de la deuda externa de USD 95 mil millones en 2002, Argentina no fue un lugar elegido por los inversores externos. La gran incertidumbre generada por el abandono del régimen de convertibilidad de la moneda que había regido desde 1991 en el cual 1 $ equivalía a 1 USD, impactó muy fuertemente sobre la inversión y el ingreso de capitales. Si bien Argentina salió de la crisis y viene creciendo a importantes tasas desde 2003, la inestabilidad jurídica y la falta de confianza hacen que siga habiendo serias barreras para invertir en el sector energético.

Durante la crisis existió una necesidad política de pesificar y congelar las tarifas lo que ocasionó que se desvinculen los costos de los precios de la energía. El problema es que habiendo pasado 10 años, el Sector no ha logrado adecuar las tarifas para que las mismas reflejen los costos, ni ha podido establecer un plan para que las mismas se adecuen de manera paulatina y socialmente aceptable. Esto constituye un factor clave que hace que el sistema eléctrico no sea sustentable económicamente.

La demanda crece sostenidamente: Las proyecciones estiman tasas importantes aunque algo inferiores a las ocurridas. Sin embargo la oferta no acompañó esta situación.

Argentina pasó de ser un país exportador de energía a requerir despacho de unidades que durante la segunda mitad de la década del '90 estuvieron prácticamente sin operar. Esta situación se profundiza anualmente incrementando el despacho de esas unidades. Inclusive en algunos casos ha sido necesario importar energía desde Brasil y Paraguay.

La creciente necesidad de combustibles alternativos al gas natural con precios del barril de petróleo que superan los 100 USD constituye un riesgo para el suministro eléctrico.

A la compleja logística de volúmenes importantes y crecientes se suma la dimensión económico-financiera: erogaciones en aumento con una recaudación que no alcanza para cubrir los costos del sector. Todo esto deviene en un desafío mayúsculo

Por lo descripto hasta acá, es claro que en los últimos años le tocó al sistema eléctrico enfrentar simultáneamente tres situaciones complejas e independientes: precio del barril de petróleo por arriba de los 100 USD, restricciones en el suministro de gas natural y un desacople entre las tarifas que se cobran a los usuarios y los costos de producción. Todo esto redunda en una problemática difícil de abordar.

La industria energética independientemente de la fuente de la que provenga: hidrocarburos, eólica, hidroeléctrica, biomasa, solar, geotérmica, biogás o biocombustibles tiene sus propios principios que no deben ser ignorados al hacer la política, la que debiera prever precios adecuados e instrumentos que faciliten inversiones constantes.

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

Por otro lado si se analiza la tendencia en la demanda de electricidad y en el suministro de gas natural para generación puede concluirse que la demanda continuará creciendo y que este crecimiento será abastecido principalmente por generación térmica operando en base a gas natural importado, GNL, fuel oil y gasoil. En este contexto las energías renovables resultan con costos competitivos y hasta inferiores.

Las fuentes renovables de energía no se han desarrollado hasta el momento debido a que sus costos de inversión inicial son muy superiores a los costos de instalar tecnología térmica convencional[7], los plazos para instalarlas son mayores y los costos de producción superiores a los costos de producción con gas natural convencional (a 2,6 USD/MMBTu). A esto se suma que varias de las fuentes renovables son intermitentes y por lo tanto no dan potencia firme y necesitan respaldo. Otra dificultad está vinculada con obtener el financiamiento y con el alto costo del dinero en Argentina, lo que afecta la rentabilidad de inversiones de capital intensivo y bajos costos de operación.

[7] Los costos de inversión pueden rondar los 700-900 USD/kW en el caso de un Ciclo Combinado y los 2000 y 2500 USD/kW en el caso de parques eólicos o unidades de generación a partir de biomasa.

Revertir esta situación problemática requiere de un abordaje multisectorial, interdisciplinario e interinstitucional. Harán falta una variedad de medidas, programas y campañas de concientización, además de instrumentos financieros y regulatorios, que permitan avanzar en el sentido correcto hacia la sustentabilidad. En este marco, la diversificación de la matriz energética parece ser un eslabón clave para salir del círculo vicioso en el que se encuentra Argentina. El crecimiento de la demanda de electricidad es muy importante, ya que con tarifas congeladas desde hace tiempo, no existe ningún incentivo a ser eficientes. Esto genera una situación de derroche que es necesario revertir.

Como ya se mencionó se requieren políticas de largo plazo para el sector energético por lo que resulta necesario elaborar escenarios de oferta al 2030 que permitan tomar conciencia de las implicancias económicas y ambientales de los distintos caminos a tomar y los requerimientos de potencia a instalar para mantener el margen de reserva que tuvo el sistema eléctrico en 2010. Los resultados de estos escenarios pretenden ser insumos para la elaboración de políticas públicas tendientes a planificar el sector para conducirlo a un escenario deseado. Se busca cuantificar las diferencias de consumo de combustibles, costos y emisiones entre dos escenarios de oferta que priorizan la generación con gas por un lado y por el otro la hidroelectricidad, la eólica y la biomasa.

IX ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2030

1. DATOS DE PARTIDA DE LOS ESCENARIOS

1.1. EVOLUCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA Y DE GAS

Los datos de evolución de demanda de electricidad y de gas son los utilizados por la "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030". Se grafican a continuación las demandas que se deberán abastecer con los escenarios BAU y URE.

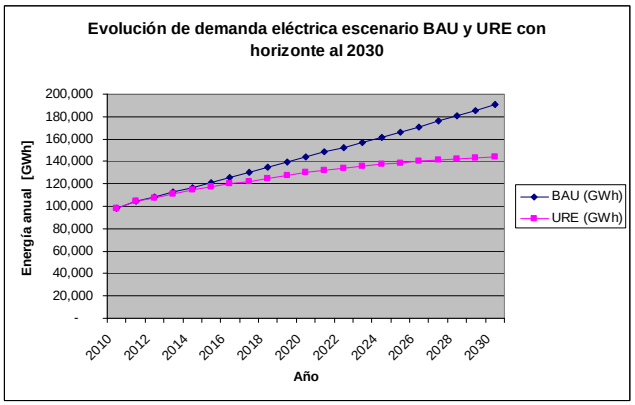


Figura 37. Evolución de demanda a abastecer en escenario BAU y escenario URE con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030.

El escenario de demanda eléctrica BAU por sus siglas en inglés de *Business as Usual* fue construido por la Secretaría de Energía de la Nación. El escenario URE de Uso Racional de la Energía prevé una evolución de demanda menor ya que considera que se introducirán políticas y programas de eficiencia energética que permitirán disminuir el consumo. La proyección del escenario URE que elaboró la Secretaría de Energía

lograba en el 2030 una merma del 9% en la demanda respecto de la del escenario tendencial. Para esta tesis se adopta como hipótesis que la demanda URE en 2030 es un 18% inferior a la demanda tendencial, lo que es coincidente con la hipótesis de trabajo de la "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030".

El tema de cuál será la evolución de la demanda no será abordado en esta tesis. Se ha elegido este sendero de evolución demanda porque se considera que en el futuro será posible incorporar tecnologías más eficientes y que se sincerarán tarifas en algún momento lo que debería conducir a que se derroche en menor medida.

Estudiar la proyección de demanda es un tema de tesis en sí mismo, es muy complejo por la cantidad de variables que debe manejar: aumento de población, crecimiento económico, evolución y disponibilidad de tecnologías, incorporación de programas y medidas, respuestas de la población frente a las mismas, entre muchos otros aspectos conductuales y de tarifas eléctricas y costos de tecnologías, entre muchos otros temas.

La evolución de demanda de gas natural del país también ha sido adoptada de la misma fuente y es la siguiente:

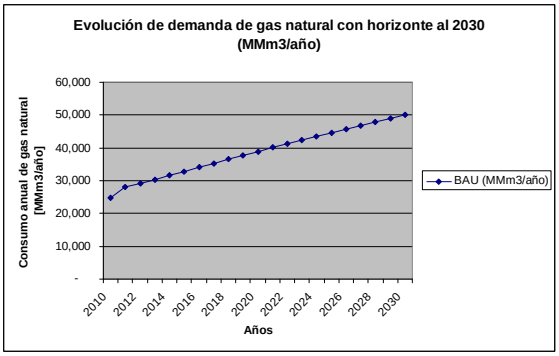


Figura 38. Evolución de demanda de Gas Natural con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030.

1.1.1. ESCENARIO TENDENCIAL

El escenario tendencial considera que no hay grandes cambios tecnológicos ni de conductas que permitan reducir el consumo energético, sino que por el contrario se continúa con la tendencia actual. En este caso la demanda a abastecer será la siguiente:

Electricidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
BAU (GWh)	98,590	104,356	108,319	112,590	116,686	121,039	125,550	130,091	134,562	139,283

Electricidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BAU (GWh)	148,360	152,677	157,258	161,657	166,198	171,089	175,796	180,644	185,643	190,670

Tabla 8. Evolución de demanda de Electricidad en el escenario Tendencial con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030.

Gas Natural	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
BAU (MMm3/año)	24,864	27,986	29,133	30,325	31,542	32,761	34,006	35,263	36,500	37,714	38,931

Gas Natural	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BAU (MMm3/año)	40,070	41,206	42,299	43,385	44,454	45,576	46,686	47,785	48,867	49,969

Tabla 9. Evolución de demanda de gas natural con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030.

1.1.2. ESCENARIO URE

El escenario URE asume que se llevarán a cabo modificaciones en los parámetros de consumo que harán que disminuya la demanda por incorporación de tecnología más eficiente y/o por concientizar a la sociedad respecto de la importancia de hacer un uso más racional de los recursos escasos. Los cambios tecnológicos y algunos cambios conductuales impulsados por medidas y programas de eficiencia ayudarán a que la demanda sea menor que la del escenario tendencial. Los datos de demanda eléctrica de este escenario son los que se presentan. Cabe destacar que no se plantea en esta tesis que haya un escenario de uso racional del gas natural.

Electricidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
URE (GWh)	98,590	104,356	107,777	111,464	114,352	117,045	119,775	122,416	124,873	127,444	129,837

Electricidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
URE (GWh)	131,892	133,745	135,713	137,409	138,775	140,122	141,164	142,167	143,130	143,956

Tabla 10. Evolución de demanda de electricidad en el escenario URE con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030.

1.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES.

La evolución de los costos de los diferentes combustibles coincide con la adoptada en la "Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030". Esta proyección de precios fue debatida por expertos del sector y se considera muy apropiada. La fuente de los datos para hidrocarburos son las proyecciones al 2035 que realizó en 2011 el Departamento de Energía de Estados Unidos (*DOE Annual Energy Outlook 2011 with Projections to 2035*). Para el biogás, biodiesel, bio oil y biomasa sólida se utilizaron costos publicados por el IPCC en su informe de 2011 (*Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*). Para el uranio se adoptaron los costos publicados en 2010 por la Agencia Internacional de Energía (IEA) que coinciden con los de la Agencia de Energía Nuclear NEA (*Energy Technology Perspectives*).

Se presenta la evolución de costos, con un horizonte al 2030, para cada tipo de combustible que podrá ser empleado para generación eléctrica y para el gas natural que será demandado y no empleado para producción de electricidad.

Combustible	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Fuel Oil	USD/Tn	528.5	528.5	519.6	542.9	575.6	606.1	641.0
Gas Oil	USD/m^3	658.8	658.8	512.8	535.8	568.1	598.2	632.6
Biodiesel	USD/m^3	856.5	856.5	666.7	696.6	738.5	777.6	822.3
Carbón	USD/Tn	140.0	140.0	145.0	146.0	144.0	147.1	150.7
Gas Natural Convencional	USD/MMBtu	3.0	3.0	3.8	4.8	4.9	5.1	5.3
Gas Natural No Convencional	USD/MMBtu	5.0	5.0	5.7	5.8	5.9	6.1	6.3
Gas Natural de Bolivia	USD/MMBtu	8.5	8.5	8.1	8.5	9.0	9.5	10.0
Gas Natural Licuado	USD/MMBtu	12.2	12.2	12.4	12.9	13.5	14.0	14.6
Biomasa sólida	USD/Tn	25.0	25.0	25.3	25.9	26.4	27.3	28.1
Uranio	USD/kWh	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Biogás	USD/MMBtu	12.2	12.2	12.4	12.9	13.5	14.0	14.6
Electricidad Importada	USD/MWh	190.0	190.0	186.8	195.2	207.0	217.9	230.4
Gas Natural BAU	USD/MMBtu	3.6	3.7	4.5	5.5	5.8	6.1	6.4

Gas Natural URE	USD/MMBtu	3.6	3.7	4.5	5.5	5.8	6.1	6.4
Bio Oil	USD/Tn	528.5	528.5	519.6	542.9	575.6	606.1	641.0

Combustible	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fuel Oil	USD/Tn	671.9	706.9	737.6	763.6	794.7	828.3	861.4
Gas Oil	USD/m^3	663.0	697.7	727.9	753.6	784.3	817.4	850.1
Biodiesel	USD/m^3	862.0	907.0	946.3	979.7	1,019.6	1,062.6	1,105.1
Carbón	USD/Tn	153.8	156.4	159.4	163.0	166.7	170.3	173.3
Gas Natural Convencional	USD/MMBtu	5.4	5.6	5.8	6.1	6.5	6.8	7.1
Gas Natural No Convencional	USD/MMBtu	6.4	6.6	6.8	7.1	7.5	7.8	8.1
Gas Natural de Bolivia	USD/MMBtu	10.5	11.0	11.5	11.9	12.4	12.9	13.4
Gas Natural Licuado	USD/MMBtu	15.2	15.9	16.6	17.3	18.0	18.6	19.2
Biomasa sólida	USD/Tn	28.7	29.4	30.3	31.8	33.3	34.7	36.3
Uranio	USD/kWh	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Biogás	USD/MMBtu	15.2	15.9	16.6	17.3	18.0	18.6	19.2
Electricidad Importada	USD/MWh	241.5	254.2	265.2	274.5	285.7	297.8	309.7
Gas Natural BAU	USD/MMBtu	6.8	7.2	7.6	8.1	8.7	9.2	9.7
Gas Natural URE	USD/MMBtu	6.8	7.2	7.7	8.2	8.8	9.3	10.0
Bio Oil	USD/Tn	671.9	706.9	737.6	763.6	794.7	828.3	861.4

Combustible	Unidad	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Fuel Oil	USD/Tn	890.6	920.7	950.1	980.5	1,007.4	1,032.6	1,047.6
Gas Oil	USD/m^3	879.0	908.6	937.7	967.7	994.2	1,019.1	1,033.9
Biodiesel	USD/m^3	1,142.6	1,181.2	1,219.0	1,258.0	1,292.4	1,324.8	1,344.1
Carbón	USD/Tn	177.5	180.5	184.1	187.7	191.9	196.5	200.1
Gas Natural Convencional	USD/MMBtu	7.5	7.9	8.2	8.6	8.8	9.0	9.3
Gas Natural No Convencional	USD/MMBtu	8.5	8.9	9.2	9.6	9.8	10.0	10.3
Gas Natural de Bolivia	USD/MMBtu	13.9	14.4	14.8	15.3	15.7	16.1	16.3
Gas Natural Licuado	USD/MMBtu	19.8	20.4	21.1	21.7	22.2	22.8	23.3
Biomasa sólida	USD/Tn	38.2	39.8	41.2	42.8	43.9	44.9	46.0
Uranio	USD/kWh	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009	0.009
Biogás	USD/MMBtu	19.8	20.4	21.1	21.7	22.2	22.8	23.3
Electricidad Importada	USD/MWh	320.2	331.0	341.6	352.5	362.2	371.3	376.6
Gas Natural BAU	USD/MMBtu	10.3	10.8	11.1	11.6	11.9	12.2	12.4
Gas Natural URE	USD/MMBtu	10.6	11.2	11.8	12.4	13.0	13.5	14.0
Bio Oil	USD/Tn	890.6	920.7	950.1	980.5	1,007.4	1,032.6	1,047.6

Tabla 11. Evolución de costos de combustibles con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030, en base a informes del DOE, del IPCC y de IEA.

1.3. *EVOLUCIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN & MANTENIMIENTO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS Y FACTORES DE PLANTA ASOCIADOS.*

Se definen un conjunto de tecnologías seleccionables para construir los escenarios energéticos. Como todo escenario futuro debe simplificar las opciones para permitir modelar los resultados.

Los costos de inversión y de operación y mantenimiento han surgido de diferentes fuentes internacionales. Como muchas veces lo que se informa son rangos, se ha adoptado un valor en función de las condiciones locales. Se define también el factor de planta de cada tipo de proyecto. El FC (factor de capacidad o factor de planta) es un indicador que mide la productividad de cualquier sistema de generación. Este indicador compara la producción real o esperada, durante un período dado, con la cantidad que se habría producido si hubiese funcionado a plena capacidad en el mismo tiempo.

Sin duda que no todos los proyectos tendrán el mismo factor de planta pero el valor que se propone es un promedio que representa de algún modo al conjunto de proyectos de ese tipo de tecnología.

Eólica marítima (off-shore) con del FC promedio del 40%

Eólica terrestre A con FC promedio del 33%

Eólica terrestre B con FC promedio del 42%

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Eólica	***Marítima***	3350	3100	2850	96	89	82	0.027	0.025	0.023
	Terrestre A	1825	1719	1613	51	48	45	0.018	0.017	0.016
	Terrestre B	2100	1850	1750	63	56	53	0.017	0.015	0.014

Tabla 12. Evolución de costos de proyectos eólicos con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo) para marítima y terrestre A. Terrestre B en base a precios locales propuestos por CADER.

Termo Solar con Concentrador parabólico con FC promedio del 30% (dato de Chile)

Panel fotovoltaico con con FC promedio del 25%

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Solar	*Concentrador*	5750	4932	3613	30	26	23	0.011	0.010	0.009
	Fotovoltaico	3700	2700	2000	50	41	32	0.023	0.019	0.015

Tabla 13. Evolución de costos de proyectos solares con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

Geotermia FC promedio del 80%

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Geotermia	*Hidrotérmica*	3950	4219	4488	220	199	178	0,031	0,028	0,025

Tabla 14. Evolución de costos de proyectos solares con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

Cogeneración a partir de residuos biomásicos con FC promedio del 80% .Se considera que los primeros 2000 MW que ingresen serán con residuos propios y los que superen este valor tendrán un costo mayor de combustible que acompaña el precio de gas ya que se lo considera su sustituto.

Generación en motor dual con biocombustibles. FC promedio del 85%.

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Biomasa	*Básica (residuos)*	2100	2050	2000				0,015	0,014	0,013
	Motor dual Bioc	1000	970	950	200	195	190	0,0269	0,0262	0,0255

Tabla 15. Evolución de costos de proyectos de generación con biomasa con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al Informe del IPCC 2011 (Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation).

Hay una lista de los posibles proyectos hidroeléctricos grandes a incluir. Cada proyecto de la lista tiene definido su Factor de Capacidad y su fecha más temprana de inclusión.

Para los proyectos de Mini hidro se considera un FC promedio del 65%.

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Hidro	*Grande*	2000	2000	2000	40	40	40	c/u	c/u	c/u
	Mini	3000	3000	3000	60	60	60	0.011	0.011	0.011

Tabla 16. Evolución de costos de proyectos hidroeléctricos grandes y mini con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

Nuclear con FC promedio del 85%

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Nuclear	Gen III+	3350	3263	3175	101	98	94	0,014	0,013	0,013

Tabla 17. Evolución de costos de proyectos nucleares con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

Ciclo abierto con FC promedio del 50%

Ciclo Combinado con FC promedio del 85%.

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Gas Natural y LNG	*Ciclo abierto*	700	665	715	15	15	15	0,0034	0,0034	0,0034
	Ciclo Combinado	900	863	825	27	26	25	0,0036	0,0035	0,0034

Tabla 18. Evolución de costos de proyectos de generación con gas natural y con gas natural licuado con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

SC PCC (Supercritical pulverized coal combustion) con FC promedio del 85%

IGCC (Integrated coal gasification combined cycle) con FC promedio del 85%.

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Carbón	*SC PCC*	2100	1988	1875	42	39,5	37	0,0056	0,0053	0,005
	IGCC	2400	2263	2125	72	68	64	0,0097	0,0091	0,0086

Tabla 19. Evolución de costos de proyectos de generación con carbón con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

Motor dual operando con fuel oil pesado (HFO, *heavy fuel oil*) o con Gas natural o con gas oil con FC promedio del 85%

Fuente	Tipo	Inversión (USD/kW)			O&M					
					O&M (USD/kWaño)			O&M (USD/kWh)		
Base	Proyecto	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Fuel/ Diesel	*Motor Dual*	1000	970	950	200	195	190	0,0269	0,0262	0,0255
	HFO-GN-GO									

Tabla 20. Evolución de costos de proyectos de generación con Fuel oil o Diesel oil con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo).

1.4. PUNTO DE PARTIDA DE SIMULACIÓN ESCENARIOS.

La simulación de los escenarios energéticos comienza con el año 2010 cuyos datos reales del despacho están incorporados a la simulación.

Se cuenta con los siguientes datos:

- parque actual y despacho de 2010.
- proyectos pre definidos que son aquellos que se espera que se incorporen en el corto plazo por estar en construcción.
- opciones de proyectos en base a las diferentes tecnologías ya presentadas en el punto anterior con sus evoluciones de costos y su factor de capacidad.
- proyectos hidroeléctricos que fueron analizados por Agua y Energía y por Hidronor con sus datos de potencia, tipo de central (punta o base) y factor de capacidad de cada uno.

Los proyectos hidroeléctricos son simulados como si toda la capacidad comenzara a operar junta, lo cual en la práctica no suele ser así en las centrales de envergadura en las cuales hay habilitaciones parciales. En términos generales los proyectos hidroeléctricos elegibles son aquellos que formaron parte del Plan Hidroeléctrico que tuvo Argentina en la década del ‘60 que fue dejado de lado cuando se descubrió gas natural en Loma de la Lata. De la lista de esos proyectos que tiene la Secretaría de Energía se seleccionaron los que a criterio del Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 tenían algún grado de posibilidad de concretarse. A su vez se condicionó la fecha de ingreso de estos proyectos haciendo que los mismos sean seleccionables a partir de un año determinado en adelante.

En el caso de incorporar proyectos de generación con biomasa se considera que los primeros 2000 MW usarán residuos propios. A partir de esa capacidad instalada se contempla el costo de compra de la biomasa de acuerdo con la evolución de precios supuesta.

Se cuenta con el dato del porcentaje de gas natural que usó cada central en 2010 y se debe simular el porcentaje de gas natural que cada una tendrá disponible hasta el 2030. Lo mismo para el caso del fuel oil. Todo aquel porcentaje que no sea gas natural se supone que es gasoil.

En cuanto al retiro de capacidad la simulación prevé el retiro de ciertas máquinas como por ejemplo la TG de Loma de la Lata ya que está pre definido el cierre del ciclo con su capacidad plena. Es posible simular que hay mayor retiro de máquinas que el que ya se sabe que ocurrirá por algún motivo específico.

Se debe también simular la evolución de los diferentes tipos de origen de gas natural para los diferentes escenarios partiendo de la participación que tuvieron en 2010.

Se muestra el perfil de generación del año 2010 que es la base de partida para el LEAP y la participación de los diferentes tipos de gas natural en la demanda total país.

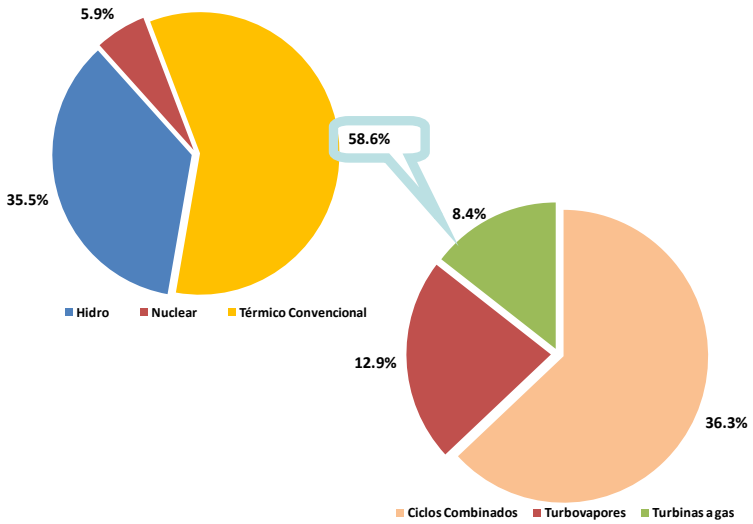


Figura 39. Perfil del parque de generación eléctrica año 2010. Fuente: Presentación Ing. Julio Bragulat en la Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Julio 2011.

Perfil de gas	2010
Gas Convencional	92 %
Gas Bolivia	3,7 %
Gas No Convencional	----
Gas Licuado	4,4 %
Biogas	----

Tabla 21. Perfil de provisión de gas natural año 2010. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

2. SUPUESTOS DE LOS ESCENARIOS CONSTRUIDOS

En este trabajo, se pretende hacer un aporte al debate ofreciendo alternativas plausibles de aprovisionamiento eléctrico de aquí al 2030, proponiendo un parque generador suficiente para satisfacer la demanda prevista. Se construyó un "escenario deseado" capaz de abastecer la demanda URE y otro con iguales lineamientos de tecnologías para cubrir la demanda BAU. Además, se construyó un "escenario probable" que abastecerá la demanda URE y otro con idénticos lineamientos que cubrirá la demanda BAU. Todos los escenarios son viables pero el escenario deseado requiere que se modifiquen tendencias para mejorar la sustentabilidad económica y ambiental del sistema eléctrico.

Esta tarea 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 caso del 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. Estas restricciones están compuestas por varios elementos.

El primer elemento se refiere al nivel de emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien Argentina no se encuentra comprometida a una reducción en los próximos años, un escenario sustentable no admite satisfacer la demanda eléctrica a expensas de un

incremento en la emisión de GEI. Es así que la restricción impuesta es para el escenario deseado una reducción paulatina e importante de las emisiones atribuibles a la generación de energía eléctrica y para el escenario probable un aumento acotado en las emisiones de GEI en el aprovisionamiento de demanda BAU y una pequeña reducción de emisiones para el escenario de demanda URE.

Un segundo elemento valoriza la diversificación de la matriz energética. Si bien seguramente sería posible reducir el costo de la energía eléctrica seleccionando una única fuente más barata, esto no sería deseable por la dependencia tecnológica que produciría. En el escenario deseado hay una mayor inserción de fuentes renovables de generación mientras que en el escenario probable esta incorporación es menor siguiendo de algún modo la tendencia de incorporación de oferta basada en ciclos combinados operando con gas.

Un tercer elemento a tener en cuenta es la cautela en la selección de ciertos proyectos energéticos que, si bien no emiten gases de efecto invernadero, resultan controvertidos por otras cuestiones ambientales, *v.g.* las grandes centrales hidráulicas de pasada, que requieren la inundación de vastas superficies, o una excesiva proliferación de tecnología nuclear. No obstante, en todos los escenarios se ha previsto importante oferta hidroeléctrica y generación nuclear por considerarse que cualquier escenario energético debe continuar con estas tecnologías porque son de bajo costo, no emiten gases de efecto invernadero y además el país cuenta con capacidades humanas y proveedores ya desarrollados, lo que resulta un capital muy valioso que no debería discontinuarse.

Otro elemento importante es de índole exclusivamente técnica: la reserva de potencia. La situación de partida no es para nada exuberante, por lo que se propende a no empeorar el margen de reserva que tuvo el sistema en 2010 que fue del 53%. Aumentar este margen conllevaría mayores inversiones y por esto es que se asume como objetivo incorporar oferta que en la simulación del despacho con el LEAP arroje un margen de reserva constante e igual al de 2010. En los primeros años de simulación este margen cae notablemente debido a que la incorporación de oferta pre definida no alcanza a acompañar el aumento previsto de demanda. Tampoco es posible mejorarlo por los tiempos de desarrollo que tienen los proyectos a incluir, lo que llevará a que eventualmente sea necesario importar energía para cubrir determinados picos de demanda.

Por último, considerando el horizonte adoptado, la 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 actual, es posible que lo sean en el futuro. Hay que prever que si no son introducidas seminalmente desde ahora, será muy difícil hacerlo desde foja cero en el futuro.

3. LA SELECCIÓN REALIZADA Y SUS CRITERIOS

Antes de comenzar con la construcción de escenarios de oferta, se realizó un análisis simplificado de costos por tecnología que tuvo en cuenta evolución de costos de inversión, costos de combustibles y factores de capacidad ya que uno de los objetivos buscados es lograr un precio de energía bajo para que la industria argentina sea competitiva con las restricciones ambientales y de seguridad de abastecimiento que ya se han mencionado. Del análisis de costos de generación por tecnología surgió que las tecnologías más económicas son la hidroelectricidad de gran escala, luego los

ciclos combinados operando con gas natural con costos levemente inferiores a la generación nuclear, la generación con biomasa y los proyectos mini hidro, para luego ubicarse, con valores muy semejantes, la generación eólica en los mejores sitios de Patagonia y la geotermia. Las restantes tecnologías resultaron con mayores costos y por ello no fueron consideradas de manera relevante en los escenarios propuestos. Es importante mencionar que el costo de generación en un ciclo combinado operando con gas es muy dependiente del origen del gas natural ya que el costo del gas convencional es muy diferente al del gas de Bolivia. La diferencia de costos es aún mayor si se compara con el GNL.

Entre la multiplicidad de opciones disponibles se seleccionó una paleta de tecnologías de acuerdo a una serie de criterios.

Para comenzar, en referencia a los proyectos eólicos, no se incorporaron en ninguno de los escenarios proyectos marítimos por su elevado costo. Tampoco se seleccionaron proyectos eólicos del tipo A, situados en zonas del país con menor aprovechamiento del viento ya que, privilegiándose el aspecto económico, se optó por insertar sólo proyectos del tipo B. Aquí sí, la inserción fue generosa, alcanzando en 2030 para el escenario deseado 4.100 MW para el escenario BAU y 3.000 MW para el escenario URE, mientras que en el escenario probable se han incorporado 1.900 MW tanto para abastecer la demanda BAU como la URE. Nótese bien que la menor inserción de energía eólica en el escenario URE del escenario deseado no es un signo cualitativo de menor aprecio por ese tipo de tecnología sino que responde a los menores requerimientos de potencia instalada, justamente por haber actuado sobre la demanda en un escenario de uso eficiente de la energía eléctrica. En el escenario probable se ha incluido menor generación eólica ya que la inserción de las fuentes renovables en este escenario se espera que sea menor que en el escenario deseado. Situaciones similares se replican en el resto de las tecnologías que se señalan a continuación.

Luego, respecto de la energía solar, se descartaron los proyectos de solar concentrada por su elevado costo. En cuanto a los proyectos fotovoltaicos, su elevado costo también los hace prohibitivos. No obstante, considerándose que se trata de una tecnología con muy buenas perspectivas a futuro, se optó por una inserción germinal de 100 MW hacia el 2030, en el escenario deseado que abastece la demanda BAU y 40 MW en el escenario URE. En el escenario probable la incorporación de esta fuente fue de 60 MW tanto en el escenario BAU como en el URE.

Seguidamente, los proyectos mareomotrices también fueron descartados por su elevado costo.

A continuación, tocó el turno de la biomasa residuos. Sus ventajas en términos económicos y por no requerir instalaciones de transporte por su carácter distribuido hizo que también se la privilegiara en igual medida que a los proyectos eólicos: 4.000 MW para el escenario BAU y 2.800 MW para el URE del escenario deseado. En el escenario probable los proyectos de biomasa residuos se incorporaron en menor medida que los proyectos eólicos por ser una tecnología que hasta el momento no ha despertado el interés de los proveedores de tecnología como sí ocurrió con la eólica. Así es que para este escenario y en ambas situaciones de demanda se previó que se instalen 1.050 MW. Los proyectos de biomasa biocombustibles se introdujeron en una medida muy pequeña ya que su costo es muy elevado aunque por aprovechar en algunos casos instalaciones ociosas o evitar otros impactos ambientales se consideran apropiados en determinados casos puntuales como pueden ser los ingenios azucareros. En el escenario deseado se incorporaron 150 MW para abastecer

escenario BAU y 90 para abastecer el escenario URE. En el escenario probable se consideraron 180 MW tanto para demanda BAU como URE.

Después, en relación a los proyectos mini hidros, se insertaron 75 MW en el escenario deseado (BAU y URE) y 50 MW en el escenario probable (BAU y URE), también de manera casi simbólica, por su conveniencia en términos ambientales, pero sin impacto relevante en la ecuación general del balance de energía.

En cuanto a la generación geotérmica se incorporaron 90 MW en el escenario deseado abasteciendo ambos niveles de demanda al tiempo que para el escenario probable se consideraron sólo 30 MW para abastecer el escenario BAU y 90 MW en el escenario URE. Esta potencia sería instalada en el proyecto geotérmico de Copahue en Neuquén que tiene prevista una primer etapa de 30 MW y eventualmente, si hay suficiente fluido geotérmico de calidad, el aumento de capacidad hasta los 90 MW.

Más adelante, los proyectos nucleares, pese a su controversia, fueron considerados a raíz de la capacidad desarrollada por el país en esta tecnología. Se incorporaron en el escenario deseado 2800 MW en total para abastecer demanda BAU (2 centrales de 1.000 MW y 4 reactores CAREM de 200 MW) y 600 MW para abastecer demanda URE (3 reactores CAREM de 200 MW). En el escenario probable se previeron 1.600 MW (1 central de 800 MW y 4 reactores CAREM de 200 MW) para ambas situaciones de demanda.

No se incorporaron turbinas de vapor ni de gas a ciclo abierto porque ya no son tecnologías lo suficientemente eficientes.

En el escenario deseado y con demanda BAU se incorporaron 8.700 MW de ciclos combinados y tan sólo 800 MW en el caso de demanda URE. En el escenario probable estos valores cambian radicalmente y son de 17.200 MW y 6.200 MW para abastecer demanda BAU y URE respectivamente.

Se descartan, por cuestiones ambientales, los proyectos en base a carbón.

Por último, también por su conveniencia económica, se asigna una participación importante a los proyectos hidráulicos en el escenario deseado, con unos 9.000 MW para el escenario BAU y 7.100 MW para el escenario URE. Aquí se incluyeron todos los proyectos vigentes menos las mega centrales de llanura, por su controvertida *performance* ambiental. En el escenario probable la incorporación de hidroelectricidad fue mucho menor ya que la tendencia de este tipo de proyectos no muestra que su desarrollo en gran escala sea el más probable a pesar de que sí se considera que hay ciertos proyectos que se llevarán a cabo. Así es que se incorporaron 3.142 MW en ambas situaciones de demanda.

En términos generales en el escenario deseado se incorporó la mayor cantidad de proyectos hidroeléctricos que se consideraron ambientalmente admisibles (se descartaron Paraná Medio y Corpus) y Garabí no se incluyó en el escenario URE. Se introdujeron en igual volumen proyectos eólicos y de biomasa residuos, representando la suma de estas dos tecnologías una capacidad del orden de la hidroeléctrica. Se instaló generación nuclear a razón de 1 central de porte cada 6 u 8 años y en algunos casos se previó la instalación de reactores CAREM cada tres años. Los ciclos combinados fueron los mínimos indispensables para lograr tener el margen de reserva igual al de 2010.

En el escenario probable la generación eólica fue menor que la del escenario deseado y casi duplicó la capacidad a instalarse de generación con residuos de biomasa. La generación nuclear se desarrolló en menor medida y sólo se incorporaron algunos

proyectos hidroeléctricos totalizando un tercio de los del escenario deseado. El mayor aporte estuvo dado por los ciclos combinados.

4. RESULTADOS DE LOS CUATRO ESCENARIOS ENERGÉTICOS

4.1. CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE DE GENERACIÓN PROYECTADO

Los escenarios de oferta propuestos incluyen los siguientes planes de obras que se suman al parque actual de Argentina y a los proyectos que ya se están ejecutando (pre-definidos) para abastecer los dos escenarios de demanda previstos:

Escenario deseado abasteciendo demanda BAU: potencia acumulada en MW

Máquina	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	100	200	400	600	800	1.000	1.200	1.400	1.600	1.850	2.100
Proyecto Solar Fotovoltaico		10	10	20	20	30	30	40	40	50	50
Proyecto Geotérmico						30	30	30	90	90	90
Proyecto Biomasa Residuos		30	80	280	480	680	880	1.080	1.330	1.580	1.830
Proyecto Biocombustibles			30	60	90	120	150	150	150	150	150
Proyecto Mini Hidro			15	30	45	45	45	60	60	60	75
Proyecto Nuclear							200	200	1.200	1.200	1.200
Proyecto Ciclo Combinado				800	1.600	2.400	2.400	2.400	2.400	3.000	3.000
Proyecto Hidroeléctrico				131	401	1.452	2.671	3.821	4.117	4.767	5.952
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	100	240	535	1.921	3.436	5.757	7.606	9.181	10.987	12.747	14.447

Máquina	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	2.350	2.600	2.850	3.100	3.350	3.600	3.850	4.100
Proyecto Solar Fotovoltaico	60	60	70	70	80	80	90	100
Proyecto Geotérmico	90	90	90	90	90	90	90	90
Proyecto Biomasa Residuos	2.080	2.330	2.580	2.830	3.080	3.380	3.680	3.980
Proyecto Biocombustibles	150	150	150	150	150	150	150	150
Proyecto Mini Hidro	75	75	75	75	75	75	75	75
Proyecto Nuclear	1.400	1.400	1.400	2.400	2.400	2.600	2.600	2.800
Proyecto Ciclo Combinado	3.600	3.600	4.800	5.600	5.600	6.400	7.400	8.700
Proyecto Hidroeléctrico	6.688	7.895	8.085	8.085	9.052	9.052	9.052	9.052
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	16.493	18.200	20.100	22.400	23.877	25.427	26.987	**29.047**

Tabla 22. Nueva Oferta acumulada por tipo y año Escenario Deseado con demanda BAU Fuente: Elaboración propia.

Con esta configuración de proyectos se deberán incorporar al 2030 para abastecer la demanda tendencial (BAU) 29.047 MW. Es decir que sería necesario duplicar el parque actual.

Escenario deseado abasteciendo demanda URE: potencia acumulada de nuevos proyectos en MW

Máquina	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	100	200	400	600	800	1.000	1.150	1.300	1.450	1.600	1.750
Proyecto Solar Fotovoltaico	-	10	10	10	20	20	20	30	30	30	40
Proyecto Geotérmico	-	-	-	-	-	30	30	30	30	90	90
Proyecto Biomasa Residuos	-	30	80	280	480	680	880	1.080	1.280	1.480	1.680
Proyecto Biocombustibles	-	-	30	60	90	90	90	90	90	90	90
Proyecto Mini Hidro	-	-	15	30	45	45	45	60	60	75	75
Proyecto Nuclear	-	-	-	-	-	-	200	200	200	200	400
Proyecto Ciclo Combinado	-	-	-	800	800	800	800	800	800	800	800
Proyecto Hidroeléctrico	-	-	-	131	401	930	1.246	2.483	3.613	4.196	4.396
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	100	240	535	1.911	2.636	3.595	4.461	6.073	7.553	8.561	9.321

Máquina	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	1.900	2.050	2.200	2.350	2.500	2.650	2.800	2.950
Proyecto Solar Fotovoltaico	40	40	40	40	40	40	40	40
Proyecto Geotérmico	90	90	90	90	90	90	90	90
Proyecto Biomasa Residuos	1.880	2.080	2.230	2.380	2.530	2.630	2.730	2.830
Proyecto Biocombustibles	90	90	90	90	90	90	90	90
Proyecto Mini Hidro	75	75	75	75	75	75	75	75
Proyecto Nuclear	400	400	600	600	600	600	600	600
Proyecto Ciclo Combinado	800	800	800	800	800	800	800	800
Proyecto Hidroeléctrico	5.136	5.696	6.306	6.856	6.906	7.000	7.105	7.105
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	10.411	11.321	12.431	13.281	13.631	13.975	14.330	**14.580**

Tabla 23. Nueva Oferta acumulada por tipo y por año necesaria para abastecer la demanda URE. Escenario Deseado. Fuente: Elaboración propia.

Con menor demanda la incorporación de proyectos se reduce a la mitad, esto muestra claramente la importancia de políticas tendientes a promover la eficiencia energética como medida de postergar inversiones.

Escenario probable abasteciendo demanda BAU: potencia acumulada de nuevos proyectos en MW

Máquina	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100
Proyecto Solar Fotovoltaico	-	10	10	20	20	30	30	30	40	40	40
Proyecto Geotérmico	-	-	-	-	-	-	30	30	30	30	30
Proyecto Biomasa Residuos	-	-	30	80	130	180	230	280	350	420	490
Proyecto Biocombustibles	-	-	30	60	90	120	150	150	150	180	180
Proyecto Mini Hidro	-	-	10	20	30	30	30	40	40	40	50
Proyecto Nuclear	-	-	-	-	-	-	200	200	200	400	400
Proyecto Ciclo Combinado	-	-	-	1.200	2.400	4.000	4.800	6.000	6.200	7.200	8.400
Proyecto Hidroeléctrico	-	-	-	62	332	332	932	932	2.062	2.062	2.062
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	100	210	380	1.842	3.502	5.292	7.102	8.462	9.972	11.372	12.752

Máquina	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	1.800	1.900
Proyecto Solar Fotovoltaico	50	50	50	60	60	60	60	60
Proyecto Geotérmico	30	30	30	30	30	30	30	30
Proyecto Biomasa Residuos	560	630	700	770	840	910	980	1.050
Proyecto Biocombustibles	180	180	180	180	180	180	180	180
Proyecto Mini Hidro	50	50	50	50	50	50	50	50
Proyecto Nuclear	400	600	1.400	1.400	1.400	1.600	1.600	1.600
Proyecto Ciclo Combinado	9.400	10.600	11.200	12.400	13.800	14.900	16.000	17.200
Proyecto Hidroeléctrico	2.699	2.699	2.699	3.023	3.023	3.023	3.142	3.142
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	14.569	16.139	17.709	19.413	20.983	22.453	23.842	**25.212**

Tabla 24. Nueva Oferta acumulada por tipo y por año necesaria para abastecer la demanda BAU. Escenario Probable. Fuente: Elaboración propia.

En este escenario que se basa principalmente en la incorporación de Ciclos Combinados es posible incorporar casi 4.000 MW menos que en el escenario deseado para abastecer igual demanda. Esto se debe al menor factor de capacidad de los proyectos renovables, salvo los de biomasa, en comparación con los de los ciclos

combinados. Si bien se requerirán menores inversiones habrá mayores costos de combustibles así es que más adelante se compararán las principales variables de los escenarios propuestos.

Escenario probable abasteciendo demanda URE: potencia acumulada de nuevos proyectos en MW

Máquina	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100
Proyecto Solar Fotovoltaico	-	10	10	20	20	30	30	30	40	40	40
Proyecto Geotérmico	-	-	-	-	-	30	30	30	30	90	90
Proyecto Biomasa Residuos	-	-	30	80	130	180	230	280	350	420	490
Proyecto Biocombustibles	-	-	30	60	90	120	150	150	180	180	180
Proyecto Mini Hidro	-	-	10	20	30	30	30	40	40	40	50
Proyecto Nuclear	-	-	-	-	-	-	200	200	400	400	400
Proyecto Ciclo Combinado	-	-	-	1.400	1.400	2.200	2.200	3.000	3.500	4.000	4.700
Proyecto Hidroeléctrico	-	-	-	62	332	332	932	932	2.062	2.062	2.062
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	100	210	380	2.042	2.502	3.522	4.502	5.462	7.502	8.232	9.112

Máquina	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Proyecto Eólico Terr. FC 42%	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	1.800	1.900
Proyecto Solar Fotovoltaico	50	50	50	60	60	60	60	60
Proyecto Geotérmico	90	90	90	90	90	90	90	90
Proyecto Biomasa Residuos	560	630	700	770	840	910	980	1.050
Proyecto Biocombustibles	180	180	180	180	180	180	180	180
Proyecto Mini Hidro	50	50	50	50	50	50	50	50
Proyecto Nuclear	600	600	1.400	1.400	1.600	1.600	1.600	1.600
Proyecto Ciclo Combinado	4.700	5.400	5.400	5.900	5.900	5.900	6.200	6.200
Proyecto Hidroeléctrico	2.699	3.023	3.023	3.142	3.142	3.142	3.142	3.142
TOTAL POTENCIA A INSTALAR	10.129	11.323	12.293	13.092	13.462	13.632	14.102	**14.272**

Tabla 25. Nueva Oferta acumulada por tipo y por año necesaria para abastecer la demanda URE. Escenario Probable. Fuente: Elaboración propia.

Este es el escenario en el que es posible incorporar menor capacidad al sistema actual, totalizando 14.272 MW de los cuales poco más de 6.000 MW son en proyectos de ciclos combinados, le sigue en importancia el aporte hidroeléctrico del orden de 3.000 MW.

Se presenta en la siguiente tabla la comparación de la potencia a instalar de cada fuente en cada uno de los escenarios construidos.

	Demanda BAU		Demanda URE	
FUENTES incorporadas en el año 2030 [MW]	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE
EÓLICA	4.100	1.900	2.950	1.900
SOLAR	100	60	40	60
GEOTÉRMICA	90	30	90	90
BIOMASA RESIDUOS	3.980	1.050	2.830	1.050
BIOMASA BIOCOMBUSTIBLES	150	180	90	180
MINI HIDRO	75	50	75	50
NUCLEAR	2.800	1.600	600	1.600
CICLO COMBINADO	8.700	17.200	800	6.200
HIDROELÉCTRICA	9.052	3.142	7.105	3.142
TOTAL EN MW	29.047	25.212	14.580	14.272

Tabla 26. Comparación de capacidad por tipo de fuente en el 2030 en los distintos escenarios construidos. Fuente: Elaboración propia.

La potencia pico requerida con demanda BAU y demanda URE evoluciona del siguiente modo:

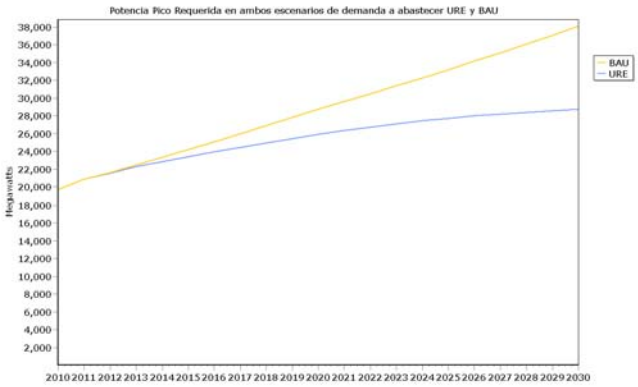


Figura 40. Evolución de potencia máxima requerida con demanda BAU y con URE. Fuente: Plataforma escenarios energéticos Argentina al 2030.

Como puede apreciarse en los gráficos a continuación, con la incorporación de proyectos en los cuatro escenarios de oferta planteados se ha logrado el objetivo de mantener, en la medida de lo posible, el margen de reserva que tuvo el sistema en 2010.

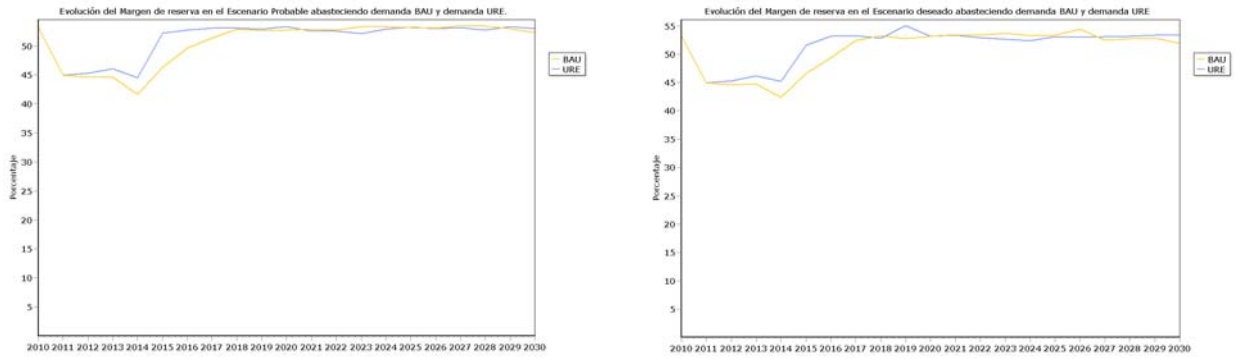


Figura 41. Evolución del margen de reserva del sistema en los cuatro escenarios proyectados. Fuente: Elaboración propia.

Para lograr esto se ha iterado muchas veces, desplazando en el tiempo la incorporación de proyectos y modificando la capacidad por tipo de fuente a incluir. En los primeros años la suerte ya está echada y no hay manera de mejorar la situación por el tiempo de obra que requieren los proyectos y porque además se considera que no hay condiciones dadas para que se desarrollen centrales más allá de las que están pre definidas. Dependiendo de la disponibilidad hidroeléctrica de los próximos años es probable que haya que apelar a importación desde países limítrofes para cubrir la demanda eléctrica. La mayor complejidad de operación se espera para el 2014.

El margen de reserva de 2010 fue del 53% y en el 2014 el resultado de la simulación arroja un valor cercano al 40%.

4.2. RETIRO DE CAPACIDAD INSTALADA EN EL PARQUE ACTUAL

Hay ciertos retiros de máquinas que son obligados debido a que en los proyectos pre-definidos está la capacidad del ciclo cerrado por ejemplo el caso de la TG de Loma de la Lata. En cambio, otros retiros de unidades han sido considerados porque existe una porción de unidades obsoletas cuya vida útil ha sido holgadamente cumplida que todavía siguen operando a pesar de su muy baja eficiencia. Esto ocurre principalmente porque el parque de generación no acompañó el crecimiento de demanda y el sistema ha necesitado convocarlas por requerimientos de potencia o debido a restricciones en el transporte. Un caso típico son unidades de generación cercanas a centros turísticos con una fuerte demanda de energía en períodos cortos. En los diferentes escenarios proyectados de incorporación de oferta se ha considerado que se retiran máquinas con poca eficiencia. En el escenario de uso Racional de la Energía se retiran mayor cantidad de unidades ya que si se hace esfuerzo del lado de la demanda es lógico que no operen máquinas con tecnologías tan ineficientes e inclusive que no se opere más en base a carbón por los impactos ambientales que tiene esta tecnología. En el caso del escenario de demanda BAU los retiros han sido menos ambiciosos e incluso postergados en el tiempo debido a que es necesaria una importante incorporación de oferta para abastecer la demanda.

En general se han retirado viejas turbinas de vapor y algunas turbo gas en los escenarios más exigentes. La idea es que se cierren ciclos si es que las unidades están en condiciones de seguir operando para mejorar notablemente la eficiencia.

	Demanda BAU		Demanda URE	
Retiro de capacidad de máquinas instaladas	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE
2017	120	-	120	120
2018	190	-	190	190
2019	217	-	217	217
2020	261	-	1,151	1,151
2021	300	-	300	300
2022	320	120	320	320
2023	506	190	506	506
2024	454	217	454	454
2025	450	261	450	450
2026	450	200	450	450
2027	650	-	-	-
TOTAL RETIRO EN MW	3.918	988	4.158	4.158

Tabla 27. Retiro de capacidad en los diferentes escenarios planteados. Fuente: Elaboración propia.

4.3. CARACTERÍSTICAS DEL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES

Para cada una de las máquinas que se despacharon en 2010 están los datos del porcentaje de operación con gas natural. La diferencia con el 100% se considera que fue quemando gas oil. Para cada una de estas unidades del parque existente y anualmente se asumió un porcentaje de operación con gas. Se consideró que la participación de gas disminuye levemente respecto de la de 2010 para luego a partir del 2016 y en adelante mantener constante el porcentaje de generación con gas que tuvo la máquina en 2010.

A modo de ejemplo se muestra parte de la tabla Excel que tiene en cuenta estos datos para la simulación del despacho.

N°	Tipo	Máquina	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TG	TG	C T MENDOZA COGENERADOR_TG	96.5	95.5	94.5	94.5	94.5	95.5	96.5	96.5	96.5
CC	CC	C. TERMICAS MENDOZA SA _CC	96.5	95.5	94.5	94.5	94.5	95.5	96.5	96.5	96.5
TG	TG	C. TERMICAS MENDOZA SA _TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TV	TV	C. TERMICAS MENDOZA SA _TV	-	-			-	-	-	-	-
TG	TG	C.COSTA ATLANTICA_TG	84.8	83.4	83.0	83.0	83.0	84.0	84.8	84.8	84.8
TV	TV	C.COSTA ATLANTICA_TV	46.4	45.4	44.4	44.4	44.4	45.4	46.4	46.4	46.4
DI	DI	C.MEDANITOS-RINCON SAUCES_DI	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CC	CC	C.T. AES PARANA_CC	71.1	70.0	70.0	70.0	70.0	70.5	71.1	71.1	71.1

Tabla 28. Participación anual asumida de gas en la generación de las unidades del parque actual. Fuente: Elaboración propia.

Para abastecer la demanda BAU en ambos escenarios, el deseado y el probable, se ha tomado igual participación de gas natural en las unidades actualmente instaladas. Se asumió una disminución de operación con gas en estos primeros años y que desde el 2016 se recupera el nivel de participación que hubo en 2010 y que este porcentaje se mantiene hasta el 2030. Para abastecer la demanda URE se asume algo similar aunque el nivel de participación de 2010 se logra un año antes, es decir a partir de 2015 y continúa constante.

En el caso de la participación de fuel oil se asumió que las unidades que lo han usado en 2010 lo usarán en igual proporción en los años sucesivos.

Independientemente de los porcentajes que se asuman en esta participación, como se agregará oferta de manera tal de mantener constante el margen de reserva que tuvo el sistema en 2010 y siendo el despacho por precio, es posible que ciertas máquinas no sean convocadas o inclusive que se haya previsto su retiro en un año dado.

También se debe asumir una participación de gas anual por origen del mismo. La primera simulación de escenarios asumió una participación de gas convencional, gas no convencional, gas de Bolivia, GNL y biogás. Esta composición de oferta de gas tenía asociada una evolución del precio del gas que condicionaba el despacho de las unidades termoeléctricas que usaban este combustible. El modelo de simulación tiene en cuenta pérdidas en la transformación y pérdidas en el transporte.

Una vez que se logró una composición de oferta que cumplía con mantener constante el margen de reserva que tuvo el sistema en 2010 y que las emisiones de GEI se lograban disminuir se revisó cuánto volumen de gas por tipo de origen resultaba necesario y con este dato de volumen total de gas demandado en Argentina se volvió a ajustar la participación por tipo de gas para respetar lo que ocurrió realmente en 2011 y lo que se estima que será 2012. El valor promedio anual de gas de Bolivia de 2011 fue de 7,5 MMm^3/día y para 2012 se asumió el valor de 15 MMm^3/día. Para el GNL se adoptó para 2011 y 2012 una inyección de 15 MMm^3/día. A partir de 2013 se respetó la cláusula Delivery or Pay (DoP) del contrato de provisión de gas desde Bolivia. Paralelamente para el GNL se asumió un mayor uso de las instalaciones de Escobar y Bahía Blanca, adoptando para 2013 un aporte de 20 MMm^3/día y para 2014 de 25 MMm^3/día. De 2015 en adelante Escobar y Bahía Blanca estarán operando a

pleno (27 MMm^3/día) y se sumarán 5 MMm^3/día a importar desde la planta de GNL en construcción en la República Oriental del Uruguay:

Acuerdo YPFB- ENARSA en MMm^3/día									
	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**
CMD	7,7	11,3	13,6	15,9	19	20,7	23,4	23,9	24,6
DoP	5	7,7	**11,6**	**13,5**	**16,2**	**17,6**	**19,9**	**20,3**	**20,9**
ToP	5	6,5	10,9	11,7	13,8	15,8	17,9	18,2	18,7
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	
CMD	25,1	25,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	
DoP	**21,3**	**21,8**	**23,5**	**23,5**	**23,5**	**23,5**	**23,5**	**23,5**	
ToP	19,1	19,6	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	

Tabla 29. Evolución del volumen de gas de Bolivia de acuerdo al contrato entre YPFB y ENARSA. Fuente: CAMMESA.

A partir de 2027 y hasta el 2030 se asumió que se continúa importando desde Bolivia a razón de 23,5 MMm^3/día ya que no se prevé que se construya otro gasoducto.

Para el gas convencional se tomaron en cuenta los volúmenes de 2011 y se asumió una tasa de depletamiento del 3% anual para el período 2012 - 2022 para luego pasar a una tasa de disminución de la producción del 2% anual de 2023 en adelante.

En los escenarios de abastecimiento de demanda URE se asumió un volumen de biogás que comienza a incorporarse paulatinamente a partir de 2018 y que alcanza el 3% de participación en el 2030. La variable de ajuste fue el porcentaje de gas no convencional.

Es importante destacar que en el modelo se cargan porcentajes de participación de gas y no volúmenes.

A continuación se muestran los porcentajes de los diferentes tipos de gas para los cuatro escenarios propuestos.

BAU Escenario Deseado	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas Convencional	91,89	80,24	75,66	70,93	66,95	63,31	59,45	56,18	53,88	51,37	49,96
Gas Bolivia	3,72	5,57	10,77	11,45	11,15	11,59	12,69	12,61	12,83	12,86	13,19
Gas No Convencional	0,00	3,06	2,79	3,74	5,01	4,03	7,46	11,34	13,64	16,46	17,49
Gas Licuado	4,40	11,14	10,77	13,88	16,89	21,07	20,40	19,87	19,65	19,31	19,36
Biogas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

BAU Escenario Deseado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas Convencional	47,55	45,52	44,12	42,58	40,75	39,66	37,73	36,21	34,62	33,20
Gas Bolivia	13,95	13,77	13,62	13,41	13,10	13,01	12,63	12,37	12,06	11,81
Gas No Convencional	19,50	21,96	23,72	25,74	28,32	29,62	32,45	34,58	36,89	38,91
Gas Licuado	19,00	18,75	18,54	18,27	17,83	17,71	17,19	16,84	16,43	16,08
Biogas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 30. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Deseado abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia.

BAU Escenario Probable	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas Convencional	91,89	80,24	75,91	71,16	67,19	63,47	59,88	56,15	53,35	50,06	47,29
Gas Bolivia	3,72	5,57	10,81	11,49	11,19	11,62	12,78	12,6	12,71	12,53	12,49
Gas No Convencional	0,00	3,06	2,47	3,41	4,67	3,784	6,788	11,38	14,48	18,6	21,9
Gas Licuado	4,40	11,14	10,81	13,93	16,95	21,13	20,55	19,86	19,46	18,82	18,33
Biogas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

BAU Escenario Probable	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas Convencional	44,68	42,25	40,91	39,49	38,66	37,11	35,81	34,43	33,16	31,92
Gas Bolivia	13,11	12,78	12,63	12,44	12,43	12,17	11,99	11,76	11,55	11,35
Gas No Convencional	24,36	27,56	29,27	31,13	31,99	34,14	35,88	37,79	39,56	41,28
Gas Licuado	17,85	17,41	17,2	16,94	16,92	16,58	16,32	16,01	15,73	15,45
Biogas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 31. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Probable abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia.

URE Escenario Deseado	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas Convencional	91,89	80,24	75,88	71,18	67,30	64,16	60,78	57,79	55,07	52,58	49,70
Gas Bolivia	3,72	5,57	10,81	11,49	11,20	11,74	12,97	12,97	13,12	13,16	13,12
Gas No Convencional	0,00	3,06	2,51	3,40	4,52	2,74	5,39	8,80	11,09	13,88	16,71
Gas Licuado	4,40	11,14	10,81	13,93	16,98	21,35	20,86	20,44	20,09	19,77	19,26
Biogas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	0,62	1,20

URE Escenario Deseado	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas Convencional	47,32	45,18	43,67	42,21	40,98	39,61	38,16	36,81	35,52	34,20
Gas Bolivia	13,89	13,67	13,48	13,30	13,17	12,99	12,77	12,57	12,38	12,16
Gas No Convencional	18,70	20,80	22,77	24,13	25,66	26,94	28,96	30,29	32,08	33,45
Gas Licuado	18,91	18,61	18,36	18,10	17,94	17,69	17,39	17,12	16,86	16,56
Biogas	1,18	1,74	1,72	2,26	2,24	2,76	2,72	3,21	3,16	3,62

Tabla 32. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Deseado abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia.

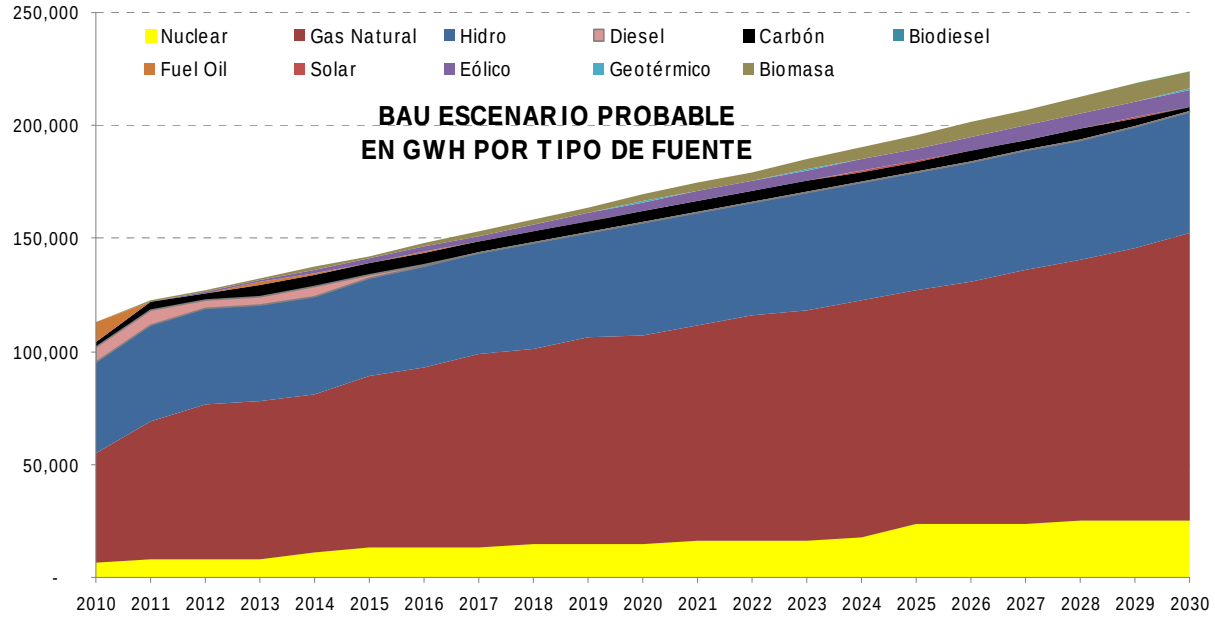
URE Escenario Probable	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas Convencional	91,89	80,24	75,66	70,89	66,84	62,70	58,51	54,27	51,10	47,91	45,32
Gas Bolivia	3,72	5,57	10,77	11,45	11,13	11,48	12,49	12,18	12,17	11,99	11,97
Gas No Convencional	0,00	3,06	2,79	3,78	5,18	4,95	8,93	14,36	17,51	21,53	24,05
Gas Licuado	4,40	11,14	10,77	13,88	16,86	20,87	20,08	19,20	18,64	18,01	17,57
Biogas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,56	1,10

URE Escenario Probable	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas Convencional	42,90	40,41	38,60	36,90	35,67	33,98	32,30	30,99	29,52	28,02
Gas Bolivia	12,59	12,22	11,92	11,62	11,46	11,14	10,81	10,58	10,29	9,96
Gas No Convencional	26,30	29,16	31,73	33,67	35,31	37,33	39,87	41,32	43,56	45,48
Gas Licuado	17,14	16,65	16,23	15,83	15,61	15,18	14,72	14,41	14,01	13,57
Biogas	1,07	1,56	1,52	1,98	1,95	2,37	2,30	2,70	2,63	2,97

Tabla 33. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Probable abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia.

Con estos valores se volvieron a correr los escenarios en el LEAP para obtener los resultados finales de los despachos simulados. Los costos del sistema cambian al modificar la participación del tipo de gas lo que afecta al despacho de las unidades ya que el mismo es por costo.

Los resultados del despacho de los dos escenarios con demanda BAU arrojan el siguiente abastecimiento.



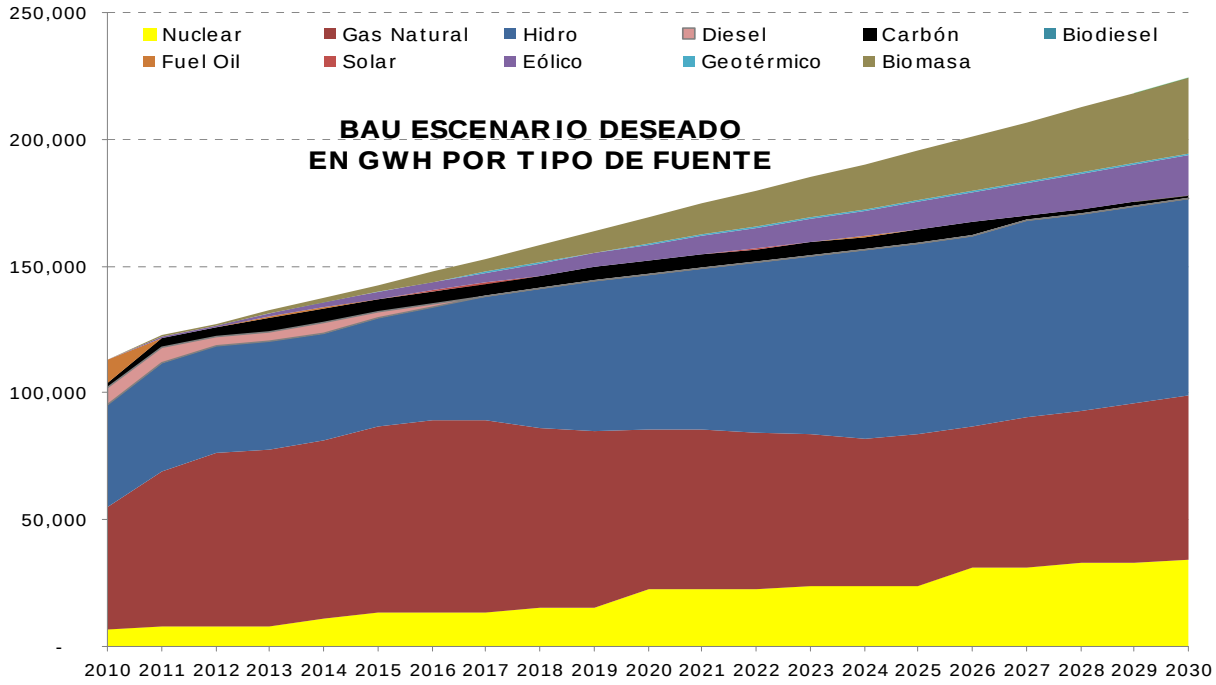
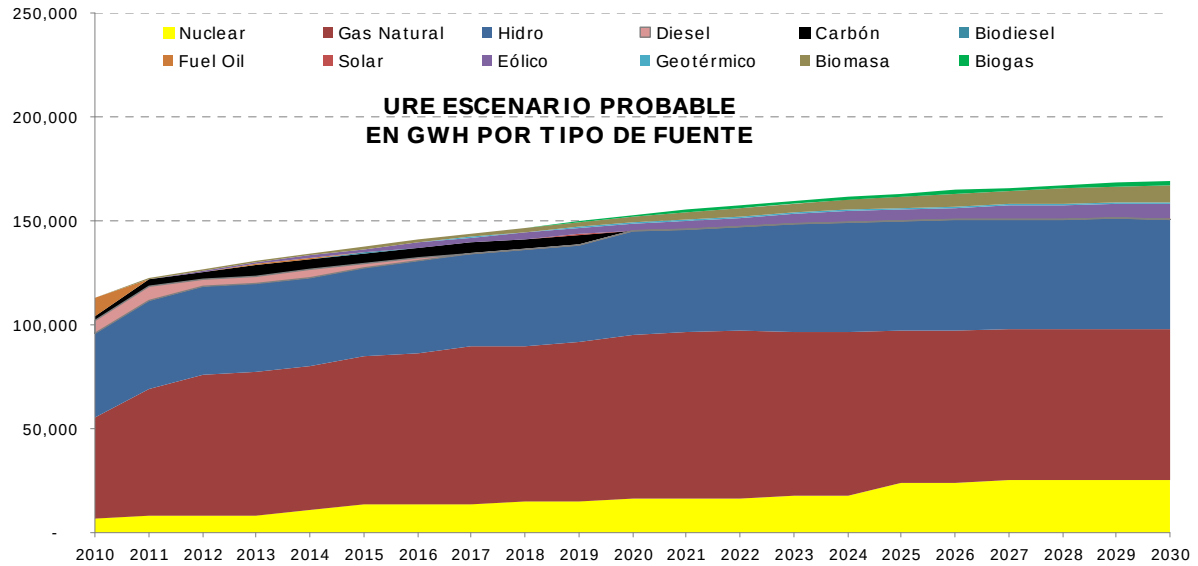


Figura 42. Abastecimiento de demanda BAU por tipo de fuente y escenario con horizonte al 2030. Fuente: Elaboración propia.

Como puede apreciarse en el escenario probable, el crecimiento de demanda continuará siendo cubierto principalmente con generación térmica convencional como ha sido la tendencia de los últimos años. En el escenario deseado el crecimiento de demanda será cubierto con generación hidroeléctrica, nuclear, biomasa y eólica.

El resultado de la simulación del despacho abasteciendo la demanda URE será dependiendo del escenario como se muestra a continuación:



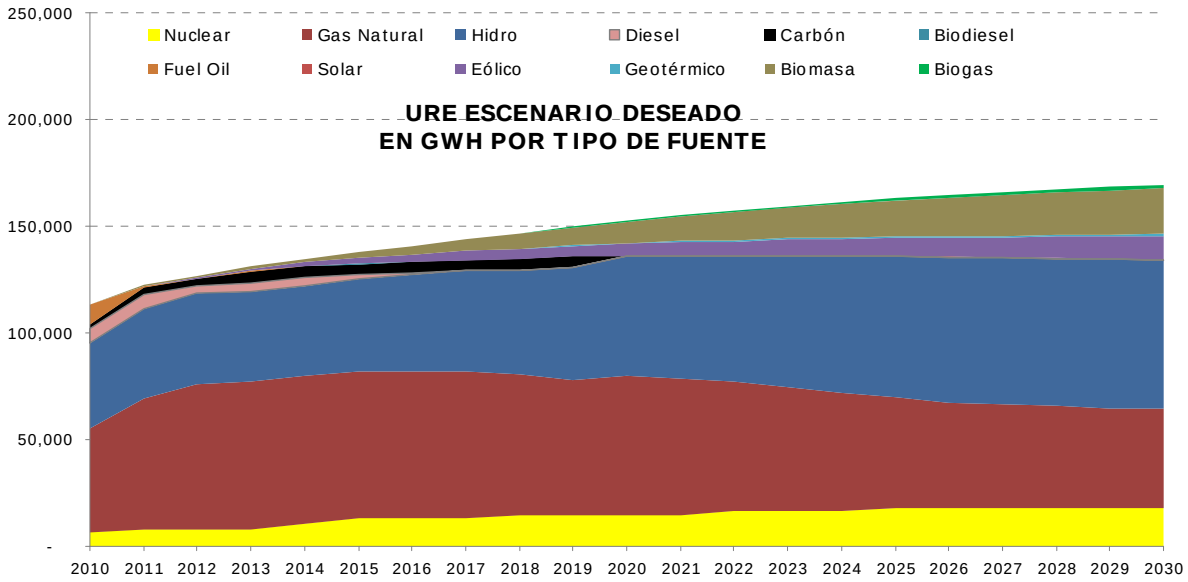
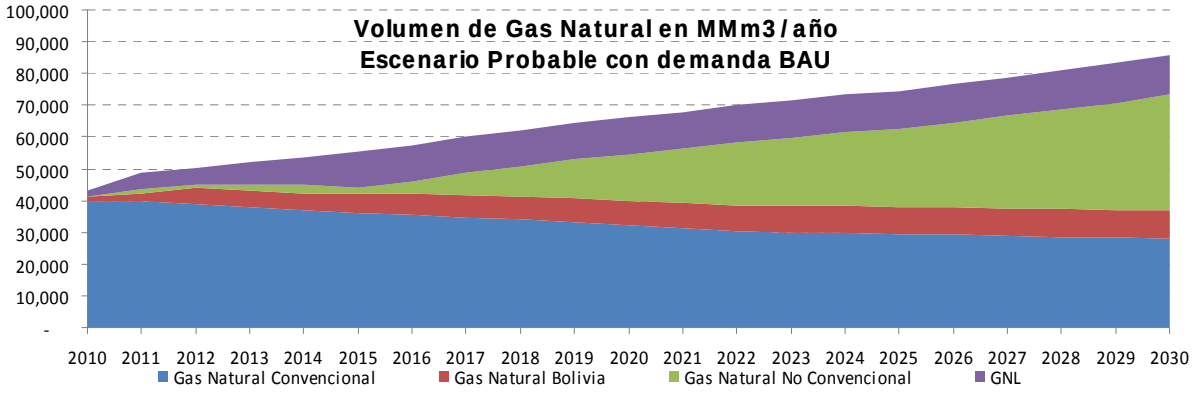


Figura 43. Abastecimiento de demanda URE por tipo de fuente y escenario con horizonte al 2030. Fuente: Elaboración propia.

Con este nivel de demanda, es posible en el escenario probable prácticamente mantener la participación de la generación térmica convencional que hubo en 2010 y reemplazar los combustibles líquidos y el carbón por generación con biomasa, eólica y una mayor penetración de energía nuclear e hidroeléctrica. En el escenario deseado se logra incluso que disminuya la participación de generación térmica convencional gracias al mayor aporte de la generación hidroeléctrica, la de biomasa y la eólica y marginalmente por aumento de participación de energía nuclear.

Para abastecer la demanda de gas natural del país asumiendo el crecimiento de demanda de gas que no es para generación y los cuatro escenarios de oferta eléctrica se requerirán los siguientes volúmenes de combustible.



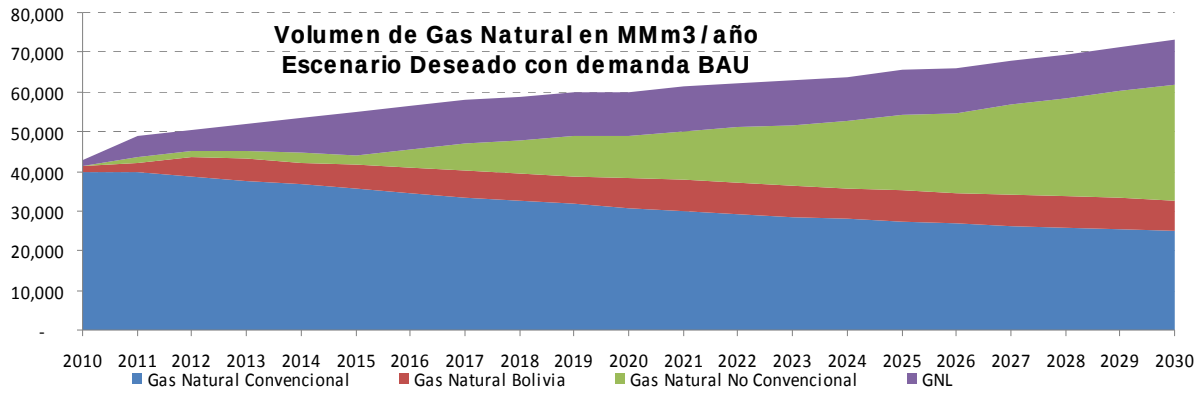
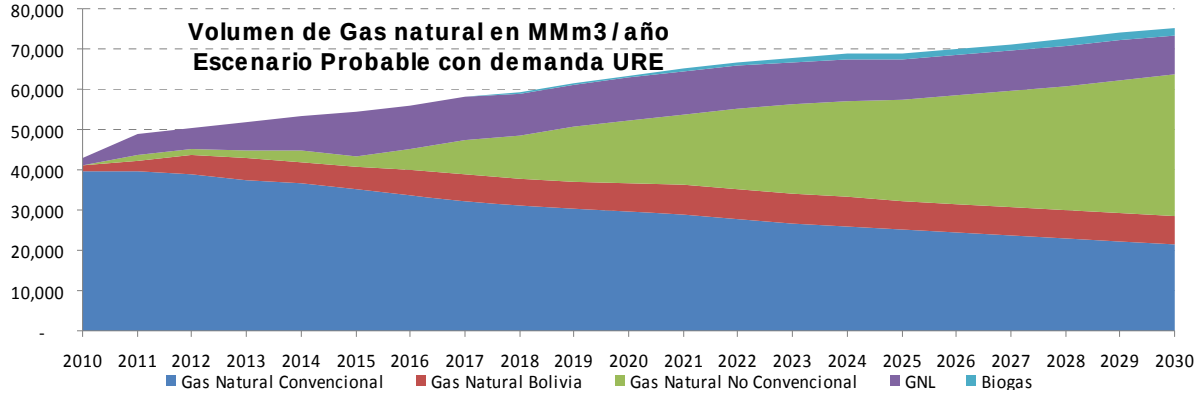


Figura 44. Volumen anual de gas natural requerido por el país por tipo de origen con demanda eléctrica BAU con escenario probable y con el deseado. Fuente: Elaboración propia.

Con el escenario probable de oferta eléctrica será requerido en el 2030 un 100% más de gas que el consumido en 2010, mientras que con el escenario deseado se requerirá un 70% más. Esta diferencia que depende del sendero que se elija para el crecimiento del parque de generación es poco mayor que el volumen de GNL requerido. Dicho de otra manera en el 2030, la diferencia de requerimiento de gas natural es de 35,4 MMm^3/día y la inyección de GNL de 32 MMm^3/día. Esto muestra que en términos económicos y de independencia energética es relevante para el país el escenario de incorporación de oferta de generación.

El aumento de volumen de gas impone un desafío muy importante y fuertes inversiones en gas no convencional ya que la importación de Bolivia está limitada por la capacidad de transporte de los gasoductos existentes y el GNL presenta costos más elevados.

La participación del sector eléctrico en la demanda de gas natural del país comienza en 2010 siendo del 26,3% y en el 2030 resulta del 16,4% en el escenario deseado y del 27,6% en el escenario probable.



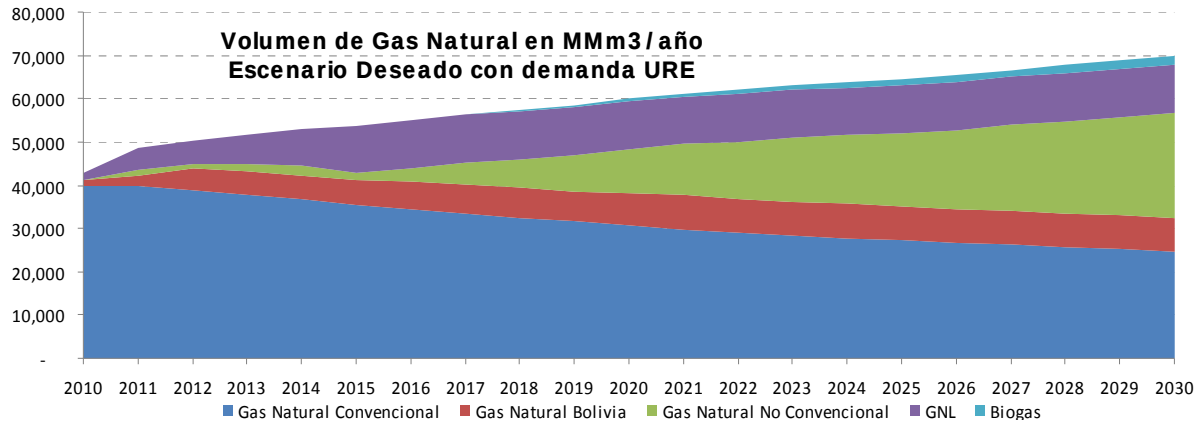


Figura 45. Volumen anual de gas natural requerido por el país por tipo de origen con demanda eléctrica URE con escenario probable y con el deseado. Fuente: Elaboración propia.

En ambos escenarios se ha previsto que se incorpore una mínima participación de biogás. Con el escenario probable de oferta eléctrica será requerido en el 2030 un 75% más de gas que el consumido en 2010, mientras que con el escenario deseado se requerirá un 63% más. Esta diferencia que depende del sendero que se elija para el crecimiento del parque de generación equivale a la mitad del volumen de GNL.

En este caso con una demanda eléctrica mucho menor, que en 2030 alcanza los 143.956 GWh contra los 190.670 GWh de la demanda BAU, el sector eléctrico como demandante de gas va disminuyendo su participación relativa. La participación del sector en 2010 fue del 26,3% y en el 2030 resulta del 13,7% en el escenario deseado y del 18,7% en el escenario probable.

En este ejercicio de elaboración de escenarios energéticos, el mayor potencial de ahorro de gas natural está dado por la diferencia de consumo entre el escenario probable abasteciendo la demanda tendencial y el escenario deseado con una demanda menor que prevé un uso racional de la energía. Este valor alcanza su máximo en 2030 y es de 15.903 MMm^3/año, es decir que se podrían ahorrar 43,57 MMm^3/día de gas si se implementan medidas de eficiencia energética y se promueve un desarrollo del parque que incorpore un importante volumen de hidroelectricidad, biomasa, eólica y nuclear.

4.4. COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS TOTALES

A continuación se presentan los montos de inversión anual requeridos por los cuatro escenarios de oferta:

	Demanda BAU		Demanda URE	
MONTO ANUAL A INVERTIR EN PROYECTOS EN DÓLARES REALES DE 2010	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE
2012	205.000.000	205.000.000	205,000,000	205,000,000
2013	299.050.000	236.500.000	299,050,000	236,500,000
2014	578.640.000	322.040.000	578,640,000	322,040,000
2015	1.883.750.000	1.574.600.000	1,851,750,000	1,750,899,968

2016	2.120.700.000	1.951.320.000	1,449,460,000	897,960,000
2017	3.782.799.000	1.753.680.000	1,980,149,000	1,178,549,000
2018	3.915.360.000	2.999.636.000	1,985,080,000	2,178,360,000
2019	3.159.000.000	1.360.290.000	3,239,249,984	1,013,610,000
2020	4.990.640.064	2.788.100.000	2,947,500,000	3,728,700,000
2021	2.813.069.984	1.866.230.000	2,150,754,000	1,011,504,000
2022	3.382.500.000	1.382.280.000	1,757,180,000	954,580,032
2023	3.618.930.016	2.474.950.000	2,160,000,000	2,270,670,000
2024	3.374.000.000	1.986.020.000	1,797,500,000	1,564,559,968
2025	2.372.549.984	3.403.350.000	2,437,550,016	2,896,950,000
2026	4.834.860.064	1.999.440.000	1,671,500,000	1,001,300,000
2027	2.904.850.016	1.490.010.000	669,249,984	959,330,000
2028	2.350.100.000	1.872.079.968	654,500,000	317,700,000
2029	1.891.000.032	1.466.030.000	674,500,000	564,990,000
2030	2.764.999.968	1.222.500.032	462,500,000	315,000,000
TOTAL A INVERTIR	51.241.799.128	32.354.056.000	28,971,112,984	23,368,202,968

Tabla 34. Monto a invertir anualmente en cada uno de los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

Los montos a invertir son muy importantes y muy distintos dependiendo del camino que se tome para incorporar oferta capaz de abastecer una demanda dada. Así es que para abastecer la demanda BAU es necesario invertir en el Escenario Deseado un total de 51.241,8 millones de dólares mientras que en el escenario Probable se requieren sólo 32.354 millones de dólares es decir un 37% menos de inversión. No obstante hay que analizar los costos de combustibles para evaluar la conveniencia económica de los escenarios.

Si con políticas de promoción de la eficiencia y con señales de tarifa fuera posible tener la demanda URE los montos a invertir son de 28.971 millones de dólares en el escenario deseado y de 23.368 millones de dólares en el escenario probable.

La mayor diferencia en montos de inversión es de 27.873 millones de dólares y está dada si se compara abastecimiento de demanda BAU a partir del escenario de oferta deseado que introduce un importante volumen de generación renovable con altos costos de inversión y abastecimiento de demanda URE a partir del escenario probable que se basa principalmente en la incorporación de ciclos combinados con menor monto de inversión. Claramente se trata de una diferencia enorme en los requerimientos de inversión.

Para el repago de la inversión se determina una anualidad que se repartirá en la energía producida. Las anualidades surgen de adoptar una tasa del 13 % durante un período de 15 años. A los fines impositivos se amortizará en 20 años, por lo tanto el costo medio de capital en cada año y para cada escenario resulta:

Costo capital USD/MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Esc, Probable BAU	-	-	0,25	0,52	0,86	2,54	4,49	6,11	8,84	9,82	12,05
Esc, Deseado BAU	-	-	0,25	0,59	1,22	3,22	5,33	8,97	12,50	15,06	19,13
Esc, Probable URE	-	-	0,25	0,52	0,86	2,73	3,57	4,64	6,62	7,35	10,52
Esc, Deseado URE	-	-	0,25	0,59	1,22	3,19	4,59	6,43	8,16	10,94	13,28

Costo capital USD/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Esc, Probable BAU	13,35	14,16	15,82	17,01	19,23	20,22	20,64	21,28	21,52	20,71
Esc, Deseado BAU	21,05	23,37	25,72	27,76	28,88	31,77	32,94	33,55	33,58	33,30
Esc, Probable URE	11,10	11,61	13,17	14,09	15,99	16,31	16,43	16,05	15,79	14,39
Esc, Deseado URE	14,79	15,89	17,23	18,23	19,66	20,38	20,18	19,90	19,43	17,96

Tabla 35. Costo de capital por unidad de energía en USD/MWh por año y en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

También es importante analizar los montos de inversión por tipo de tecnología ya que algunas son factibles de tener mayor producción local que otras e inclusive podría servir para promover el desarrollo de proveedores nacionales.

	Demanda BAU		Demanda URE	
MONTO TOTAL A INVERTIR POR TIPO DE TECNOLOGÍA	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE
EÓLICA	7.590.000.000	3.550.000.000	5.513.750.000	3.550.000.000
SOLAR	261.500.000	170.700.000	118.600.000	170.700.000
GEOTÉRMICA	377.289.000	124.956.000	378.903.000	378.903.000
BIOMASA RESIDUOS	8.101.050.000	2.137.900.000	5.782.050.000	2.137.900.000
BIOMASA BIOCOMBUSTIBLES	147.300.000	176.340.000	88.650.000	176.400.000
MINI HIDRO	225.000.000	150.000.000	225.000.000	150.000.000
NUCLEAR	9.050.120.000	5.166.200.000	1.948.960.000	5.171.480.000
CICLO COMBINADO	7.385.540.000	14.593.960.000	705.200.000	5.348.820.000
HIDROELÉCTRICA	18.104.000.000	6.284.000.000	14.210.000.000	6.284.000.000
TOTAL	51.241.799.000	32.354.056.000	28.971.113.000	23.368.203.000

Tabla 36. Monto a invertir por tipo de tecnología en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

Toca el turno de presentar los costos de combustible por tipo y para cada uno de los cuatro escenarios. El combustible denominado “Electricity” se refiere a importaciones.

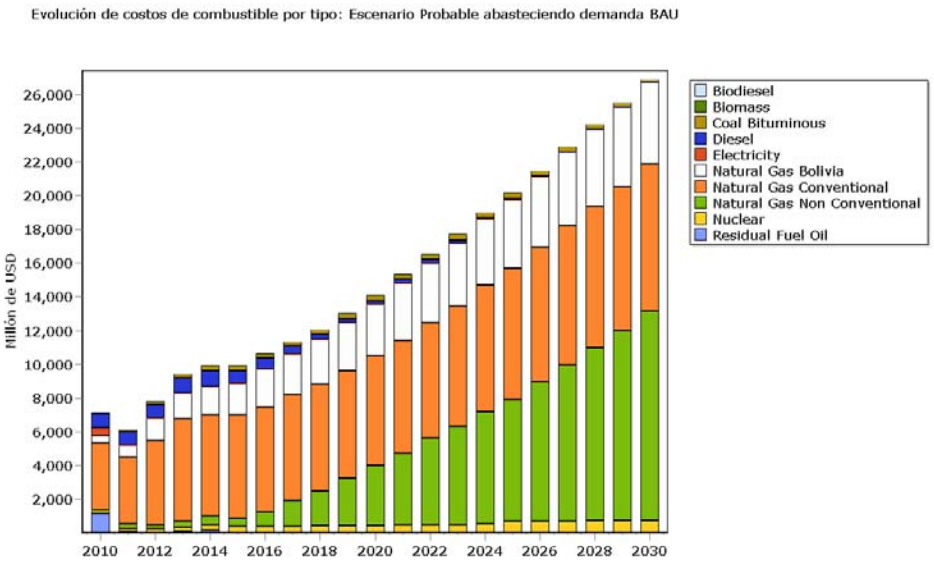


Figura 46. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Probable abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia.

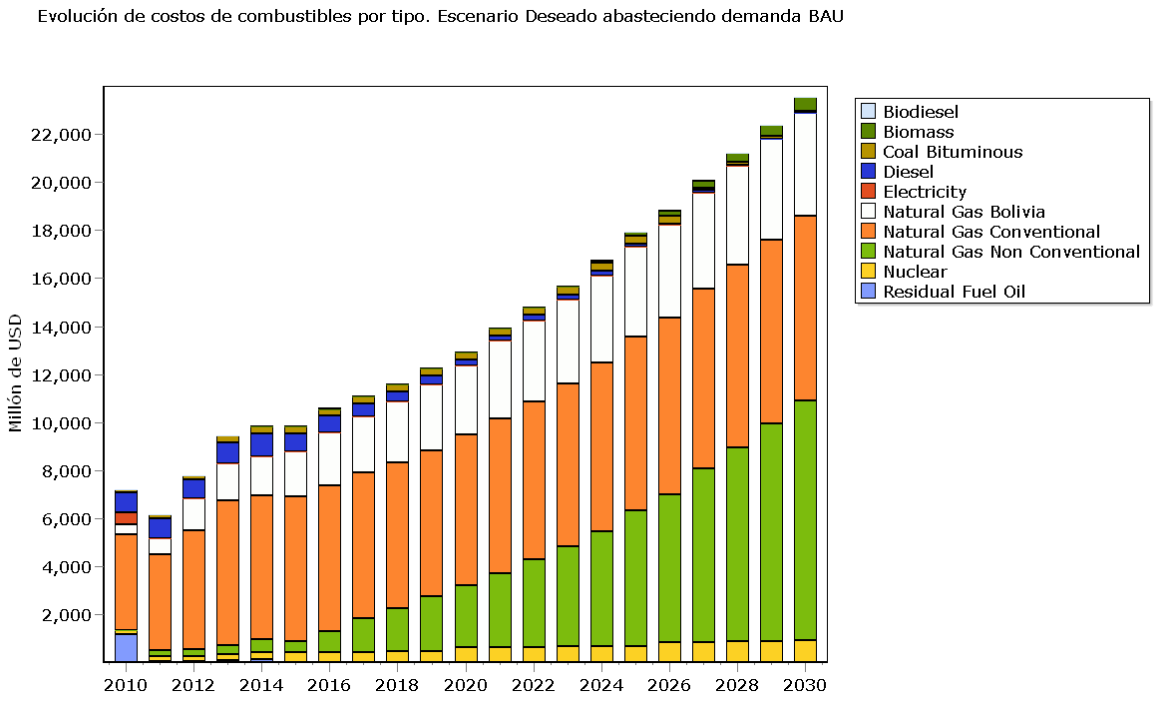


Figura 47. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Deseado abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia.

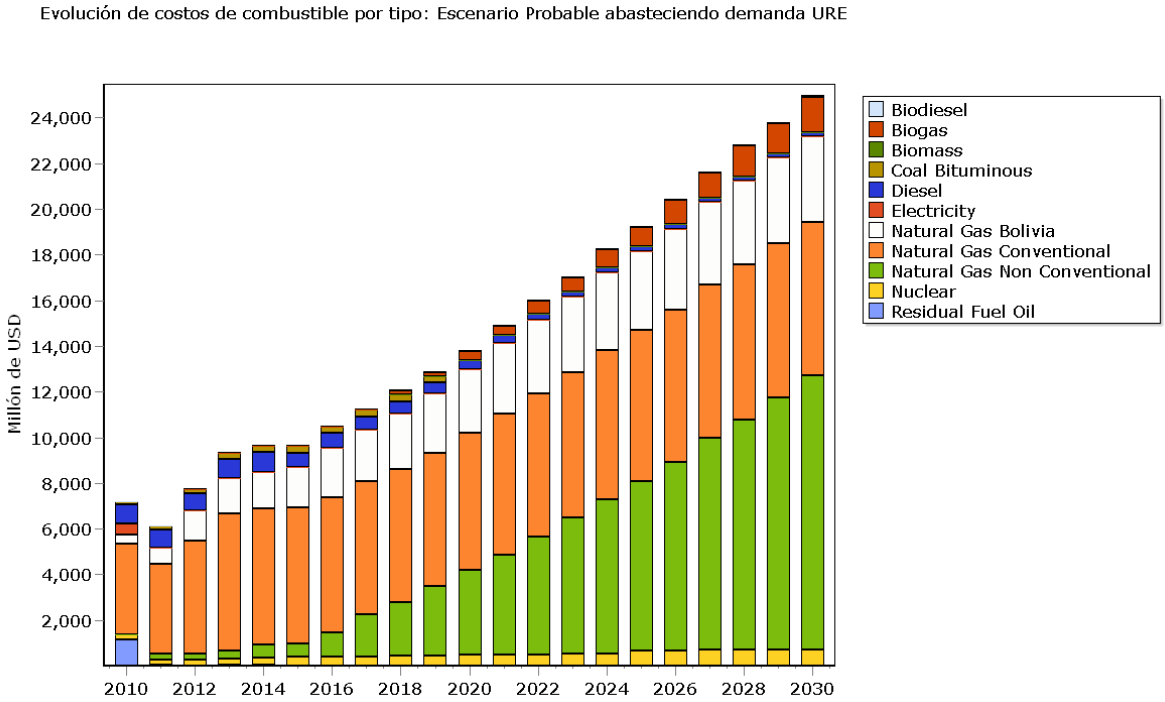


Figura 48. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Probable abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia.

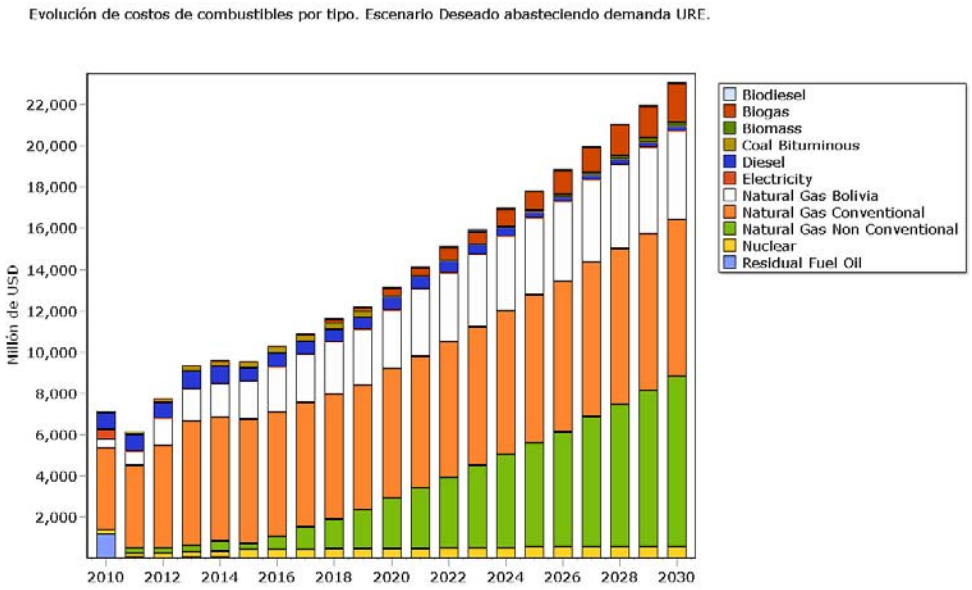


Figura 49. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Deseado abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia.

Se presenta una comparación del costo anual de combustible para los cuatro escenarios proyectados.

	Demanda BAU		Demanda URE	
COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLES EN DÓLARES REALES DE 2010	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE
2010	7.180.910.688	7.180.910.688	7.180.910.688	7.180.910.688
2011	6.142.281.874	6.142.281.874	6.142.281.874	6.142.281.874
2012	7.795.459.322	7.785.345.642	7.741.794.394	7.750.710.314
2013	9.461.635.748	9.473.025.976	9.340.883.506	9.368.621.104
2014	9.866.242.924	9.928.405.544	9.602.792.964	9.686.347.844
2015	9.852.854.989	9.917.985.021	9.541.107.413	9.647.913.473
2016	10.592.102.251	10.661.747.563	10.280.603.275	10.522.319.211
2017	11.098.313.282	11.367.751.206	10.866.596.742	11.247.094.134
2018	11.602.236.763	12.095.569.471	11.604.990.795	12.098.782.607
2019	12.260.386.810	13.009.588.450	12.180.374.106	12.905.227.130
2020	12.932.783.713	14.092.329.597	13.155.005.027	13.815.907.159
2021	13.940.158.871	15.343.571.011	14.135.875.401	14.920.061.873
2022	14.808.335.364	16.528.379.154	15.113.374.370	16.035.602.666
2023	15.684.730.054	17.704.613.988	15.923.047.876	17.047.967.608
2024	16.755.425.137	19.027.957.343	17.004.976.369	18.298.364.201
2025	17.938.047.320	20.180.303.134	17.827.367.814	19.237.008.566
2026	18.836.896.393	21.472.658.429	18.868.557.555	20.439.380.815
2027	20.086.102.955	22.930.491.253	19.982.669.715	21.621.375.651
2028	21.220.179.124	24.239.766.821	21.059.557.386	22.811.434.190
2029	22.388.535.803	25.532.675.031	21.961.610.656	23.807.591.696
2030	23.537.085.827	26.885.384.187	23.059.364.840	24.975.939.376
TOTAL A PAGAR	293.980.705.212	321.500.741.383	292.573.742.766	309.560.842.180

Tabla 37. Costos anuales de combustibles en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

Las erogaciones vinculadas con los combustibles empleados en los diferentes escenarios de oferta en el período 2010 al 2030 varían entre los 321.500 millones de

dólares y los 292.573,7 millones de dólares. Los costos variables de combustible por unidad de energía generada en USD/MWh serán para cada uno de los escenarios los siguientes:

Costo variable USD/MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Esc, Probable BAU	30,44	21,01	23,85	27,96	28,86	26,35	26,14	25,94	25,76	26,32	26,97
Esc, Deseado BAU	30,44	21,01	23,88	27,84	28,36	25,90	25,64	24,38	23,08	22,53	21,48
Esc, Probable URE	30,44	21,01	23,65	27,42	27,60	25,18	26,18	26,41	26,96	27,29	26,83
Esc, Deseado URE	30,44	21,01	23,64	27,26	27,09	24,85	25,16	24,92	24,89	24,09	24,13

Costo variable USD/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Esc, Probable BAU	28,08	29,08	29,74	30,66	31,06	31,81	33,02	33,95	34,92	35,93
Esc, Deseado BAU	21,54	21,29	20,77	20,83	21,31	20,89	21,29	21,79	22,52	23,09
Esc, Probable URE	27,61	28,30	28,48	29,14	28,85	29,51	30,08	30,93	31,31	32,01
Esc, Deseado URE	24,34	24,48	23,68	23,59	22,73	22,71	23,20	23,51	23,65	24,15

Tabla 38. Costo variable de combustible por unidad de energía en USD/MWh por año y en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

Se deben analizar también los costos de operación y mantenimiento de los cuatro escenarios.

	Demanda BAU		Demanda URE	
COSTO ANUAL DE O&M EN DÓLARES REALES DE 2010	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE	Escenario DESEADO	Escenario PROBABLE
2010	811.662.861	811.662.861	811.662.861	811.662.861
2011	865.649.794	865.649.794	865.649.794	865.649.794
2012	907.832.486	907.832.486	903.226.377	903.226.377
2013	952.035.270	950.862.512	938.577.089	937.466.050
2014	1.015.844.425	1.010.265.322	987.504.809	983.702.557
2015	1.052.400.564	1.024.049.165	1.031.331.032	1.003.608.384
2016	1.095.474.286	1.050.364.398	1.070.674.834	1.026.474.465
2017	1.169.155.938	1.072.741.610	1.122.715.898	1.048.385.659
2018	1.250.465.825	1.133.729.192	1.172.909.594	1.096.700.060
2019	1.320.865.589	1.158.310.264	1.238.922.644	1.111.794.312
2020	1.451.028.881	1.218.390.945	1.294.221.525	1.168.361.927
2021	1.516.020.252	1.258.872.025	1.352.858.644	1.195.745.499
2022	1.596.528.041	1.285.358.699	1.398.773.410	1.210.926.462
2023	1.676.111.875	1.331.928.214	1.443.758.524	1.259.871.974
2024	1.758.434.066	1.371.836.900	1.483.969.955	1.284.069.901
2025	1.809.196.341	1.456.038.545	1.532.657.825	1.355.074.353
2026	1.926.824.766	1.492.813.891	1.568.171.045	1.372.752.209
2027	1.993.938.045	1.519.951.437	1.587.093.910	1.398.546.724
2028	2.055.540.560	1.561.278.381	1.602.331.301	1.409.620.627
2029	2.102.888.098	1.590.997.883	1.617.907.227	1.420.260.241
2030	2.164.900.734	1.614.796.656	1.630.720.144	1.430.266.665
TOTAL A PAGAR	30.492.798.697	25.687.731.180	26.655.638.442	24.294.167.101

Tabla 39. Costos anuales de O&M en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

La participación relativa de los costos de capital, los costos de O&M y los costos de combustible son las que se presentan a continuación.

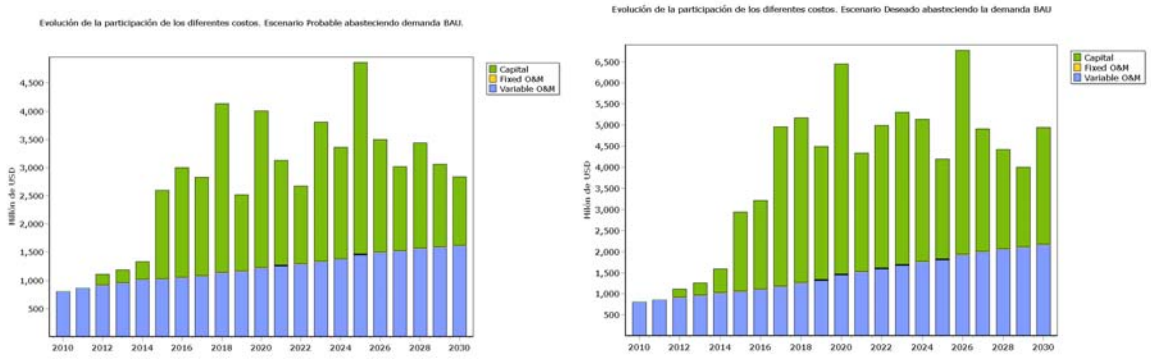


Figura 50. Participación de los costos de capital, de O&M y de combustible para abastecer la demanda BAU con el Escenario Probable y con el Deseado. Fuente: Elaboración propia.

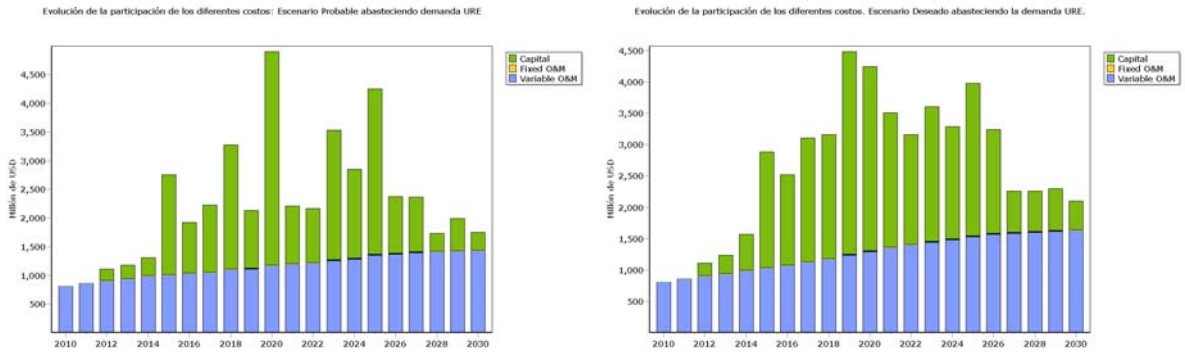


Figura 51. Participación de los costos de capital, de O&M y de combustible para abastecer la demanda URE con el Escenario Probable y con el Deseado. Fuente: Elaboración propia.

Por último, se presenta la evolución de los costos medios totales por unidad de energía por año y para cada escenario. Estos costos medios tienen en cuenta costo de capital, costos fijos de O&M, costos de combustible, costo de importación y tasas y contribuciones. No toma en cuenta que las emisiones de CO_2 puedan tener una penalidad en el período analizado.

Costo medio total USD/MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Esc, Probable BAU	43,44	29,85	33,32	38,13	39,78	39,37	41,90	43,92	47,85	49,78	53,85
Esc, Deseado BAU	43,44	29,85	33,34	38,11	39,82	40,09	42,90	47,08	51,10	54,40	59,74
Esc, Probable URE	43,44	29,85	33,11	37,53	38,42	38,64	41,04	43,00	46,97	48,58	53,61
Esc, Deseado URE	43,44	29,85	33,09	37,48	38,43	39,19	41,84	44,73	47,73	51,78	56,06

Costo medio total USD/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Esc, Probable BAU	56,92	59,10	62,26	64,98	68,88	71,09	72,88	74,76	76,03	75,64
Esc, Deseado BAU	62,71	66,03	69,06	72,30	74,44	78,53	80,69	82,11	82,80	82,79
Esc, Probable URE	55,70	57,54	60,85	63,51	67,33	69,15	70,63	71,40	71,89	70,27
Esc, Deseado URE	59,33	61,83	63,80	65,98	68,34	70,40	71,29	71,81	71,78	69,97

Tabla 40. Evolución del Costo medio total de la energía en USD/MWh en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

La evolución de los costos de producción de energía en los diferentes escenarios va creciendo desde los 43,4 USD/MWh de 2010 hasta los 75,6 y 82,8 USD/MWh en el escenario probable y en el deseado respectivamente y abasteciendo demanda BAU. En el caso de demanda URE los costos medios de la energía alcanzan los 70,3 y los 70 USD/MWh en el escenario probable y el escenario deseado. El costo medio de la energía tiene un sendero de costos crecientes por lo tanto cada vez será más importante hacer eficiencia energética para acotar el crecimiento de demanda. Inclusive con menor demanda es posible incorporar fuentes renovables de energía en importante proporción sin que el costo medio total resulte más caro que en el escenario probable que incluye principalmente tecnología térmica convencional operando con gas natural.

La eficiencia energética y la incorporación de fuentes renovables de energía deben ir de la mano para lograr que los costos resultantes del sistema sean competitivos e incluso menores a aquellos provenientes de escenarios más contaminantes. Es importante destacar que se logra un costo menor en el escenario deseado abasteciendo demanda URE a pesar de no haber impuesto ningún costo por emisiones de CO_2 ni otros costos que reflejen otros impactos ambientales o costos de remediación por impactos ambientales vinculados con la producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

Este resultado es sumamente alentador ya que estaría demostrando que es posible en el 2030 combinar mayor seguridad de abastecimiento, mayor independencia energética de Argentina, menores impactos en las emisiones globales de CO_2 y menores costos de energía.

Si se trae a valor presente el costo medio de energía descontado al 13% el resultado es el siguiente:

Escenario Probable Demanda BAU [USD/MWh]	Escenario Deseado Demanda BAU [USD/MWh]	Escenario Probable Demanda URE [USD/MWh]	Escenario Deseado Demanda URE [USD/MWh]
47,29	49,97	42,50	43,39

Tabla 41. Costo medio total descontado para los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

Es posible que a partir del 2020 exista algún impuesto a la emisión de CO_2 por esto y en consonancia con los supuestos de la Plataforma Escenarios Energéticos de Argentina al 2030 se calcula el costo medio descontado de la energía asumiendo que a partir del 2020 se impone un costo por emisiones de 20 USD/tCO2 y que crece linealmente hasta alcanzar en el 2030 el valor de 30 USD/tCO2.

Escenario Probable Demanda BAU [USD/MWh]	Escenario Deseado Demanda BAU [USD/MWh]	Escenario Probable Demanda URE [USD/MWh]	Escenario Deseado Demanda URE [USD/MWh]
48,86	50,95	44,06	44,36

Tabla 42. Costo medio total descontado con costo a la emisión de CO2 para los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia.

Las diferencias en las emisiones de los escenarios no alcanzan a compensar las diferencias de costos principalmente debido a que la tasa de descuento es alta (13%) y por lo tanto lo que ocurra a partir del 2020 tiene menor implicancia que lo que ocurre más cerca del presente.

4.5. EMISIONES DE GEI, DE SO_2, DE NO_2 Y DE MATERIAL PARTICULADO PM10

Se presentan a continuación los resultados de las emisiones de gases de efecto invernadero totales debidas al despacho eléctrico simulado en los cuatro escenarios de oferta. Estas emisiones de CO_2 son de carácter global y las responsables de contribuir al cambio climático.

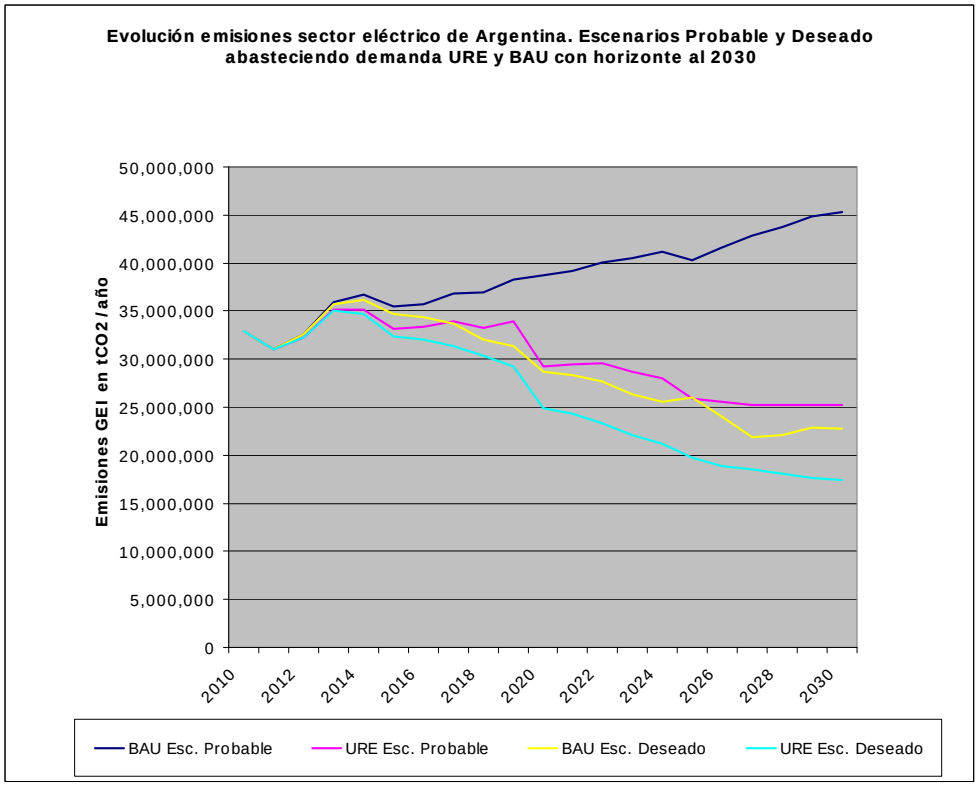


Figura 52. Comparativo de la evolución de las emisiones de GEI en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia.

Es posible un sector eléctrico que emita menos sin que esto afecte negativamente en los costos de producción, para ello es necesario planificar el camino a seguir y buscar las mejores herramientas para lograrlo.

En lo que respecta a las emisiones de NO_x y de SO_2 que afectan localmente por la lluvia ácida los cuatro escenarios dan como resultado la siguiente evolución:

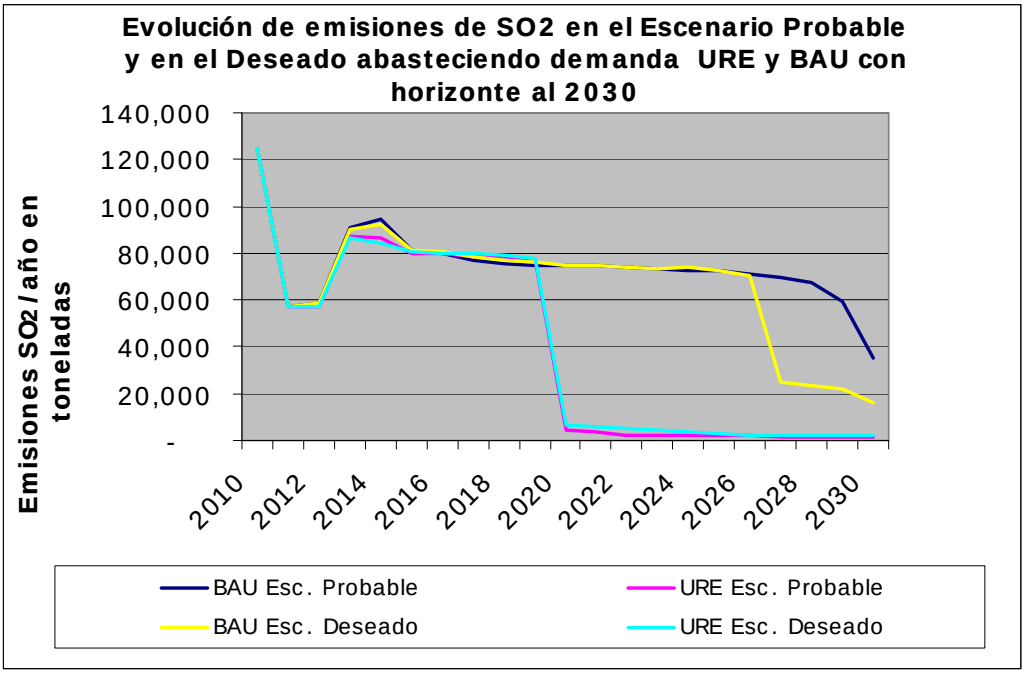


Figura 53. Comparativo de la evolución de las emisiones de SO2 en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia.

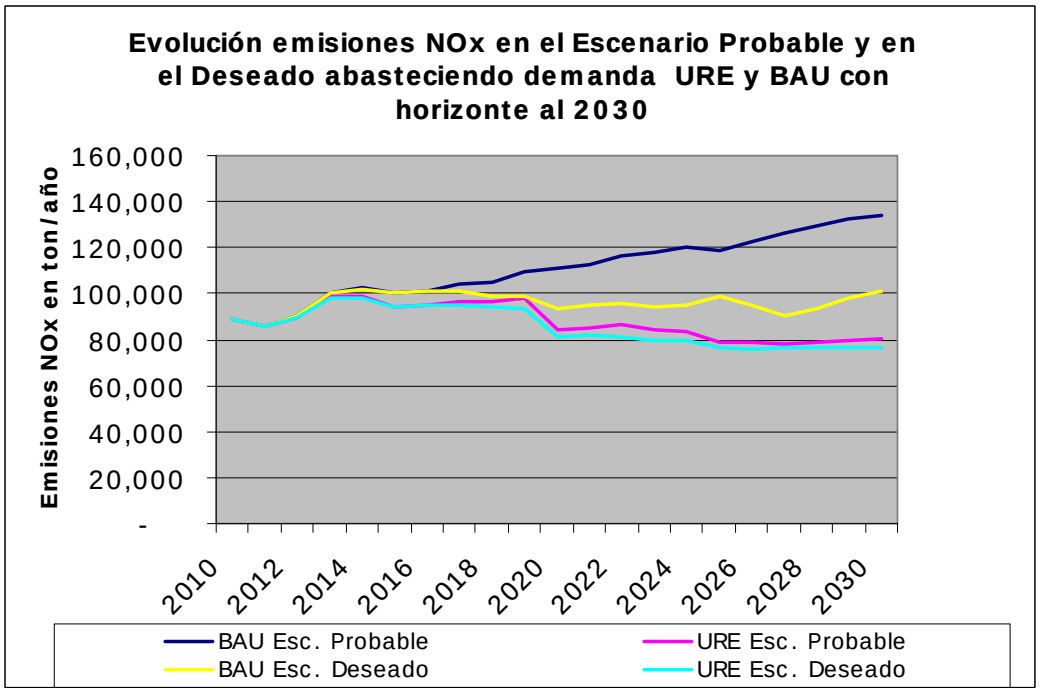


Figura 54. Comparativo de la evolución de las emisiones de NOx en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las emisiones de material particulado PM10 en todos los escenarios aumenta respecto del nivel de 2010. Esto se debe a la generación a partir de biomasa. Cabe destacar que las tecnologías modernas que utilizan filtros de partículas logran disminuir de manera notable estas emisiones particuladas. Si se avanza en la incorporación de esta tecnología deberá ser obligatoria la colocación de estos filtros, cuyo costo además se ha considerado en el monto de inversión, para que los proyectos no sean rechazados por la población cercana. Por el contrario, esta tecnología bien usada es capaz de reactivar la economía regional por ser fuertemente generadora de empleo e inclusive por permitir dar valor a un residuo.

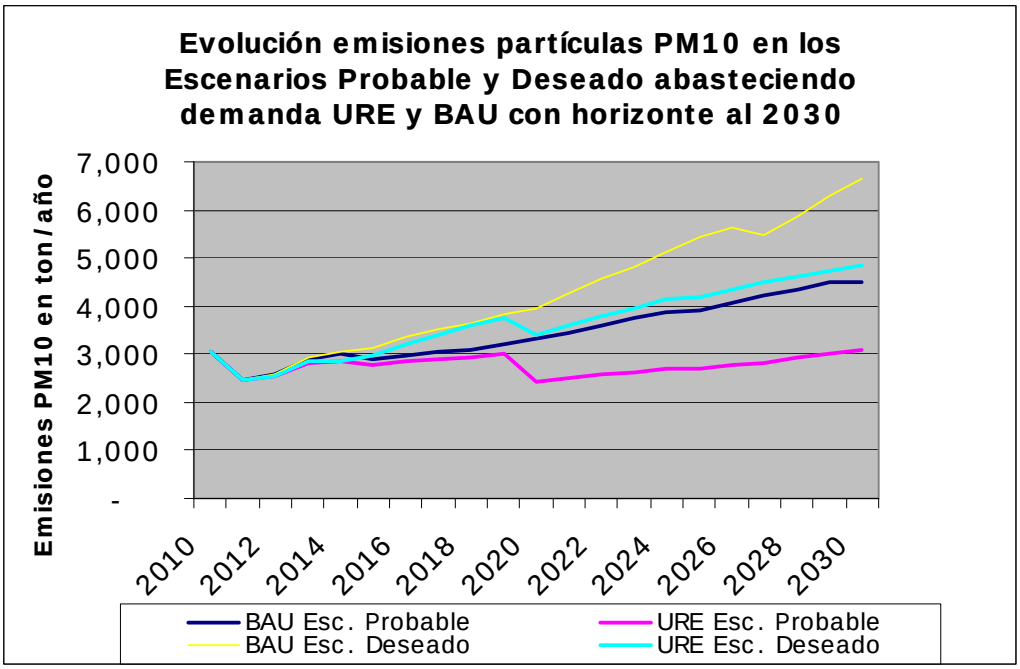


Figura 55. Comparativo de la evolución de las emisiones de PM10 en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia.

X FACTOR DE EMISIONES DE LA RED ELÉCTRICA ARGENTINA

1. MÉTODOS DE CÁLCULO

Es importante destacar que las emisiones del sistema eléctrico que se presentaron en el capítulo anterior reflejan las emisiones totales que se originaron como consecuencia de la quema de combustible fósil requerido en el despacho simulado. Este valor promedio que toma en cuenta todas las emisiones de las fuentes de generación que abastecieron la demanda, no es el factor usado para estimar la huella de carbono debida al consumo de electricidad ni las reducciones de emisiones de un proyecto encuadrado dentro del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL). Internacionalmente cuando se habla del factor de emisiones de la red eléctrica se hace mención a un valor que es cuantificado con una herramienta diseñada por la Junta Ejecutiva del MDL dependiente de Naciones Unidas denominada “Tool to

calculate the emission factor for an electricity system"[8]. En esta herramienta se establecen diferentes métodos para calcular el factor de emisiones de la red o sistema eléctrico también llamado margen combinado.

El margen combinado resulta del promedio ponderado de dos factores: el Margen de Operación y el Margen de Construcción. El primero representa las emisiones del parque de generación que está sirviendo actualmente al sistema mientras que el segundo factor representa las emisiones de las futuras unidades que se instalarían en caso de que el proyecto MDL no se realizara o si no se consumiera energía para producir un determinado producto cuya huella se está estimando.

Para calcular las emisiones del Margen de Operación hay diferentes métodos: método simple, método simple ajustado, método de análisis del despacho y método del promedio. Este último sería el cociente entre las emisiones totales del sistema presentadas en el capítulo anterior y la energía total demandada. Cada uno de estos métodos puede aplicarse bajo ciertas condiciones. La herramienta de cálculo aprobada por Naciones Unidas indica que en el caso de disponer de datos horarios del despacho debe seleccionarse la opción de cálculo del Margen de operación por el método de análisis del despacho. Sólo en algunos casos permite que se calcule mediante el método simple o el simple ajustado pero dado que Argentina cuenta con datos del despacho centralizado no es posible utilizar el método del promedio.

El método simple se puede usar si la participación en el abastecimiento de la demanda, que tuvieron las centrales hidroeléctricas y otras fuentes de bajo costo y forzadas (*low cost & must run*) no supera el 50% en los últimos 5 años. Si en cambio la participación de este tipo de unidades supera el 50% se debe utilizar el método simple ajustado que de algún modo tiene en cuenta las horas en que las unidades que estuvieron en el tope o que marginaron estaban operando en base a agua.

En Argentina la generación forzada y de bajo costo no supera el 50% y por lo tanto el Método Simple sería aplicable. En este caso el Margen de Operación se calcula como el promedio de 3 años de las emisiones determinadas como el producto entre los volúmenes de combustibles empleados por la generación térmica convencional (no nuclear) y los coeficientes de emisiones de los respectivos combustibles.

El Margen de operación empleando el análisis del despacho es el método más preciso y el que debe usarse cuando existen los datos. Requiere que se analice el despacho horario correspondiente al año en que se evalúa la huella de carbono del producto. El mismo tiene en cuenta las emisiones de las unidades que abastecieron el último 10% de la demanda horaria. Se debe entonces:

- determinar la demanda horaria para calcular qué valor representa el 10% de demanda.
- identificar las últimas unidades que fueron convocadas para el despacho hasta acumular la energía que representa el 10% de la demanda de esa hora.
- una vez identificadas las máquinas que abastecieron el último 10% se debe conocer cuánta energía entregó cada una de esas unidades, su

[8] Consultar última versión en www.unfccc.int

rendimiento y el combustible utilizado. Con estos valores es posible determinar para cada máquina las emisiones de CO_2 por MWh entregado.

- en base a la participación que tuvo cada máquina en el abastecimiento de la demanda y a sus emisiones unitarias se calculan como promedio ponderado las emisiones unitarias del conjunto de máquinas que abastecieron el último 10% de demanda de la hora.

Para el cálculo se deben tomar en cuenta todas las máquinas (obligadas, de base, nucleares, exportaciones e importaciones). Las emisiones de la importación deben considerarse con 0 tCO_2/MWh ya que las mismas son contabilizadas en el país en el que se generó esa energía.

Las emisiones unitarias horarias del conjunto de máquinas que abasteció el último 10% de la demanda multiplicadas por la energía consumida en esa hora para producir el producto deberán sumarse para determinar las emisiones totales del período analizado, las que divididas por la energía total consumida en ese lapso determinarán el Margen de Operación. En el caso de no disponer de la demanda horaria que tuvo la planta industrial se calculará un valor medio de electricidad demandada.

El otro factor a calcularse es el llamado Margen de Construcción. Representa las emisiones de las futuras máquinas que ingresarían al parque de generación del sistema en ausencia de mi proyecto MDL o de mi consumo para elaborar el producto cuya huella estoy estimando. El mismo debe determinarse como el promedio ponderado de las emisiones que tienen las últimas 5 máquinas ingresadas al sistema, en el caso de que esas máquinas sean representativas. Esto último significa que pueden tenerse en cuenta las emisiones de las últimas 5 unidades sólo si las mismas entregan más del 20% de la demanda abastecida. En caso de que esto no ocurra, se deben tener en cuenta las emisiones de las últimas máquinas ingresadas hasta que las mismas acumulen el 20% o más de la energía anual generada.

Una vez que se hayan identificado el conjunto de máquinas que deben considerarse dentro del cálculo, se determina el Margen de Construcción como el promedio ponderado de las emisiones unitarias de las máquinas involucradas. Las emisiones unitarias de cada máquina dependerán del combustible utilizado y del rendimiento de la máquina.

Finalmente el Factor de Emisiones del sistema eléctrico argentino o Margen Combinado a utilizarse para cuantificar la huella de carbono se determinará como el promedio de ambos Márgenes.

El Margen de Operación siempre es mayor que el Margen de Construcción ya que representa las emisiones de las últimas máquinas convocadas al despacho y por ende con mayores costos debido al combustible que usan y al rendimiento de la unidad. En cambio el Margen de Construcción tiene en cuenta las emisiones de las máquinas más modernas. Lo esperable es que este factor vaya disminuyendo a lo largo de los años por incorporar tecnología más eficiente. Justamente esto no ocurre de este modo en Argentina en los últimos años como se verá a continuación. Esto se debe a que las últimas incorporaciones de oferta son unidades de pequeño porte con baja eficiencia y que usan combustibles líquidos.

2. EVOLUCIÓN FACTOR DE EMISIONES DE LA RED 2004-2011.

Empleando la herramienta metodológica citada en el punto anterior se presentan a continuación algunos datos claves vinculados con el factor de emisiones de la red eléctrica argentina de los últimos años. Los años analizados van desde 2004 y hasta 2011.

Podría decirse que desde 2004 a 2011 hubo un crecimiento muy importante de la demanda eléctrica en Argentina sin su correspondiente aumento del parque de generación. El 2009 fue un año particular en el cual prácticamente no hubo aumento de demanda como consecuencia del impacto que tuvo en el país la crisis en Europa.

Como ya se ha mencionado, las restricciones de abastecimiento de gas natural para generación de electricidad devinieron en un claro aumento del consumo de combustibles fósiles alternativos al gas natural. Adicionalmente, para abastecer la demanda fue necesario convocar unidades de generación con bajos rendimientos. Es importante mencionar que los Ciclos Combinados tienen menor disponibilidad al operar con gasoil en vez de con gas natural. En términos globales, la generación media cae del orden de 1.500 MW. Lo que resulta en que deban convocarse unidades de generación con peores rendimientos para cubrir esta generación indisponible.

El Margen de Operación depende de la demanda y del lado de la oferta principalmente de la generación hidroeléctrica. También influye la disponibilidad de gas para el sector eléctrico. El Margen de Operación tuvo su máximo en 2008. En 2009 cae y a partir de allí vuelve a subir pero sin superar los valores de 2008.

En los años 2004 y 2005 hubo algunas horas (414 y 438 respectivamente), en las cuales el último 10% de la demanda fue abastecido totalmente por unidades con cero emisiones de CO_2 (hidroeléctricas). Esto representó que aproximadamente el 4,8% de las horas no tenga emisiones asociadas. A partir del 2006 no existió ninguna hora en que el último 10% de la demanda haya sido abastecido sin unidades térmicas en alguna proporción.

Si se analiza la evolución del Margen de Construcción, en el período 2004-2011 puede apreciarse que al comienzo hay una baja pero luego la tendencia cambia y comienza a subir por la incorporación de gran cantidad de máquinas de pequeña capacidad que operan con combustibles líquidos.

Se presenta a continuación los valores del Margen de Operación, del de Construcción y el factor de emisiones de la red eléctrica o Margen Combinado:

Año	Margen de Operación	Margen de Construcción	Margen Combinado ponderado al 50%
	tCO_2/MWh		
2004	0,498	0,377	0,437
2005	0,541	0,377	0,459
2006	0,787	0,335	0,561
2007	0,774	0,347	0,561
2008	0,888	0,359	0,624
2009	0,769	0,46	0,615
2010	0,766	0,422	0,594
2011	0,772	0,416	0,594

Tabla 43. Evolución Factor de emisiones de la red. Período 2004-2011. Fuente: Elaboración propia

En la figura se muestra gráficamente esta evolución:

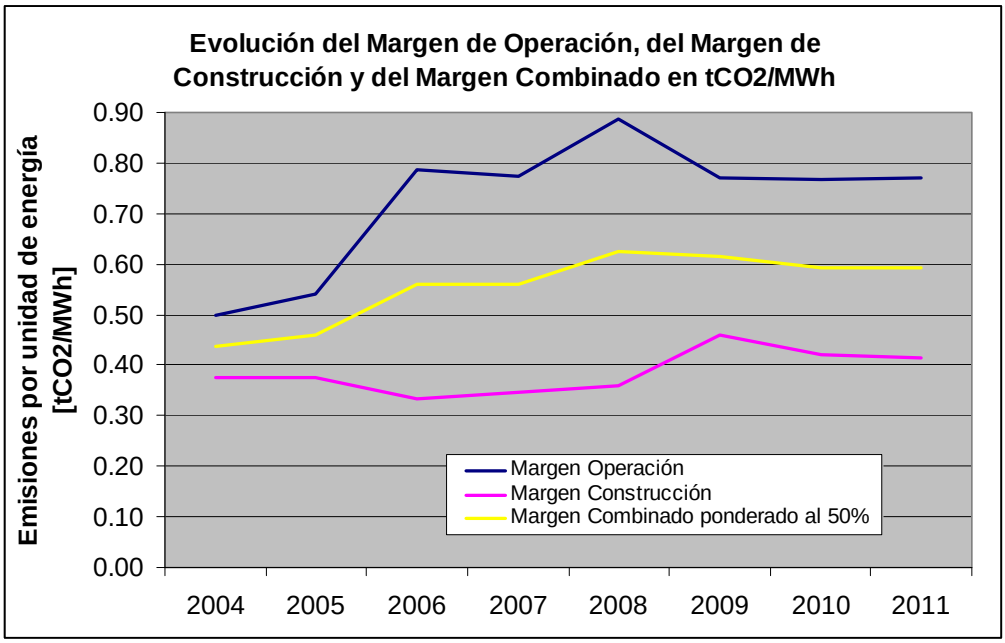


Figura 56. Evolución del Factor de emisiones de la red período 2004-2011. Fuente: Elaboración propia.

3. PROYECCIÓN FACTOR DE EMISIONES DE LA RED 2012 - 2030.

Para poder hacer esta proyección es necesario analizar los resultados del despacho horario en cada uno de los escenarios de oferta y de demanda. No se cuenta con estos datos sino con los resultados globales del despacho anual así es que se trata de una simplificación.

Se deberá analizar cuál será la generación que esté abasteciendo el 10% tope de demanda. Para ello se debe tener en cuenta que se convocan a generar máquinas por costo creciente y que las centrales de energía renovable serán despachadas cuando tengan disponibilidad del recurso.

En el caso de la generación térmica convencional los costos dependerán del combustible que empleen y del rendimiento de la unidad. No es posible determinar esto de forma precisa pero sí es posible comparar los resultados de volumen de combustible por tipo en cada año para evaluar cuál es su participación en el último 10 % de demanda.

Es importante mencionar que los costos de las centrales térmicas están directamente vinculados con los combustibles que emplean. Además, a mayores costos mayores son las emisiones de CO_2.

A los efectos del presente análisis se asume que la generación eléctrica tiene precios crecientes de acuerdo al siguiente ordenamiento:

1. Generación con Gas Natural
2. Generación con Carbón
3. Generación con Fuel Oil (bastante pareja con la generación con carbón)
4. Generación con Gas Oil.

Para hacer la estimación se calculó el margen de Operación por el método simple que consiste en el cociente entre las emisiones de GEI anuales divididas por la energía térmica. Esto se hizo para cada una de los despachos simulados y para todos los años. Debido a que en el método simple se considera toda la energía térmica y no las fuentes que abastecieron el último 10% de demanda en cada hora del año, se tomó al año 2011 como referencia y a los siguientes años se los comparó con él. Se tiene para 2011 el Margen de Operación por el método del despacho. Para los sucesivos años se ajustó el valor de 2011 en base a la tendencia que tiene el margen de operación calculado con el método simple.

Es importante destacar que al calcular el Margen de operación por el método simple el valor es muy inferior al que se obtiene por el método del despacho. Por ejemplo en 2011 el margen de operación calculado con el método del despacho resulta de 0,772 tCO_2/MWh mientras que con el método simple el valor calculado es de 0,594 tCO_2/MWh.

Para estimar la evolución del Margen de Construcción se tomó como referencia el año 2011 y se ajustó estimativamente para cada año y en función de cada escenario simulado. Se hizo teniendo en cuenta el tipo de fuentes que se incorporarían y las que resultarían abasteciendo el último 20% de la demanda.

A continuación se presentan las evoluciones previstas expresadas en tCO_2/MWh.

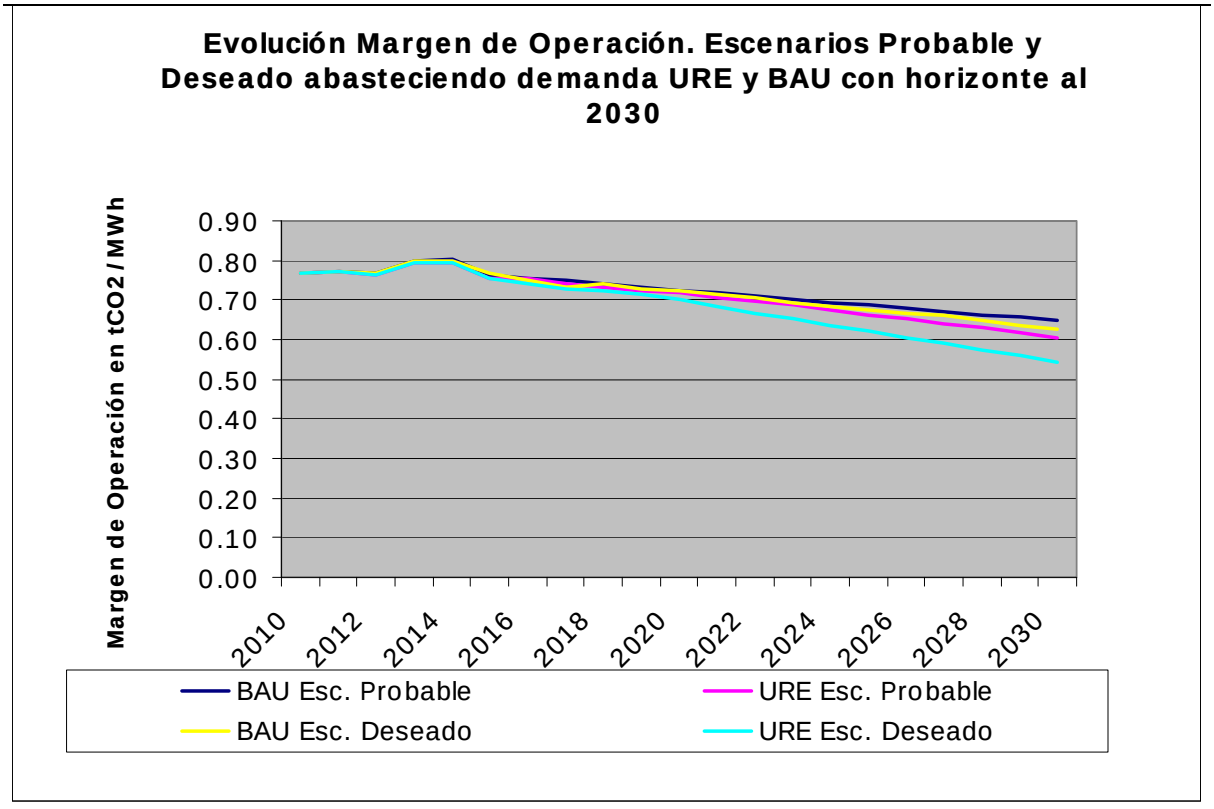


Figura 57. Proyección estimada para el Margen de Operación en los diferentes escenarios simulados para el período 2010-2030. Fuente: Elaboración propia.

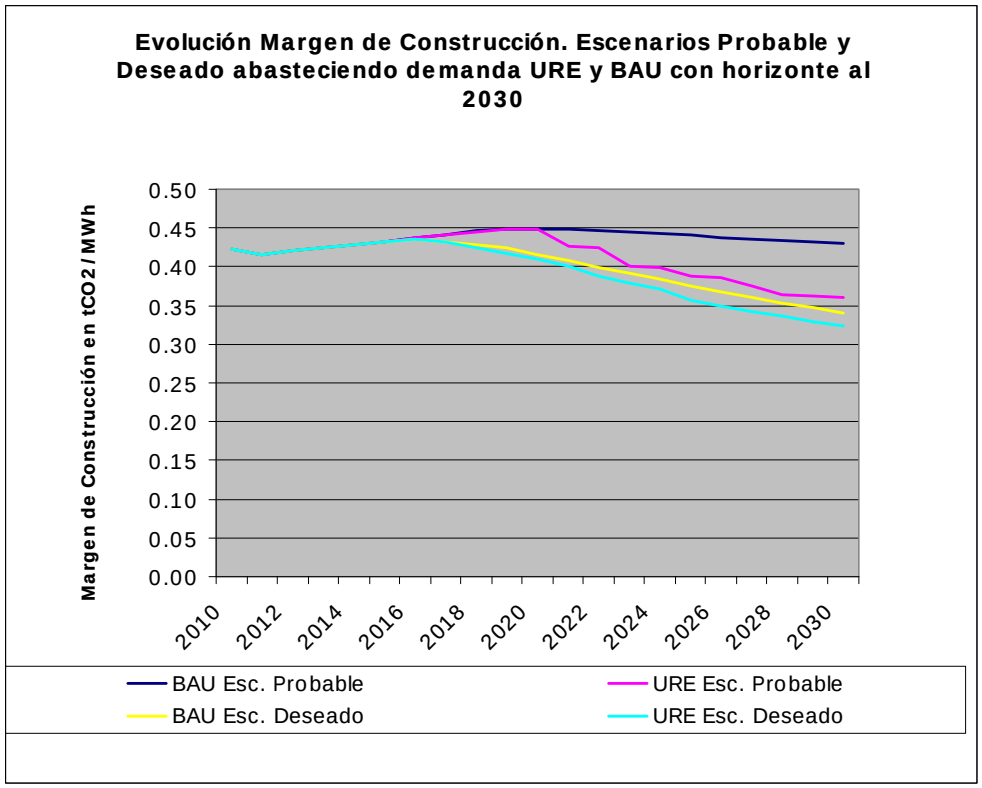


Figura 58. Proyección estimada para el Margen de Operación en los diferentes escenarios simulados para el período 2010-2030. Fuente: Elaboración propia.

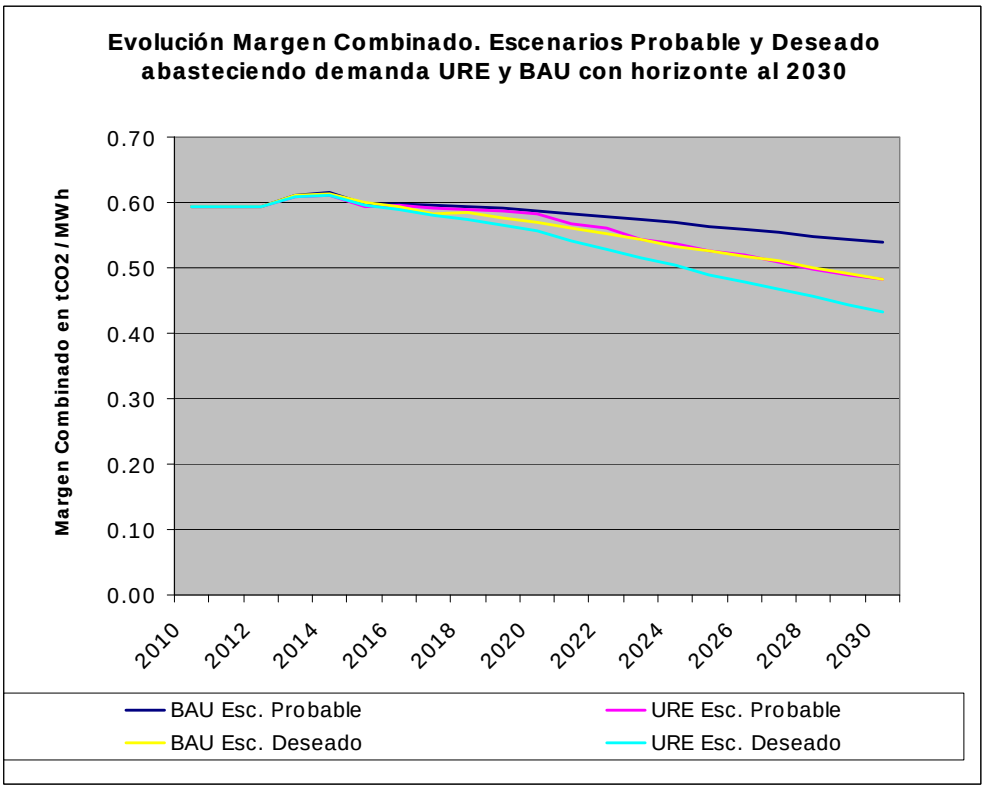


Figura 59. Proyección estimada para el Margen de Operación en los diferentes escenarios simulados para el período 2010-2030. Fuente: Elaboración propia.

En todos los escenarios simulados se logra el objetivo de reducir las emisiones de GEI porque ha sido una de las premisas a lograr. En algunos casos se logran mejores resultados. Está claro que si se continuaran utilizando gasoil y fuel oil por no existir la posibilidad de cubrir el abastecimiento de gas natural el Margen de operación continuará creciendo aunque tiene un valor máximo dado por las emisiones de generar con carbón de 0,99 tCO_2/MWh y podría llegar a ser de un valor cercano a los 0,85 tCO_2/MWh considerando que habrá en el tope generación con carbón y con gasoil y fuel oil.

XI HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS Y OTROS SISTEMAS DE ETIQUETADO

1. DESCRIPCIÓN DE DIFERENTES INICIATIVAS

Dentro de las principales iniciativas sobre medición de la huella de carbono sobresalen las acciones llevadas adelante en el Reino Unido y en Francia en las que se destaca el papel del Estado como impulsor de este tipo de preocupaciones ambientales en el consumidor, aún cuando estas normas presentan todavía un carácter voluntario.

Otras medidas a nivel europeo incluyen a la ecoetiqueta de la Unión Europea –*EUEcolabel*– y a la Huella Ambiental de los Productos. Asimismo, a nivel de protocolos y estándares internacionales sobre la medición de la huella de carbono se encuentra en desarrollo el estándar ISO 14067 y existen los estándares del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (*GHG Protocol*). También hay iniciativas o esquemas desarrollados a nivel de compañías de consumo minorista en los Estados Unidos –como en *Walmart* y *The Sustainability Consortium*– e iniciativas gubernamentales, como la llevada adelante por Japón, que también resultan importantes resaltar.

Un resumen de las principales iniciativas en curso, desde una perspectiva de su aplicación voluntaria u obligatoria, y de quién o quiénes intervienen en su desarrollo, por ejemplo si incluye la participación de organismos públicos o no, así como del estado de implementación, se puede observar en la siguiente figura:

Iniciativa	País	Voluntaria/ Obligatoria	Privada/ Pública	Estado
PAS 2050 - Carbon Reduction Label	Reino Unido	Voluntaria	Mixta	En vigencia
Bilan Carbone - Grenelle environnement	Francia	Voluntaria	Mixta	Bilan Carbone: En vigencia - Grenelle 2: En etapa de experimentación a partir del 1 julio 2011 para definir si el etiquetado de productos en Francia será obligatorio o voluntario
EU Ecolabel	Unión Europea	Voluntaria	Pública	Está bajo estudio integrar la medición de la huella de carbono en la ecoetiqueta europea
Huella Ambiental de los Productos	Unión Europea	bajo estudio	Pública	Está bajo estudio una metodología armonizada que contemple un conjunto de criterios ambientales, incluyendo la huella de carbono. Fecha

				estimada: fin de 2012
ISO 14067	Internacional	Voluntaria	Mixta	En elaboración
GHG Protocol	Internacional	Voluntaria	Mixta	Estándar para productos y estándar para las cadenas de valor de las empresas publicados en octubre de 2011
Walmart Sustainability Index/ The Sustainability Consortium	Estados Unidos / Internacional	Voluntaria	privada	En elaboración
Japan Product Carbon Footprint	Japón	Voluntaria	Pública	Proyecto piloto a nivel nacional

Tabla 44. Resumen de principales iniciativas sobre Huella de Carbono. Fuente: La Huella de Carbono y su impacto potencial sobre las exportaciones argentinas. Centro de Economía Internacional.

Las normas que apuntan a definir prescripciones en materia de etiquetado sobre la base de criterios ambientales asociados al cambio climático podrían dar lugar a distorsiones en el comercio e imponer costos excesivos para los productores, en particular de los países en desarrollo, por lo que han sido cuestionadas en el ámbito de la OMC[9], en especial en el Comité de Comercio y Medio Ambiente (CCMA).

El cumplimiento de estas normas, por su considerable diversidad de métodos y enfoques, podría suponer un aumento en los costos y una carga adicional para los exportadores y para las pequeñas y medianas empresas en los países en desarrollo. Además, los productores van continuamente a la zaga de la tendencia de las normas privadas, que se observa es muy rápida y competitiva.

Todas estas cuestiones pueden convertirse en la práctica en una condición para el acceso a los mercados y en un obstáculo al comercio para muchos países, más aún cuando las normas no están basadas en criterios científicos sino en cuestiones éticas o son resultado de la demanda de los consumidores.

Se discute si es posible que las normas voluntarias incluyan especificaciones más estrictas que las contenidas en los reglamentos obligatorios, en especial, cuando están integradas a las cadenas de suministro y, en consecuencia, ni los exportadores ni los productores perciben una diferencia entre las normas voluntarias y las obligatorias dado que en la práctica ambas son consideradas como una condición previa para acceder a determinados mercados.

Los países en desarrollo están planteando esta preocupación en las negociaciones que se están llevando a cabo en el ámbito de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Allí han expuesto que la proliferación de iniciativas de este tipo podría derivar en restricciones encubiertas al comercio para los productos de los países en desarrollo, ya que implicarían la necesidad de readecuar los patrones de producción a normas y estándares ambientales que no contemplan sus necesidades sociales y económicas de desarrollo, así como tampoco tienen en cuenta características geográficas y agroecológicas diversas. Por ello, los países en

[9] OMC: Organización Mundial de Comercio

desarrollo consideran que las medidas comerciales no resultan el medio apropiado para responder a la problemática del cambio climático.
Por el otro lado, los países importadores que impulsan estas medidas argumentan que la huella de carbono permite, de acuerdo a *The Carbon Trust*, 2008:

- reducciones en las emisiones de GEI y en los costos de las empresas que etiquetaron sus productos,
- diferenciación de los productos,
- una mejora en la imagen de la marca de la compañía, y
- reducciones en tiempo y en costos para las compañías que están situadas en las sucesivas etapas de la cadena de producción si las compañías proveedoras de los insumos también etiquetan sus productos.

Sin embargo, estos criterios son esencialmente de naturaleza comercial y sólo estarían beneficiando a los productores y comercializadoras de estos países.

La Comisión Económica para América Latina (CEPAL) realizó un estudio que indica que iniciativas como la medición de la huella de carbono presentan varios interrogantes y desafíos para el sector exportador de los países latinoamericanos (Rosales, 2010). Destaca también que el contexto internacional muestra una clara tendencia hacia la implementación de un etiquetado de huella de carbono, y concluye que América Latina estaría particularmente expuesta debido a que:

- la escasez de datos disponibles sobre los métodos de producción dificulta el cálculo de la huella de carbono de los productos. Esto resulta especialmente problemático cuando se trata de productos agropecuarios provenientes de países de América Latina, donde se dispone de pocos datos para examinar las emisiones de explotaciones agrícolas en tierras o regímenes climáticos específicos, lo que conlleva el riesgo de que se emplee el 'peor escenario' para el cálculo de la huella de carbono;
- sus exportaciones a países desarrollados concentran un fuerte componente de productos agrícolas escasamente procesados –que paradójicamente están más sujetos a etiquetados de carbono que las manufacturas;
- está situada lejos de la mayoría de sus principales mercados de destino, lo cual puede constituir una desventaja adicional en el caso de etiquetados que sólo toman en consideración la distancia recorrida por los productos y la emisión de GEI resultante ("*food miles*") y que dejan de lado las emisiones de las restantes etapas del ciclo de vida del producto; y
- la complejidad y proliferación de metodologías para la medición de la huella de carbono podría comportar un fuerte aumento de costos, en especial, para los productores pequeños y/o que exportan a diversos mercados.

2. PRODUCTOS CUYA HUELLA YA SE CALCULA

En el Reino Unido, las especificaciones para la evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de los productos y servicios son establecidas en la norma PAS 2050 (*Publicly Available Specification 2050*). Esta norma fue publicada por primera vez en 2008 y actualizada en 2011. Se trata de un estándar independiente desarrollado por el *BSI British Standards* que es el organismo nacional de estándares del Reino Unido y co-patrocinado por el Departamento de Ambiente,

Alimentos y Asuntos Rurales del Reino Unido (Defra) y *The Carbon Trust*. Esta última es una compañía independiente creada y financiada por el gobierno británico con el objeto de acelerar la transición hacia un economía baja en carbono.
El objetivo central es colaborar con las empresas en la gestión de las emisiones de GEI dentro de sus procesos productivos y en la reducción de las emisiones a través del diseño, producción y provisión de productos, de forma tal de favorecer aquellos bienes y servicios que resultan menos intensivos en carbono y, por lo tanto, reflejen menores huellas. Esto se complementa con la Etiqueta de Reducción de Carbono (*Carbon Reduction Label*), destinada a proveer a las empresas una herramienta que permita certificar y comparar la huella de sus productos. El alcance de la aplicación de esta etiqueta abarca tanto ciclos de vida de productos como de servicios y cadenas de suministros locales e internacionales. Importantes cadenas minoristas brindan este tipo de información a los consumidores.
Por su parte Francia, también está llevando adelante acciones relacionadas con la huella de carbono dentro de la iniciativa de la Mesa Redonda del Ambiente (*Grenelle Environnement*) puesta en marcha en 2007. En particular, uno de sus objetivos es influir en las decisiones de consumo y de compra de los hogares, las empresas y los organismos públicos con el fin de reducir los efectos sobre el ambiente. Para ello, la administración francesa ha destinado importantes recursos financieros para informar y crear conciencia entre los ciudadanos y consumidores, llevando a cabo, por ejemplo, campañas televisivas sobre ecoetiquetado en 2008 y otras actividades relacionadas a la *Grenelle Environnement* en 2009. Apuntan a promover cambios en el comportamiento y en las decisiones de inversión de los hogares. Dentro de las medidas contempladas en la implementación de la *Grenelle Environnement* está la incorporación del etiquetado con el contenido de carbono en los productos de mayor consumo, así como otros posibles indicadores de impactos ambientales específicos para cada categoría de producto. Concretamente, el enfoque de la huella de carbono desarrollado por la Agencia Francesa de Ambiente y Gestión de la Energía en colaboración con la Federación de Empresas de Comercio y Distribución –FCD (*Fédération des Entreprises du Commerce et de la Distribution*)– con el nombre de *Bilan Carbone* ha sido utilizada por las marcas minoristas desde 2004 con el objeto de medir el impacto de las emisiones de CO_2 y reducir las emisiones de GEI. Con estas disposiciones el Estado busca impulsar las acciones voluntarias llevadas adelante por importantes cadenas minoristas francesas.
No sólo existen normas de etiquetado de huella de carbono sino también estándares para que se deba emitir menos, por ejemplo límites de consumo energético para edificios nuevos o niveles mínimos de aislamiento.

Los productos que en el Reino Unido y Francia ya han llevado adelante la medición de huella de carbono se considera que son los productos exportables que primero podrían verse afectados. Las listas de estos productos se detallan a continuación:

Listado de productos cuya huella de carbono ha sido medida en el Reino Unido. Fuente: CEI en base a *The Carbon Trust* (2008) y Krishnan (2010).

Comidas y Bebidas:
- Agua embotellada
- Azúcar
- Barras de chocolate
- Batidos de frutas
- Cerveza
- Gaseosas / Bebidas con y sin gas
- **Jugo de frutas** (naranja)
- Leche
- Manteca
- **Miel**
- Pan
- Papas fritas
- Sidra

Vinos
Yogures

Productos agrícolas:
Avena
Carne
Fruta (*i.e.*, frutillas) / Fruta de Sudáfrica destinada a comercios minoristas del Reino Unido
Papas

Prendas de vestir y accesorios:
Carteras
Pulóveres
Remeras

Productos electrónicos y para el hogar:
Aislamiento para el hogar
Caja de ahorro en Internet
Detergente
Lamparitas eléctricas
Microprocesadores
Papel higiénico y pañales
Papel tisú
Planchas (eléctricas)
Productos de jardinería
Shampoo
Vajilla (ecológica)
Pulpa y papel:
Pasta de papel
Revistas

Listado de productos cuya huella de carbono ha sido medida y/o que participan en los proyectos piloto de etiquetado ambiental en Francia: Fuente: CEI 2012 en base a Jan (2010) y *Ministère de l'Ecologie* – Francia (2011).

Productos alimenticios:
Aceites comestibles
Agua mineral
Alimentos para animales
Aves de corral
Bebidas alcohólicas
Café
Carne
Cebada
Cereales / Variedad de cereales
Cerveza
Charcutería / Cerdo procesado
Frutas y verduras a granel / Frutas y verduras frescas / Kiwi
Gaseosas
Grasas vegetales
Huevos
Jugos de frutas
Legumbres en conserva
Pan
Pescados
Platos preparados
Postres a base de frutas
Productos congelados
Productos de mar
Productos lácteos
Sal
Verduras preparadas
Vino

Productos no alimenticios:
Bolsas de basura
Cartuchos para impresora
Equipos para deportes: carpas, bicicletas, cascos
Fertilizantes orgánicos
Heladeras
Lamparitas eléctricas / Velas
Materiales para la construcción
Muebles
Papel aluminio
Prendas de vestir: pantalones, camisetas, medias, campera
Productos de limpieza e higiene: geles de ducha, detergentes, lavavajillas, algodón para desmaquillar, shampoo.
Zapatos

Ni siquiera en la Unión Europea existe consenso respecto de cómo medir la huella de carbono y por lo tanto se plantea un desafío para consensuar estándares. También se visualizan riesgos de focalizarse exclusivamente en la huella de carbono que podrían resultar en que se omitan otros impactos ambientales importantes y que afectan a otros recursos como el agua, la tierra y la biodiversidad. Muchos expertos coincidieron

en que el cálculo de la huella de carbono no debería presentarse en forma aislada sino junto con información relativa a los otros impactos ambientales de un producto. (Comisión Europea, 2009).
La Comisión Europea (Comisión Europea, 2011) ha avanzado en el análisis de las metodologías existentes en sus países miembros relativas a la medición de la huella de carbono de los productos. Una de las principales conclusiones de este estudio arrojó que resulta relevante tener en cuenta todos los impactos ambientales de los productos de una manera equilibrada: en el caso de algunos grupos de productos, las emisiones de GEI no resultan ser los impactos ambientales más significativos y, por lo tanto, los demás impactos ambientales también deberían ser considerados. Por ello, la Comisión Europea abordó la iniciativa de la Huella Ambiental de los Productos, que se inició con el objetivo de desarrollar una metodología armonizada de huella ambiental que contemple a un conjunto más amplio de criterios de desempeño ambiental.

Independientemente de que aún no esté definido cuál puede ser el requerimiento y si será voluntario u obligatorio, el alcance que ha tomado el tema requiere que se analice para Argentina cuáles podrían ser los productos más vulnerables. En principio, se considera que los productos cuya huella ya se ha calculado en otros países resultan ser los productos más vulnerables. En este sentido tanto en el Reino Unido como en Francia se ha calculado la huella de carbono de bebidas y en particular del vino. Argentina tiene un sector vitivinícola muy importante que ya se encuentra enfrentando este tipo de requerimientos por parte de clientes europeos. Es por ello que se analizarán cuáles son las principales componentes de la huella de carbono de los vinos de Argentina para evaluar cuál podría ser el impacto de la evolución de la matriz energética con un horizonte al 2030 en los cuatro escenarios simulados en este trabajo.

3. BARRERAS PARA CALCULAR HUELLA DE CARBONO EN ARGENTINA Y ÁREAS DE VACANCIAS

Actualmente algunas empresas de envergadura de Argentina están comenzando a trabajar para lograr estimar su Huella de Carbono, porque sus clientes europeos han comenzado a solicitarlo y se encuentran con enormes dificultades para hacer estos cálculos por falta de datos confiables, de metodología, etc. En general las empresas tienen datos de las variables que utilizan para controlar costos de producción. Muchas veces estos datos están discriminados por centro de costo pero no por línea de producto. Esto hace que se tengan datos agregados de energía térmica y de electricidad pero que no resulte posible imputar la porción utilizada para producir un determinado producto. En definitiva lo que las empresas pioneras han encontrado es que necesitan imputar consumos específicos de combustible y de electricidad a cada producto y por esto necesitan modificar sus procedimientos de medición y registro de variables. Cuando existen procesos integrados es aún más complejo el análisis y algunas veces se estima en función de los ingresos que genera cada producto. Los mayores inconvenientes no están dentro de los límites de la compañía sino que suelen estar fuera. Es necesario que cada uno de los proveedores de insumos y materia prima pueda calcular la huella de carbono usando el mismo protocolo y metodología para que los valores que se obtengan puedan sumarse. No es sencillo de lograr porque existen una variedad de proveedores que son Pymes con escasos recursos humanos y financieros para desarrollar este tipo de estudios. Algo semejante ocurre con la materia prima importada y peor aún si se trata de proveedores casi monopólicos de los cuales se depende para producir el bien a comercializar por la

empresa. Se deben generar procedimientos de compra de insumos que establezcan de manera clara que debe calcularse la huella de carbono indicando la metodología para hacerlo y su tipo de certificación. La descripción de la multiplicidad de protocolos y metodologías que existen para estimar las emisiones de CO_2 es tratada en otra sección del trabajo. Es central que en el país se opte por una de ellas para que todos utilicen la misma y no se dé la situación de tener que calcular las emisiones de CO_2 con distintos protocolos dependiendo del cliente que tenga la empresa. Esta idea de definir una metodología para emplearla en todas las actividades que se desarrollen en el país requiere evaluar cuál es aceptada en los principales países a los que se exportan productos. Además, es necesario desarrollar mecanismos de certificación. Todo esto es visto, desde el Estado Nacional, como un reconocimiento a la legitimidad de estos mecanismos y por lo tanto se evita una definición como ésta. Si bien muchos de los profesionales que están involucrados en el tema consideran que es necesario unificar criterios para no tener luego que duplicar esfuerzos no es fácil comenzar a pedir que cada producto cuantifique su huella de carbono. Una primera etapa, que serviría como paso previo a calcular la huella, podría ser que se otorgue un plazo para que las empresas obligatoriamente deban realizar sus inventarios de GEI e informarlos a la autoridad ambiental competente.

Otro aspecto que se ha detectado como un área de vacancia es el análisis de factores de emisión de Argentina que permitan reflejar los valores locales en vez de tener la necesidad de emplear los valores por defecto que publica el IPCC. Los publicados suelen ser conservadores y si se trata de un factor determinante para el país lo más razonable es tener el valor local.

Haría falta mayor comunicación entre los grupos de investigación ya que se detecta que algunos de ellos están trabajando sobre los mismos temas de manera inconexa. Esta dificultad no es exclusiva de esta temática sino del sector científico-académico. Se considera que sería recomendable que una parte del sector científico investigue a demanda de lo que necesita la industria, para acompañarla en este momento clave para el desarrollo argentino.

Se considera que para poder ayudar a las Pymes es primordial la capacitación. Es realmente complicada la obtención de los datos ya que muchas veces no existen, o no son registrados con regularidad y con control de su calidad. Se considera clave trabajar con el sector académico para acercar a las Pymes soluciones y para capacitar sobre qué hace falta medir, cómo medir y cómo registrar y resguardar los datos. Se podría aprovechar la estructura de Universidades regionales y de cámaras para que sea posible dar información clara y para capacitar a la mayor cantidad posible de empresas. Elaborar calculadores simplificados para cada sector productivo también sería muy recomendable.

Hace unos años comenzaron a imponerse las normas ISO de gestión y es posible que este requisito se convierta en el corto plazo en un nuevo requerimiento. Comenzar a trabajar y a capacitar permitirá posicionarse en el mercado. Esto puede verse como una amenaza pero también resulta una oportunidad para quienes logren hacer la lectura correcta de lo que se viene.

4. PROTOCOLOS PARA CALCULAR INVENTARIOS DE GEI QUE SE USAN PARA CALCULAR HUELLA DE CARBONO

Una de las metodologías de estimación de emisiones de GEIs más comúnmente utilizada es aquella basada en las "Directrices del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero " del año 2006. Es importante destacar que el IPCC es un órgano intergubernamental abierto a todos los países miembros del Programa de Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente (PNUMA) y de la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Cada gobierno cuenta con un punto focal que coordina las actividades relacionadas con el IPCC en el país. Este panel está formado por expertos de diferentes disciplinas que analizan toda la información científica producida por investigadores del mundo entero. En base a esta revisión del estado del conocimiento el IPCC emiten informes dirigidos básicamente a tomadores de decisión atribuyendo a sus enunciaciones probabilidades de ocurrencia o niveles de confianza. Sus informes son la base de la negociación internacional sobre Cambio Climático.

Existen además, a nivel internacional, otras herramientas de medición, tales como el *GHG*[10] *Protocol*, elaborado por *World Resources Institute* (WRI) y el *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD), en todos los casos con diferente grado de aplicabilidad sobre los procesos involucrados.

Asimismo, y referidos a normas de certificación ya vigentes se puede mencionar la ISO/WD 2 14067-1 y la PAS (*Publicly Available Specification*) 2050, elaborada por BSI British Standards, que fue publicada por primera vez en 2008 y actualizada en 2011.

A continuación se resumen los puntos relevantes de estos protocolos:

4.1. DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006 PARA LOS INVENTARIOS NACIONALES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO:

El Protocolo de Kyoto encuentra en el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) el soporte metodológico necesario para la determinación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) de un producto. Específicamente, las "Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero" brindan la orientación de buenas prácticas y metodologías acordadas internacionalmente, permitiendo a cada país estimar sus inventarios de GEIs e informar los resultados a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC).

Esta metodología convive con otra similar, promovida por las Naciones Unidas, la cual se basa en el análisis del ciclo de vida de los productos para el cálculo de emisiones, la "*Approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0017*".

Paralelamente a estas metodologías, desde el sector público y en mayor medida desde el sector privado, han surgido un gran número de propuestas para la cuantificación de la Huella de Carbono de productos.

No obstante, analizando las metodologías más relevantes en base a criterios tales como su reconocimiento internacional y la influencia internacional por parte del país impulsor, entre otras; se ha observado que la gran mayoría de las mismas están basadas en el modelo del IPCC, y que las diferencias más importantes radican en la

[10] GHG: Green House Gas

definición de los límites, alcance y caracterización de algunas de las fuentes de emisiones.

Por ejemplo, la norma PAS 2050, menciona en su categoría "Normativa de referencia" que la Guía del IPCC de 2006

"…es un documento indispensable para realizar su aplicación".

Más generalmente, las metodologías de mayor relevancia (PAS 2050, Normas ISO, Protocolo de Gases de Efecto Invernadero y el Método *Bilan Carbone*) utilizan los potenciales de calentamiento global (*GWP*) definidos en el IPCC para realizar la conversión de las emisiones de otros gases a su equivalente en dióxido de carbono (CO_{2e}).

Seguidamente, se describen las metodologías -alternativas a las Directivas del IPCC- disponibles y sus características más relevantes.

4.2. PAS (PUBLICLY AVAILABLE SPECIFICATION) 2050 (GRAN BRETAÑA)

Disponible públicamente, ha sido preparada por el British Standard Institute (BSI) para especificar los requisitos para la evaluación de emisiones de GEIs del ciclo de vida de bienes y servicios. Su desarrollo fue cofinanciado por las instituciones británicas *Carbon Trust* y DEFRA (Departamento para el Medio Ambiente, Alimentos y Asuntos Rurales).

La PAS 2050 reconoce el potencial, para las organizaciones, de utilizar este método como herramienta para mejorar la interpretación de las emisiones de GEIs generadas por sus cadenas de abastecimiento, y para proveer una base común para la comparación y comunicación de los resultados producto del uso de la norma.

La PAS 2050 construye, sobre ciclos de vida existentes, métodos de evaluación establecidos a través de las normas BS EN ISO 14040 y BS EN ISO 14044, mediante la especificación de requisitos para la evaluación de las emisiones de GEIs del ciclo de vida de bienes y servicios.

La PAS 2050 está direccionada hacia una única categoría de impacto sobre el calentamiento global, y no valúa ningún otro tipo de impacto social/económico/medio ambiental generado por el abastecimiento de productos.

De acuerdo a este método, la evaluación del impacto de las emisiones de GEIs generadas a partir del ciclo de vida de productos será el impacto de CO_{2e} de las emisiones de GEIs de un período de más de cien años luego de la fabricación del producto. En cuanto a las fuentes de emisión, la evaluación incluye emisiones de GEIs derivadas de procesos, inputs y outputs en el ciclo de vida de un producto, incluyendo (pero no limitado) a:

a) Uso de energía (incluyendo fuentes de energía, tales como electricidad generada a partir de procesos que tienen asociadas emisiones de GEIs);

b) Procesos de combustión;

c) Reacciones químicas;

d) Pérdidas de refrigerantes y otras fugas de gases;

e) Operaciones;

f) Servicio de provisión y despacho;

g) Cambio en el uso del suelo;

h) Ganadería y otros procesos de agricultura;

i) Desechos.

En cuanto al alcance de la norma, se establece que en el caso de que exista una regla de categoría de producto (*PCR, Product Category Rule*) desarrollada en acuerdo con la norma BS ISO 14025 para el producto en análisis, y el alcance del sistema en el PCR no esté en conflicto con el alcance del sistema establecido, las condiciones especificadas en la PCR definirán el alcance del sistema para dicho producto. En caso contrario, el alcance del sistema estará definido para cada producto y por las etapas de su ciclo de vida: insumos/materias primas, energía, bienes de capital, producción y servicios, transporte, almacenaje, uso, y disposición final.

Para las emisiones de GEIs generadas durante el ciclo de vida de un producto, excepto aquellas pertenecientes a la etapa de uso, la evaluación de emisiones de GEIs deberá incluir:

a) Todas las fuentes de emisiones que se prevé realicen una contribución material a las emisiones del ciclo de vida de la unidad funcional;

b) Al menos el 95% de las emisiones previstas del ciclo de vida de la unidad funcional;

c) Para el caso en el que una única fuente genere más del 50% de las emisiones de GEIs de un producto, la regla del umbral del 95% deberá ser aplicada a las emisiones restantes, asociadas con las emisiones previstas del ciclo de vida del producto.

Para las emisiones de GEIs generadas durante la etapa de uso de un producto, la evaluación de emisiones de GEIs deberá incluir:

a) Todas las fuentes de emisiones que tengan el potencial para realizar una contribución significativa en términos de emisiones en dicha fase;

b) Al menos el 95% del potencial de emisiones de ciclo de vida de la etapa de uso.

En cuanto a la asignación de emisiones a co-productos, la propuesta de la norma es, en orden de preferencia:

a) Dividir el proceso de manera de asignar las emisiones a dos o más sub-procesos y compilar la información (*inputs/outputs*) relacionada a los mismos por separado; o

b) Expandir el sistema productivo para incluir funciones adicionales relacionadas con los co-productos donde:

i) un producto que es desplazado por uno o más co-productos del proceso tenido en consideración puede ser identificado, y

ii) las emisiones de GEIs no contempladas asociadas con el producto desplazado representan las emisiones promedio generadas a partir del aprovisionamiento del producto no contemplado.

Para el caso en que pueda demostrarse que ninguna de las propuestas anteriores es aplicable, las emisiones de GEIs generadas por el proceso deberán ser asignadas entre los co-productos proporcionalmente a su valor económico.

Para las emisiones por transporte, en el caso de que más de un producto sea transportado por cualquier sistema de transporte (camión, barco, avión, tren, etc.), las emisiones generadas por dicho sistema deberán dividirse entre los productos de acuerdo a los siguientes criterios:

a) donde la masa es el factor limitante para el sistema de transporte: la masa relativa de los diferentes productos que son transportados; o

b) donde el volumen es el factor limitante para el sistema de transporte: el volumen relativo de los diferentes productos que son transportados.

Asimismo, las emisiones de transporte deberán incluir las emisiones asociadas con el viaje de retorno de un vehículo que no transporta productos en su regreso, o aquella proporción del viaje de retorno en donde el vehículo no transporta productos.

Finalmente, en cuanto al cálculo de las emisiones de GEIs de productos, el método sugerido para estimar las emisiones de GEIs de una unidad funcional es:

1. La información primaria y secundaria de la actividad deberá ser convertida en emisiones de GEIs, multiplicando la información de la actividad por su correspondiente factor de emisión. Se deberá expresar en términos de emisiones por unidad funcional de producto.

2. La información de emisiones de GEIs deberá ser convertida a emisiones de CO_{2e} multiplicando las emisiones individuales con su correspondiente GWP (*Global Warming Potential*).

3. El impacto del almacenaje de carbón asociado con el producto deberá ser expresado como CO_{2e} y deducido del total calculado en el paso 2.

4. Los resultados deberán ser incorporados conjuntamente para obtener las emisiones de GEIs en términos de emisiones de CO_{2e} por unidad funcional.

Cuando el resultado haya sido calculado, el mismo será:

a) empresa a consumidor: las emisiones de GEIs del ciclo de vida completo generados por el producto, y separado de ella las emisiones de la etapa de uso; o

b) empresa a empresa: las emisiones de GEIs que han ocurrido hasta, e inclusive, el punto en donde el producto arriba a la nueva organización, incluyendo las emisiones hacia adelante en el proceso.

5. Las emisiones de GEIs deberán entonces ser acotadas, a fin de tener en cuenta aquellas minorías -en cuanto a insumos o actividades- que fueran excluidas del análisis debido a la división de las emisiones estimadas por la proporción de las emisiones calculadas anticipando un determinado ciclo de vida.

4.3. ISO (ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACIÓN)

4.3.1. NORMA ISO 14064

Las normas ISO 14064 e ISO 14065 tienen como objetivo dar credibilidad y aseguramiento a los reportes de emisión de GEI y a las declaraciones de reducción o eliminación de GEI. Las normas no están alineadas con ningún esquema particular, más bien son independientes y pueden ser usadas por organizaciones que participan en el comercio, en proyectos o en mecanismos voluntarios de reducción de emisiones. Las normas se pueden aplicar a todos los tipos de GEI, no estando limitadas al CO_2.

La Norma ISO 14064 de 2006 consta de las siguientes partes:

Parte 1: especificación con orientación para las organizaciones sobre la cuantificación y el informe de emisiones (y remociones) de gases de efecto invernadero;

Parte 2: especificación con orientación para los proyectos sobre la cuantificación, el seguimiento y el informe de la reducción o el incremento en las remociones de emisiones de gases de efecto invernadero;

Parte 3: especificación y orientación para la validación y verificación de afirmaciones sobre gases de efecto invernadero.

La Norma ISO 14064-1 detalla los principios y requisitos para las organizaciones que diseñan, desarrollan, gestionan e informan sobre GEIs, o para las compañías con inventarios de GEIs. Esta parte de la Norma incluye los requisitos para determinar los límites de la emisión de GEIs, cuantificar las emisiones (y remociones) de GEIs de la organización e identificar las actividades o acciones específicas de la compañía, con el objeto de mejorar la gestión de los GEIs. También incluye requisitos y orientaciones para la gestión de calidad del inventario, el informe, la auditoría interna y las responsabilidades de la organización en las actividades de verificación.

La Norma ISO 14064-2 se centra en los proyectos GEIs o actividades de proyectos diseñados específicamente para reducir las emisiones GEIs o incrementar la remoción de GEIs. Incluye los principios y los requisitos para determinar las líneas base de los proyectos y para hacer seguimiento, cuantificar e informar del desempeño del proyecto con relación a la líneas base y proporciona una base para la validación y verificación de proyectos de GEIs.

La Norma ISO 14064-3 detalla los principios y requisitos, y describe el proceso para la verificación de los inventarios de GEIs y para la validación o verificación de los proyectos GEIs. También especifica componentes tales como la planificación de la validación o verificación, los procedimientos de evaluación y la evaluación de las aseveraciones de la organización o del proyecto de GEIs. Las organizaciones o las partes independientes pueden usar esta Norma para validar o verificar aseveraciones de GEIs.

En cuanto a las emisiones y/o remociones de GEIs, la norma establece que cuando la organización realiza la cuantificación de acuerdo con el capítulo 4, debe documentar por separado para cada instalación, los siguientes aspectos:

- Emisiones directas de GEIs para cada GEI;

- Remociones de GEIs;

- Emisiones indirectas de GEIs por energía;

- Emisiones indirectas de GEIs.

En la misma línea, la organización debiera cuantificar y documentar por separado para cada instalación los siguientes aspectos:

- Emisiones de GEIs a partir de la combustión de carbono secuestrado biológicamente expresado como CO_{2e}.

- Otras categorías de emisiones (y remociones) de GEIs, según sea apropiado.

La organización debe utilizar toneladas como unidad de medida, para luego convertir la cantidad de cada tipo de GEIs a toneladas de CO_{2e} usando los potenciales de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés) apropiados.

4.3.2. NORMA ISO 14065 DE 2007

La Norma ISO 14065 fue preparada en un grupo de trabajo conjunto del ISO CASCO y el Comité Técnico ISO TC 207 Gestión ambiental.

Puede ser utilizada por los organismos de validación o verificación de GEIs para autodeclarar su competencia para llevar a cabo actividades de validación o de

verificación, o puede ser utilizada por los administradores de programas de GEIs, reguladores o acreditadores para reconocer la competencia de tales organismos.

También puede ser utilizada como base para la evaluación comparativa entre grupos de organismos de validación o verificación. La norma especifica principios y requisitos para organismos que llevan a cabo la validación o la verificación de las declaraciones de gases de efecto invernadero (GEIs).

4.3.3. NORMA ISO 14067

Parte 1: Cuantificación

Esta sección de la ISO 14067 detalla los principios y requisitos para la cuantificación de la Huella de Carbono de los productos (incluyendo bienes y servicios), basado en el método de evaluación del ciclo de vida (*LCA, life cycle assessment*, por sus siglas en inglés) especificado en la ISO 14040 e ISO 14044. Incluye requisitos para determinar los límites de la evaluación de emisiones de GEIs, remociones, y almacenaje a lo largo del ciclo de vida de un producto. Asimismo, se especifican los requisitos para la evaluación modular de la Huella de Carbono (empresa-empresa y evaluación parcial del ciclo de vida).

Con la norma ISO 14067 se espera beneficiar a organizaciones, gobiernos, y a aquellos que propongan proyectos, proveyendo transparencia y consistencia para cuantificar, monitorear, comunicar y verificar la huella de carbono de un producto.

El alcance de un LCA deberá especificar claramente las funciones del sistema sujeto a estudio. La unidad funcional deberá ser consistente con el objetivo y alcance del estudio. Uno de los propósitos primarios de una unidad funcional es el de proveer una referencia con la cual la información de entrada y salida sea normalizada. Por lo tanto, la unidad funcional deberá ser claramente mesurable y definible.

Respecto a las emisiones de GEIs, para ser incluidas en el inventario deberán ser recolectadas para cada fuente de emisión, por ejemplo cada proceso unitario que está incluido dentro del sistema productivo. Estos procesos unitarios pueden incluir:

a) procesos productivos,

b) uso del producto, incluyendo mantenimiento y reparación,

c) tratamiento, reciclado, almacenado, incineración y disposición final de desechos,

d) procesos involucrados en el abastecimiento de energía y productos auxiliares,

e) transporte.

4.4. PROTOCOLO DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (WORLD RESOURCES INSTITUTE)

La Iniciativa del Protocolo de Gases Efecto Invernadero (*GHG Protocol*) es una alianza multipartita de empresas, organizaciones no gubernamentales (ONGs), gobiernos y otras entidades, convocada por el Instituto de Recursos Mundiales (WRI), con sede en los Estados Unidos, y el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD), coalición integrada por 170 empresas internacionales, con sede en Ginebra, Suiza. La Iniciativa fue lanzada en 1998 con la misión de desarrollar para las empresas, estándares de contabilidad y reporte aceptados internacionalmente, y promover su amplia adopción.

El GHG comprende dos estándares distintos, aunque vinculados entre sí:

- Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte del Protocolo de GEIs: este documento provee una guía minuciosa para empresas interesadas en cuantificar y reportar sus emisiones de GEIs.
- Estándar de Cuantificación de Proyectos del Protocolo de GEIs: es una guía para la cuantificación de reducciones de emisiones de GEIs derivadas de proyectos específicos.

La norma ofrece estándares y lineamientos para empresas y otras organizaciones interesadas en preparar un inventario de emisiones de GEIs, y cubre la contabilidad y el reporte de los seis GEIs previstos en el Protocolo de Kyoto.

Este estándar ha sido diseñado principalmente desde la perspectiva de las empresas involucradas en el desarrollo de un inventario de GEIs. No obstante, es igualmente aplicable a otros tipos de organizaciones cuyas operaciones estén vinculadas a la emisión de GEIs, como ONGs, agencias gubernamentales y universidades. La norma no está diseñada para ser utilizada en la cuantificación de reducciones asociadas a proyectos de mitigación de GEIs destinados a generar créditos o títulos de reducción.

Las herramientas de cálculo pautadas son consistentes con las que ha propuesto el IPCC para la compilación de emisiones a escala nacional (IPCC, 1996). Han sido refinadas para ser más amigables al usuario, incluso para el personal no técnico de las empresas, y para incrementar la precisión de la información sobre emisiones de GEIs a nivel de cada empresa.

Para ayudar a delinear las fuentes de emisiones directas e indirectas, mejorar la transparencia y proveer utilidad para distintos tipos de organizaciones y de políticas de cambio climático y metas empresariales, se definen tres alcances para propósitos de reporte y contabilidad de GEIs:

Alcance 1. Emisiones directas de GEIs: las emisiones directas ocurren a partir de fuentes que son propiedad de (o están controladas por) la empresa, por ejemplo emisiones provenientes de la combustión en calderas, hornos, vehículos, o también emisiones provenientes de la producción química en equipos de proceso, propios o controlados.

Alcance 2. Emisiones indirectas de GEIs asociadas a la electricidad: incluye las emisiones de la generación de electricidad adquirida y consumida por la empresa, entendiendo por electricidad adquirida a la electricidad que es comprada o traída dentro del límite organizacional de la empresa. Las emisiones del alcance 2 ocurren físicamente en la planta donde la electricidad es generada.

Alcance 3. Otras emisiones indirectas: es una categoría opcional de reporte, que permite incluir el resto de las emisiones indirectas. Las emisiones del alcance 3 son consecuencia de las actividades de la empresa, pero ocurren en fuentes que no son propiedad ni están controladas por la empresa.

Resumen de alcances y emisiones a través de la cadena de valor. Seguimiento a las emisiones a través del tiempo: una comparación significativa y consistente de las emisiones a través del tiempo requiere fijar una base de desempeño contra la cual comparar las emisiones actuales; esto es lo que se denomina emisiones del año base. Las empresas deben elegir y reportar un año base para el cual exista información confiable de emisiones. Es posible elegir como base un promedio de emisiones anuales durante varios años consecutivos.

Pasos en la identificación y cálculo de emisiones de GEIs:

• Identificar fuentes de emisiones de GEIs.

• Seleccionar un método de cálculo de emisiones de GEIs.

• Recolectar datos sobre sus actividades y elegir factores de emisión.

• Aplicar herramientas de cálculo.

• Enviar los datos de emisiones de GEIs al nivel corporativo.

Fuentes de emisiones de GEIs. Requiere categorizar las fuentes de emisiones de GEIs dentro de los límites de la empresa en:

• Combustión fija: combustión de combustibles en equipos estacionarios o fijos, como calderas, hornos, quemadores, turbinas, calentadores, incineradores motores, antorchas, etc.

• Combustión móvil: combustión de combustibles en medios de transporte, como automóviles, camiones, autobuses, trenes, aviones, buques, barcos, barcazas, embarcaciones, etc.

• Emisiones de proceso: emisiones de procesos físicos o químicos, como el CO_2 de la etapa de calcinación en la manufactura de cemento, el CO_2 del cracking catalítico en procesos petroquímicos, las emisiones de PFC en la fundición de aluminio, entre otras.

• Emisiones fugitivas: liberaciones intencionales y no intencionales, como fugas en las uniones, sellos, empaques, o juntas de equipos, así como emisiones fugitivas derivadas de pilas de carbón, tratamiento de aguas residuales, torres de enfriamiento, plantas de procesamiento de gas, entre otras.

Selección de un método de cálculo: la medición directa de emisiones de GEIs mediante el monitoreo de concentración y flujo no es común. Más a menudo, las emisiones pueden calcularse con base en un balance de masa o fundamento estequiométrico específico para una planta o proceso. Sin embargo, la aproximación más común para calcular las emisiones de GEIs es mediante la aplicación de factores de emisión documentados. Estos factores son cocientes calculados que relacionan emisiones de GEIs a una medida de actividad en una fuente de emisión.

Los lineamientos del IPCC (IPCC, 1996) aluden a una jerarquía de métodos y tecnologías de cálculo que van desde la aplicación de factores genéricos de emisión al monitoreo directo. En la mayoría de los casos, si los factores específicos de emisión de la fuente o instalación están disponibles, éstos son preferibles a factores de emisión más genéricos o generales.

En lo que hace a herramientas de cálculo, existen dos categorías:

• Herramientas intersectoriales que pueden ser aplicadas a distintos sectores, incluyendo combustión fija, combustión móvil, uso de HFC en refrigeración y aire acondicionado, e incertidumbre en la medición y estimación.

• Herramientas sectoriales que están diseñadas para calcular emisiones en sectores específicos, como aluminio, hierro y acero, cemento, petróleo y gas, pulpa y papel, organizaciones basadas en oficinas, entre otras.

Las emisiones de cada GEI se calculan de manera separada y se convierten a CO_{2e} con base en su potencial de calentamiento global.

Algunas herramientas, como las del sector del hierro y el acero y la herramienta intersectorial de HFC, tienen un enfoque jerarquizado, ofreciendo una elección entre

una metodología de cálculo simple y una más avanzada. Se espera que los métodos más avanzados produzcan estimaciones de emisiones más precisas, pero usualmente requieren recolectar datos más detallados y un entendimiento más completo de las tecnologías de una empresa.

La cuantificación y el análisis de las incertidumbres de los parámetros deben ser una prioridad para las empresas interesadas en investigar la incertidumbre en sus inventarios de emisiones.

Finalmente, en el marco de esta norma, y en lo que hace a la Contabilidad de Reducciones de Emisiones de GEIs, las mismas se calculan, a nivel corporativo, comparando cambios en el inventario de emisiones actuales de la empresa en relación a un año base establecido con anterioridad.

4.5. MÉTODO BILAN CARBONE

Este documento permite el cálculo detallado de cada uno de los factores de emisión contenidos en una serie de hojas de cálculo que conforman el método *Bilan Carbonetm* y especifican sus fuentes.

Desde el lanzamiento de la primera versión del método *Bilan Carbonetm*, la cual estaba enfocada principalmente hacia las empresas, este método fue objeto de constantes mejoras, tanto a nivel formativo como de contenido.

Una primera versión de las hojas de cálculo de “Autoridades” fue, al igual que una prueba, el objeto de experimentación con aproximadamente 15 autoridades territoriales francesas y por 18 meses. La primera retroalimentación de esta experiencia se orientó hacia modificaciones significativas de la hoja de cálculo inicial, la cual fue dividida en dos módulos:

1. Módulo de “patrimonio y servicios”, el cual refiere a las emisiones generadas por actividades de autoridades o servicios que ellos prestan, y

2. Módulo “territorial”, el cual refiere a las emisiones generadas por una serie de actividades que tienen lugar dentro del territorio considerado de las autoridades.

En su clasificación según tipo de emisiones, la norma considera que el uso de energía es una fuente de emisiones de GEIs, en las siguientes formas:

- CO_2 emitido durante la combustión de combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón);

- Electricidad: parcial o totalmente generada utilizando combustibles fósiles, dependiendo del país;

- Debido a la fuga de gas natural durante las operaciones de perforación. Por ejemplo, el metano, principal componente del gas natural, es en sí mismo un gas de efecto invernadero 21 veces más potente que el CO_2.

Los factores anteriores corresponden esencialmente a emisiones de CO_2.

Cuando otros gases son tenidos en consideración, las únicas emisiones calculadas son las generadas por metano y óxido nitroso, y sus contribuciones son generalmente marginales. Las emisiones de refrigerantes fluidos son también tenidas en consideración.

Respecto a los biocombustibles, como la fracción orgánica de los mismos no genera emisiones de CO_2 que necesiten ser incluidas en la contabilización de carbono, los factores de emisión para biocombustibles están basados en:

- otros gases distintos de CO_2 emitidos durante la combustión (p.e. metano),

- emisiones de GEIs a lo largo de la producción de combustible (fabricación de fertilizantes, tratamientos térmicos y/o mecánicos relacionados con la cosecha).

- emisiones de GEIs relacionadas con combustibles para transporte.

La Guía Metodológica del *Bilan Carbone* (MBC) tiene como objetivo principal describir los principios básicos que son utilizados para realizar la cuantificación de las emisiones de GEIs. El MBC pretende ser un método transparente y abierto.

Particularmente, la guía de factores de emisión documenta el origen y/o cálculo de todos los factores de emisión utilizados en las principales hojas de cálculo.

Esta es, en parte, la misma razón por la que se pretende preservar las hojas de cálculo en lugar de desarrollar un software cuando el MBC se encuentra en su versión 5: el usuario es capaz de conocer todas las relaciones que unen a los factores de emisión con los resultados (evitando generar una verdadera "caja negra" que prohíba entender dichas relaciones y el origen de los resultados). Otra razón es obviamente la gran flexibilidad de este método para adaptarse a diferentes escenarios.

El MBC descripto en este documento permite la evaluación en orden de magnitud de las emisiones de GEIs causadas por procesos físicos que son necesarios para la existencia de la organización humana o, de ser posible, la asignación de límites precisos.

4.6. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA TSQ 0010 (JAPÓN). "PRINCIPIOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN Y ETIQUETADO DE LA HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS"

En esta norma, el Sistema de Huella de Carbono indica las emisiones de GEIs del ciclo de vida de *commodities* cuantificadas como CO_{2e} con el método de Evaluación del Ciclo de vida (LCA), que evalúa los impactos ambientales.

Esta especificación técnica define los principios generales para la evaluación y etiquetado del Sistema de Huella de Carbono de un producto (CFP por sus siglas en inglés). El Sistema CFP puede ser aplicado a cualquier tipo de producto.

En el marco de esta norma, el ciclo de vida está conformado por las siguientes etapas:

a) Adquisición de insumos/materias primas.

b) Producción.

c) Distribución/ventas.

d) Uso/Mantenimiento, control.

e) Disposición/reciclado.

Asignación de emisiones: en la LCA, la asignación de emisiones es realizada generalmente en base a la masa de los distintos productos. En otros casos, puede resultar conveniente que la asignación se realice en base a los valores económicos de cada ítem, o con respecto al área de suelo correspondiente a la línea de producción de cada producto.

XII CLUSTERS PRODUCTIVOS Y EXPORTACIÓN

1. RESPUESTAS FRENTE A LAS INICIATIVAS DE HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS EXPORTADOS

Las iniciativas relacionadas con la medición de las emisiones de GEI han generado diferentes respuestas en los mercados de exportación de los productos que podrían verse afectados por estos esquemas de información ambiental. Uno de los mercados que ha demostrado tener una actitud proactiva para analizar las dificultades o desafíos que podrían imponer estas iniciativas sobre sus productos de exportación es Nueva Zelandia: este país fue uno de los precursores en analizar el impacto que las iniciativas sobre *food miles* podrían tener en sus principales productos de exportación con destino al Reino Unido.
Es así que en vista del creciente interés que se observa en los mercados compradores que tienen el potencial de requerir la medición de la huella de carbono de los productos que importan, Nueva Zelandia, con su característica de país desarrollado ubicado en el hemisferio sur, también ha actuado proactivamente en la medición y mitigación de la huella de carbono de sus productos de exportación.

Ante este tipo de normas se pueden adoptar distintas actitudes, que en diverso grado vienen llevando a cabo los países de América Latina. Una de ellas es plantear su preocupación en los ámbitos multilaterales respectivos: la Organización Mundial del Comercio (OMC) y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Otra consiste en adaptarse para cumplir con los requisitos planteados por los países importadores de sus productos de exportación, acciones que está llevando a cabo el sector privado, en algunos casos con apoyo de los gobiernos.
En cuanto a la alternativa de la adaptación, los países de la región están abordando esta problemática de diferentes maneras. Algunos han tomado una posición proactiva, generando datos propios e identificando los puntos críticos de ineficiencia de sus principales procesos productivos y anticipándose al conflicto, mientras que otros están actuando con un cierto rezago.
Entre los primeros se destaca el caso de Chile, que tomó la decisión estratégica de declarar a su agricultura como 'carbono neutral'. Además, fue uno de los primeros países, junto con Nueva Zelandia y Australia en el marco de las iniciativas que se están llevando adelante en el Grupo Mundial del Comercio del Vino (GMCV) sobre etiquetado de sostenibilidad o de GEI en la industria vitivinícola, en realizar el cálculo de la huella de carbono de su sector vitivinícola, buscando los elementos de ineficiencia energética de sus procesos.
La medición de la huella de carbono de los productos agrícolas chilenos incluyó además el análisis de distintos productos que fueron agrupados según el origen principal de sus emisiones: i) productos cuya huella está dominada por emisiones provenientes de animales, como carnes y quesos; ii) productos cuya huella está dominada por emisiones provenientes de su fase de producción, como semillas de maíz y palta; y iii) productos cuya huella está dominada por las emisiones de la etapa de postcosecha, como ciruelas, manzanas, uva de mesa, berries y vino (Donoso, 2010).
Por su parte, el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca del Uruguay, está trabajando –en el marco de su estrategia de respuesta al cambio climático– en la medición de la huella de carbono de sus principales productos de exportación, que comprende en una primera etapa productos como carne vacuna y ovina, lácteos y

arroz y, en una segunda etapa, granos de secano, productos forestales y frutas –como cítricos, manzanas y peras, entre otros– (Oyhantcabal, 2010).
En la Argentina existen diversas iniciativas de cálculo de la huella de carbono que están siendo analizadas tanto en el ámbito del sector privado como por organismos públicos. Dentro de las iniciativas del sector privado cabe mencionar aquella que está llevando adelante la Asociación Argentina de Consorcios Regionales de Experimentación Agrícola (AACREA) en cuatro sectores: tambos, ganadería, cultivos extensivos y cultivos intensivos. El objetivo de la iniciativa de AACREA es contar con un indicador de desempeño de emisiones de GEI que permita la implementación de estrategias de mitigación en los sistemas productivos agrícola-ganaderos, permitiendo a la vez hacer frente a problemas de acceso a mercados. Esta iniciativa cuenta además con socios estratégicos –entre ellos, la Secretaría de Ambiente de la Nación, AVINA, BASF y Bayer– con el objeto de promover el intercambio y la participación de los distintos actores públicos y privados (Galbusera, 2010). El calculador también tiene como objetivo –en una etapa posterior– que el productor pueda emprender el camino hacia una certificación de su huella de carbono (Idígoras y Martínez, 2011).
Otro caso es el de Aguas Danone de Argentina que –como parte de la estrategia a nivel mundial del grupo francés Danone de desarrollar una herramienta de medición de la huella de carbono y de agua de la mano de la consultora Price Waterhouse– estimó en 2008 la huella de carbono asociada a la manufactura y transporte de las aguas minerales de sus líneas Villa del Sur y Villavicencio (IADS, 2010).
El Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) – Mendoza está trabajando en la cuantificación de la huella de carbono en la industria vitivinícola y participa en las reuniones de la Organización Internacional de la Vid y el Vino (OIV) con el fin de desarrollar un protocolo de aplicación mundial para la huella de carbono en la industria vitivinícola (INTA, 2010). El INTA – Castelar está encarando diversos estudios específicos dentro de su Programa Nacional de Bioenergía, abordando especialmente el análisis del impacto en las emisiones de GEI de la producción de los principales cultivos extensivos –por ejemplo: girasol, maíz, soja y trigo– y el estudio de la huella de carbono de los productos derivados de la soja, entre ellos el biodiesel y su comparación con las emisiones de diesel de petróleo (Galbusera y Hilbert, 2011).
Por último, el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, por Resolución 120/2011, creó en marzo de 2011 el Programa Agricultura Inteligente, cuyo objetivo principal es el de propiciar la consolidación de una Agricultura Inteligente (AI) competitiva y eficiente que atienda la sustentabilidad y agregue valor a la producción agropecuaria nacional, contribuyendo de esta forma al desarrollo de herramientas que permitan adelantarse a cuestiones comerciales estratégicas. Dentro de las finalidades perseguidas por este programa está la de impulsar proyectos relativos a la huella de carbono, entre otros proyectos que incluyen además la huella hídrica, la determinación y evaluación de emisiones de metano en la ganadería y de emisiones de óxido nitroso en la agricultura y la determinación de emisiones de los biocombustibles.

2. CANASTA DE PRODUCTOS EXPORTABLES DE ARGENTINA QUE RESULTAN MÁS VULNERABLES A LOS REQUERIMIENTOS DE HUELLA DE CARBONO

La Secretaría de Ambiente de la Nación junto con el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD Argentina) ha desarrollado un análisis de la sensibilidad de la canasta exportadora argentina en el marco de la Plataforma Nacional para

Contribuir al Esfuerzo Global de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático. Este estudio combinó el análisis de las exportaciones argentinas con un índice de 'intensidad de carbono' (IC) elaborado *ad hoc* que permite identificar el grupo de productos exportados con mayor contenido relativo de carbono. Las conclusiones de este estudio preliminar indican que a 2008 los productos con un índice de carbono alto o medio-alto corresponden a productos de origen agropecuario: carnes, lácteos, aceites y grasas de origen animal (con un IC alto) y productos del complejo oleaginoso (con un IC medio-alto)–.
Según este análisis, el 4% de las exportaciones argentinas, medidas en millones de dólares, corresponde a productos con alto IC y el 32%, a productos con un IC medio-alto.
El estudio se completa con el análisis de los principales mercados de destino de las exportaciones de nuestro país con el objeto de identificar aquellos destinos más sensibles en cuanto a su relevancia económica en el comercio mundial y la centralidad que le dan a la cuestión del cambio climático. De este análisis se desprende, por ejemplo, que en 2008 el 18% de las exportaciones argentinas tuvo como destino la Unión Europea, correspondiendo el 54% de estas exportaciones a productos con un IC alto y medio-alto. Principalmente la Unión Europea, debido a sus crecientes regulaciones domésticas sobre cuestiones ambientales y China son considerados dos de los destinos sensibles para las exportaciones argentinas, dado que representan en conjunto el 27% de las exportaciones argentinas pero cuentan con una participación de exportaciones con IC alto y medio-alto significativamente mayor que otros mercados.
Otros destinos sensibles son los Estados Unidos y, en menor medida, tanto en términos de políticas ambientales como por la menor probabilidad de generar obstáculos comerciales, están Rusia, Chile, Venezuela y Brasil. Este último conjunto de países explica el 40% de las exportaciones argentinas de productos con alto y medio-alto IC.

Como se mencionó es necesario no importa solamente lo que ocurra con la huella de carbono de los productos que Argentina quiera exportar sino que es necesario saber qué están haciendo nuestros competidores directos además de conocer los valores de la huella de carbono en los países importadores de nuestros bienes. En definitiva tener una huella de carbono alta o baja necesariamente requiere de una comparación con una referencia.

En base a lo expuesto, los productos que a priori presentan mayor vulnerabilidad frente a este potencial requisito, que en algunos caso ya es hoy un requerimiento del mercado, son los vinos, las carnes, los lácteos, los productos agropecuarios, las frutas, jugos y bebidas.

3. PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE GEI EN LA HUELLA DE CARBONO DE LOS VINOS ARGENTINOS

Se ha elegido analizar la huella de carbono de un vino argentino que se exporta, ya que se considera que es un sector muy vulnerable debido a que Chile que es un competidor directo ya cuenta con vinos certificados como CO_2 neutral.

Para poder cuantificar la huella de carbono del vino, se analiza para una empresa dada el inventario de gases de efecto invernadero y la producción asociada a ese período analizado. Se identifican las actividades que son responsables de las emisiones de GEI a lo largo de la cadena productiva del vino, que comienza en las

plantaciones y culmina en la puerta de la bodega, para cuantificar la participación del consumo eléctrico en la huella de carbono de este producto.

Esta evaluación ha sido posible gracias a La Riojana Cooperativa vitivinifrutícola de La Rioja Ltda, que permitió acceder a su empresa y recabar los datos necesarios.

La Cooperativa tiene 450 socios productores de diferentes tamaños, todos ubicados en la zona de Chilecito y 3 bodegas. La producción de sus vinos en su amplia mayoría se exporta a diferentes países del mundo. Para el cálculo se han incluido las emisiones que se producen en las plantaciones, las del transporte de las uvas desde los viñedos hasta las bodegas y las producidas durante el proceso de producción de los vinos en las bodegas. La empresa en el 2008 realizó su inventario de gases de efecto invernadero y estimó su huella de carbono. Los datos utilizados corresponden con la producción de 2007 al igual que los consumos eléctricos y de combustibles fósiles.

El objetivo de La Riojana fue identificar los sectores que son los principales emisores para tomar acciones que permitan reducir su huella de carbono y compensarla comprando reducciones de GEI para lograr neutralizar su huella en caso de que sea un requisito de su cliente.

Se muestran las emisiones por fuente correspondientes a las emisiones y a la producción del año 2007.

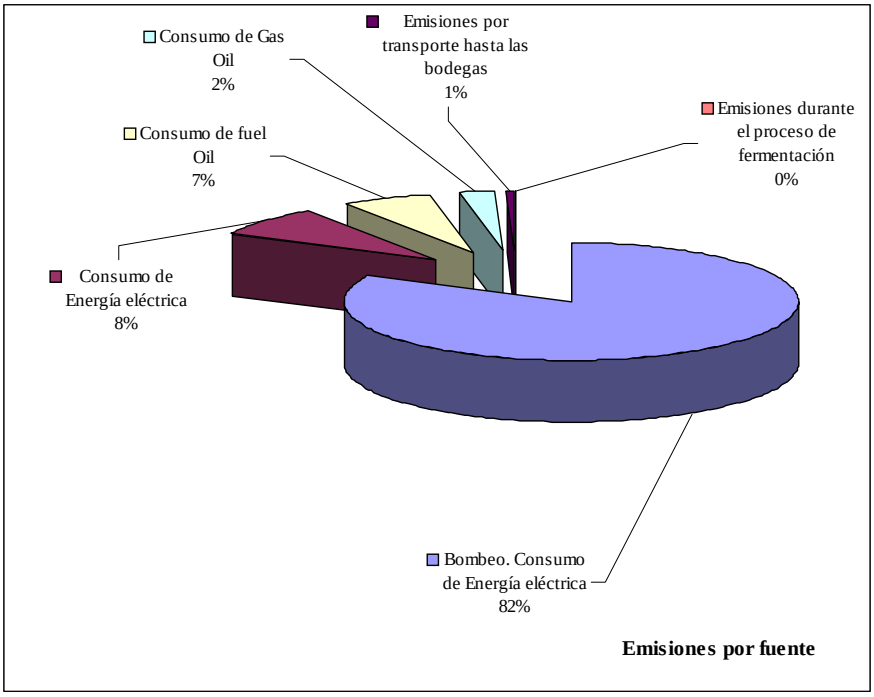


Figura 60. Emisiones por fuente en la producción de vinos de La Riojana Cooperativa vitivinifrutícola de La Rioja Ltda. Año 2007. Fuente: Elaboración propia.

Esta participación muestra que las mayores emisiones se deben al consumo de electricidad que depende del factor de emisiones del sistema eléctrico de Argentina. Por esto la evolución que tenga la matriz energética y su factor de emisiones de la red tendrá una importante incidencia en la huella de carbono de estos vinos.

Una vez que la empresa haya efectuado las mejoras para hacer más eficiente el bombeo de agua para riego su huella dependerá de las decisiones que se tomen en referencia a los escenarios energéticos futuros.

4. POSIBLES IMPACTOS EN LA HUELLA DE CARBONO DE LOS VINOS DEBIDO A LA EVOLUCIÓN DE LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS

Continuando con el análisis de los datos de La Riojana se presentan los consumos de electricidad, gasoil y de fuel oil y las emisiones de GEI de todos los sectores involucrados en la producción de los vinos.

Primeramente se exponen los resultados del año 2007 para luego estimar las emisiones de 2011, 2015, 2020, 2025 y 2030 para los escenarios energéticos planteados en la presente tesis.

En el año 2007 la Cooperativa consumió 17.801 MWh para bombeo de agua para riego a partir de una potencia instalada de 4,2 MW. Adicionalmente se tuvo un consumo eléctrico en las tres bodegas que totalizó los 1.758 MWh. Se emplearon 240.000 litros de fuel oil para la producción de energía térmica en las bodegas y 100.800 litros de gasoil para los grupos electrógenos que se utilizaron durante los 56 días de la vendimia. El transporte de las uvas desde los sitios y hasta las bodegas se cuantificó por separado teniendo en cuenta el consumo de los camiones usados. Tomando el factor de emisiones de la red de 2007 y los factores de emisión del fuel oil y del gasoil de la Segunda Comunicación Nacional de Argentina es posible cuantificar las emisiones de cada rubro. También se estimaron las emisiones que se generan durante el proceso de producción de vino por la liberación de CO_2 por degradación de azúcares (fermentación alcohólica).

Rubro	Cantidades demandadas	Emisiones [tCO_2/año]	Participación relativa
Bombeo: Consumo de Energía eléctrica	17.801 MWh año	9.969	82,3%
Consumo de Energía eléctrica en las bodegas	1.758 MWh año	985	8,1%
Consumo de Fuel Oil	240.000 lts año	808	6,7%
Consumo de Gas Oil	100.800 lts año	270	2,2%
Emisiones por transporte hasta las bodegas		76	0,6%
Emisiones durante el proceso de fermentación		6	0,053%
	Total:	12.114	tCO_2/año

En el período analizado la producción fue de 36.800.000 litros y por lo tanto la huella de carbono de los vinos producidos en 2007 resultó de 0,329 $kgCO_{2e}$/litro.

Si se asumen iguales consumos y producción pero para el año 2011 es posible apreciar que con el mismo proceso productivo los vinos de La Riojana hubieran tenido una huella de carbono mayor por el aumento del factor de emisiones de la red, resultando de 0,347 kgCO_{2e}/litro (un 5,37% de aumento).

Considerando que se mantienen constantes los consumos específicos de electricidad y de otros combustibles fósiles se evaluará la evolución de la huella de carbono de los vinos de La Riojana para los diferentes escenarios energéticos al 2030:

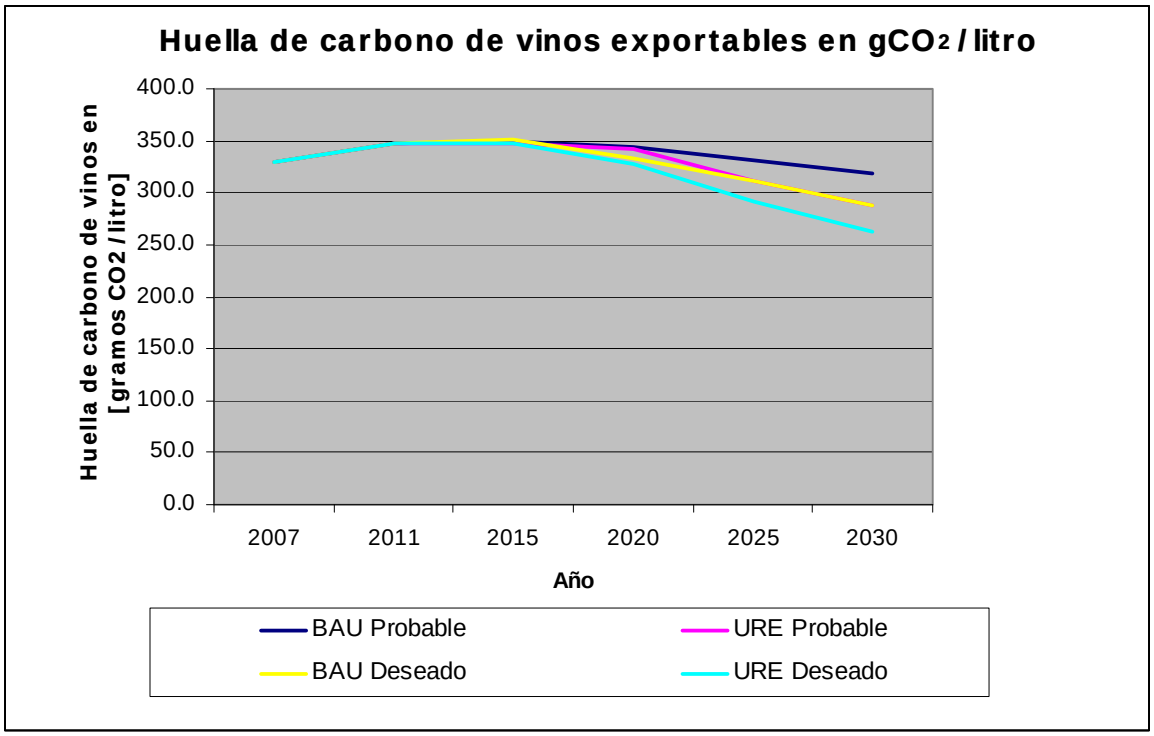


Figura 61. Evolución de la Huella de carbono por litro de vino en función de los escenarios energéticos propuestos. Fuente: Elaboración propia.

Dependiendo del escenario energético será la huella de carbono de los vinos que exportamos o que pretenderemos exportar. En los últimos años el factor d emisiones de la red eléctrica registró aumentos por el mayor uso de gasoil y de fuel oil. Esta tendencia afecta a la huella de carbono generando mayores costos de producción ya que en los casos en los que el cliente requiere un vino CO_2 neutral es necesario comprar reducciones de GEI para compensar las emisiones. Con los cuatro escenarios energéticos se espera que la huella de carbono aumente hasta el 2015 y luego dependiendo de cada escenario la huella se mantiene constante y luego es posible comenzar a reducirla.

XIII REFLEXIONES FINALES Y RECOMENDACIONES.

En este trabajo se ha mostrado que existen muchas iniciativas tendientes a que se exija el cálculo de la huella de carbono de los productos, ya sea por normas obligatorias o por requerimientos del mercado.

Las normas que apuntan a definir prescripciones, en materia de etiquetado, sobre la base de criterios ambientales asociados al cambio climático podrían dar lugar a distorsiones en el comercio e imponer costos excesivos para los productores, en particular de los países en desarrollo como la Argentina.

La incidencia de las emisiones de GEI por consumo de electricidad puede ser muy importante en la huella de carbono de algunos productos como lo es en los vinos. Por lo tanto, en esos casos, la evolución que tenga la matriz energética puede afectar la posibilidad de su exportación.

Es necesario avanzar en estudiar con mayor profundidad los sectores que resultan vulnerables y buscar los mejores caminos para alcanzar una economía menos intensiva en carbono.

Con una tendencia a un aumento en las emisiones de GEI a nivel mundial, que ha batido un nuevo récord en los últimos días alcanzando las 400 ppm de CO_2 en la atmósfera del polo norte, será necesario tomar medidas contundentes para quebrar esta tendencia que conduce a la humanidad hacia un futuro que no es sostenible y que cada vez resulta más hostil para la vida como la conocemos hoy. Si bien el sector energético es en gran parte responsable de los gases de efecto invernadero que ya están presentes en la atmósfera, es un sector que tiene una enorme posibilidad de disminuir sus emisiones mediante la inclusión de fuentes de energía renovable.

Para lograr el desarrollo sostenido de Argentina es clave el sector energético. Que el mismo sea sustentable en términos económicos y ambientales requiere una política nacional y una estrategia que planifique a largo plazo estableciendo un rumbo y dando señales para que sea posible construir el sendero hacia el futuro deseado que requerirá de importantísimas inversiones, recursos humanos capacitados, servicios e infraestructura.

La industria energética independientemente de la fuente de la que provenga: hidrocarburos, eólica, hidroeléctrica, biomasa, solar, geotérmica, biogás o biocombustibles tiene sus propios principios que no deben ser ignorados al hacer la política, la que debiera prever precios adecuados e instrumentos que faciliten inversiones constantes.

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 permanente de divisas y aumentar la seguridad de abastecimiento en el mediano y largo plazo.

Si se analiza la tendencia en la demanda de electricidad y en el suministro de gas natural para generación, puede concluirse que la demanda continuará creciendo y que este crecimiento será abastecido principalmente por generación térmica operando en base a gas natural importado, GNL, fuel oil y gasoil. En este contexto las energías renovables resultan con costos competitivos y hasta inferiores y además no son contaminantes.

Para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales harán falta reglas claras que perduren en el tiempo, seguridad jurídica y capacidad de inversiones de envergadura. Será necesario también, analizar las normas que regulan la producción de hidrocarburos en Argentina para concluir acerca de si la producción de hidrocarburos no convencionales está alcanzada por las existentes o si es necesario desarrollar nueva normativa.

La eficiencia energética y la incorporación de fuentes renovables de energía deben ir de la mano para lograr que los costos resultantes del sistema sean competitivos e incluso menores a aquellos provenientes de escenarios más contaminantes. Con menor demanda la incorporación de proyectos se reduce a la mitad en el 2030, esto muestra claramente la importancia de políticas tendientes a promover la eficiencia energética como medida de postergar inversiones.

En este trabajo se han simulado escenarios energéticos que demuestran que es posible en el 2030 combinar mayor seguridad de abastecimiento, mayor independencia energética de Argentina, menores impactos en las emisiones globales de CO_2 y menores costos de energía. Para ello es necesario planificar el camino a seguir y buscar las mejores herramientas para lograrlo.

La problemática requiere de un abordaje multisectorial, interdisciplinario e interinstitucional. Harán falta una variedad de medidas, programas y campañas de concientización, además de instrumentos financieros y regulatorios, que permitan avanzar en el sentido correcto hacia la sustentabilidad.

Las respuestas a muchas preguntas están en la ciencia, en la tecnología, y en cada uno. Tomemos decisiones que hagan posible que nuestros hijos estén orgullosos de nosotros.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Evolución 2007-2011 de la relación entre la potencia máxima demandada y la potencia que la abasteció. Fuente: Elaboración propia en base a Informes mensuales de CAMMESA. 27

Tabla 2. Generación de energía por fuente período 2007-2011. Fuente Secretaría de Energía. 28

Tabla 3. Consumo de combustibles en generación eléctrica. Año 2011. Fuente: Informe anual de CAMMESA. 29

Tabla 4. Resumen resultados GEN REN I. Fuente: ENARSA. 29

Tabla 5. Resumen licitaciones GEN REN II de resolución pendiente. 30

Tabla 6. Poder Calorífico Inferior y Factor de Emisiones de los combustibles. Elaboración propia en base a datos Segunda Comunicación nacional de Argentina página 151. 36

Tabla 7. Emisiones de GEI por unidad de energía para diferentes tecnologías operando con distintos combustibles. Elaboración propia en base a rendimientos típicos de las máquinas instaladas en el parque de Argentina 36

Tabla 8. Evolución de demanda de Electricidad en el escenario Tendencial con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. 42

Tabla 9. Evolución de demanda de gas natural con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. 42

Tabla 10. Evolución de demanda de electricidad en el escenario URE con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. 43

Tabla 11. Evolución de costos de combustibles con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030, en base a informes del DOE, del IPCC y de IEA. 44

Tabla 12. Evolución de costos de proyectos eólicos con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo) para marítima y terrestre A. Terrestre B en base a precios locales propuestos por CADER. 45

Tabla 13. Evolución de costos de proyectos solares con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo). 46

Tabla 14. Evolución de costos de proyectos solares con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo). 46

Tabla 15. Evolución de costos de proyectos de generación con biomasa con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al Informe del IPCC 2011 (Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation). 47

Tabla 16. Evolución de costos de proyectos hidroeléctricos grandes y mini con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo). 47

Tabla 17. Evolución de costos de proyectos nucleares con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo). 48

Tabla 18. Evolución de costos de proyectos de generación con gas natural y con gas natural licuado con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo). 48

Tabla 19. Evolución de costos de proyectos de generación con carbón con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo). 49

Tabla 20. Evolución de costos de proyectos de generación con Fuel oil o Diesel oil con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base al "Energy Technology Perspectives 2010" IEA, promedio (Alto y Bajo) 49

Tabla 21. Perfil de provisión de gas natural año 2010. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación. 51

Tabla 22. Nueva Oferta acumulada por tipo y año Escenario Deseado con demanda BAU Fuente: Elaboración propia. 55

Tabla 23. Nueva Oferta acumulada por tipo y por año necesaria para abastecer la demanda URE. Escenario Deseado. Fuente: Elaboración propia. 56

Tabla 24. Nueva Oferta acumulada por tipo y por año necesaria para abastecer la demanda BAU. Escenario Probable. Fuente: Elaboración propia. 57

Tabla 25. Nueva Oferta acumulada por tipo y por año necesaria para abastecer la demanda URE. Escenario Probable. Fuente: Elaboración propia. 58

Tabla 26. Comparación de capacidad por tipo de fuente en el 2030 en los distintos escenarios construidos. Fuente: Elaboración propia. 59

Tabla 27. Retiro de capacidad en los diferentes escenarios planteados. Fuente: Elaboración propia..... 60

Tabla 28. Participación anual asumida de gas en la generación de las unidades del parque actual. Fuente: Elaboración propia. 61

Tabla 29. Evolución del volumen de gas de Bolivia de acuerdo al contrato entre YPFB y ENARSA. Fuente: CAMMESA. 62

Tabla 30. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Deseado abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia. 62

Tabla 31. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Probable abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia. 63

Tabla 32. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Deseado abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia. 63

Tabla 33. Evolución de la participación de gas de diferente origen. Escenario Probable abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia. 64

Tabla 34. Monto a invertir anualmente en cada uno de los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 69

Tabla 35. Costo de capital por unidad de energía en USD/MWh por año y en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 70

Tabla 36. Monto a invertir por tipo de tecnología en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 70

Tabla 37. Costos anuales de combustibles en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 72

Tabla 38. Costo variable de combustible por unidad de energía en USD/MWh por año y en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 73

Tabla 39. Costos anuales de O&M en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 73

Tabla 40. Evolución del Costo medio total de la energía en USD/MWh en los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 75

Tabla 41. Costo medio total descontado para los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 75

Tabla 42. Costo medio total descontado con costo a la emisión de CO2 para los cuatro escenarios de incorporación de oferta. Fuente: Elaboración propia. 76

Tabla 43. Evolución Factor de emisiones de la red. Período 2004-2011. Fuente: Elaboración propia..... 81

Tabla 44. Resumen de principales iniciativas sobre Huella de Carbono. Fuente: La Huella de Carbono y su impacto potencial sobre las exportaciones argentinas. Centro de Economía Internacional. 86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura General y Principales Flujos Energéticos del Balance Energético Nacional. Fuente: BEN 2009, página 3. 9

Figura 2. Fuentes de Energía Primaria y Secundaria consideradas en el Balance Energético Nacional. 9

Figura 3. Transformación de energía primaria. Fuente: BEN 2010. 10

Figura 4. Oferta Primaria de Energía en Argentina. Fuente: SE, BEN provisorio Argentina 2010. 10

Figura 5. Oferta Primaria de Energía a nivel mundial. Año 2006. Fuente: presentación Dr. J.M. Evans. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Noviembre 2011. 11

Figura 6. Consumos de energía primaria + secundaria por sector. Fuente: BEN provisorio Argentina 2010. 11

Figura 7. Evolución de la participación de diferentes sectores de consumo de energía primaria + secundaria. Período 2006-2010. Elaboración propia en base a balances publicados Secretaría de Energía. 12

Figura 8. Participación de sectores en el consumo Eléctrico. Argentina 2010. Fuente BEN 2010 provisorio. 12

Figura 9. Evolución de la participación de sectores en el consumo Eléctrico período 2006-2010. Elaboración propia en base a los BEN publicados por la SE. 13

Figura 10. Reservas de petróleo. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012. 14

Figura 11. Producción de petróleo em miles de m3 de Gas natural equivalente. Período 1911-2010. Fuente: Elaboración propia. 14

Figura 12. Productividad de crudo por pozo. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012. 15

Figura 13. Reservas de gas natural. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012. 15

Figura 14. Producción de gas natural. Período 1911-2010. Elaboración propia. 16

Figura 15. Productividad por pozo de gas. Presentación Dr. Daniel Montamat. Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Junio 2012. 16

Figura 16. Diferentes tipos de hidrocarburos. Informe de Repsol YPF a la Comisión Nacional de Valores de Argentina. Febrero de 2012. 18

Figura 17. Requerimientos de agua, arena y aditivos para hacer “fracturing”. Presentación del Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012. 19

Figura 18. Requerimientos para fracturas hidráulicas en yacimiento convencional y no convencional. Fuente: Feniroli 2011. 19

Figura 19. Pronósticos de importación de LNG de EE.UU. Presentación del Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012. 20

Figura 20. Mapa mundial de recursos de shale gas. Fuente: World Shale Gas Resources: An inicial Assesstment of 14 regions outsider the United States. Elaborado por el DoE en Abril 2011. Presentación del Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012. 21

Figura 21. Mapa de Argentina de recursos de shale gas. Fuente Presentación Secretario de Energía de la Nación: Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil Mayo 2012. 21

Figura 22. Demanda interna y entregas de gas natural. Fuente Presentación Dr. Raúl Bertero. Embajada de Brasil Mayo 2012 23

Figura 23. Evolución histórica de demanda de combustibles fósiles para generación (período 1992 a agosto 2012). Fuente AGUEERA. 24

Figura 24. Comparación de consumo mensual de Gas Natural y de Carbón para generación años 2010, 2011 y 2012. Fuente AGUEERA. 24

Figura 25. Comparación de consumo mensual de Fuel oil y de Gasoil para generación años 2010, 2011 y 2012. Fuente AGUEERA. 24

Figura 26. Participación de tecnologías en el parque de generación eléctrica a Dic. 2011. Elaboración propia en base a Informe mensual de CAMMESA. 25

Figura 27. Oferta de generación por regiones a Dic. 2011. Elaboración propia en base a Informe mensual de CAMMESA. 26

Figura 28. Demanda máxima de potencia mensual. Período 2000 a 2012. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA. 26

Figura 29. Potencia máxima anual y demanda de energía. Período enero 2006 a mayo 2012. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA. 27

Figura 30. Abastecimiento de la demanda por fuente. Período 2000-2011. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA. 28

Figura 31. Generación por fuente año 2011. Año 2011. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA. 28

Figura 32. Evolución de la demanda por tipo de usuario período 2005-2012. Fuente AGUEERA en base a datos de CAMMESA 31

Figura 33. Composición geográfica de la demanda eléctrica año 2010. Fuente: presentación Ing. Julio Bragulat Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Julio 2011. 31

Figura 34. Evolución de la demanda y de la generación período 2000-2016. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA 32

Figura 35. Diferencia entre potencia necesaria y potencia instalada para el período 2007-2032. Elaboración propia en base a datos de CAMMESA y del mercado. 33

Figura 36. Fotografía Estación Transformadora Santa Fe Oeste. Abril de 2003 35

Figura 37. Evolución de demanda a abastecer en escenario BAU y escenario URE con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. 41

Figura 38. Evolución de demanda de Gas Natural con un horizonte al 2030. Fuente: Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030 42

Figura 39. Perfil del parque de generación eléctrica año 2010. Fuente: Presentación Ing. Julio Bragulat en la Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA. Julio 2011. 51

Figura 40. Evolución de potencia máxima requerida con demanda BAU y con URE. Fuente: Plataforma escenarios energéticos Argentina al 2030. 59

Figura 41. Evolución del margen de reserva del sistema en los cuatro escenarios proyectados. Fuente: Elaboración propia. 59

Figura 42. Abastecimiento de demanda BAU por tipo de fuente y escenario con horizonte al 2030. Fuente: Elaboración propia. 65

Figura 43. Abastecimiento de demanda URE por tipo de fuente y escenario con horizonte al 2030. Fuente: Elaboración propia. 66

Figura 44. Volumen anual de gas natural requerido por el país por tipo de origen con demanda eléctrica BAU con escenario probable y con el deseado. Fuente: Elaboración propia. 67

Figura 45. Volumen anual de gas natural requerido por el país por tipo de origen con demanda eléctrica URE con escenario probable y con el deseado. Fuente: Elaboración propia. 68

Figura 46. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Probable abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia 70

Figura 47. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Deseado abasteciendo demanda BAU. Fuente: Elaboración propia 71

Figura 48. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Probable abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia. 71

Figura 49. Evolución de costos de combustible por tipo en el Escenario Deseado abasteciendo demanda URE. Fuente: Elaboración propia. 72

Figura 50. Participación de los costos de capital, de O&M y de combustible para abastecer la demanda BAU con el Escenario Probable y con el Deseado. Fuente: Elaboración propia. 74

Figura 51. Participación de los costos de capital, de O&M y de combustible para abastecer la demanda URE con el Escenario Probable y con el Deseado. Fuente: Elaboración propia. 74

Figura 52. Comparativo de la evolución de las emisiones de GEI en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia. 76

Figura 53. Comparativo de la evolución de las emisiones de SO2 en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia. 77

Figura 54. Comparativo de la evolución de las emisiones de NOx en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia. 77

Figura 55. Comparativo de la evolución de las emisiones de PM10 en los cuatro escenarios simulados. Fuente: Elaboración propia. 78

Figura 56. Evolución del Factor de emisiones de la red período 2004-2011. Fuente: Elaboración propia. 82

Figura 57. Proyección estimada para el Margen de Operación en los diferentes escenarios simulados para el período 2010-2030. Fuente: Elaboración propia. 83

Figura 58. Proyección estimada para el Margen de Operación en los diferentes escenarios simulados para el período 2010-2030. Fuente: Elaboración propia. 84

Figura 59. Proyección estimada para el Margen de Operación en los diferentes escenarios simulados para el período 2010-2030. Fuente: Elaboración propia. 84

Figura 60. Emisiones por fuente en la producción de vinos de La Riojana Cooperativa vitivinifrutícola de La Rioja Ltda. Año 2007. Fuente: Elaboración propia. 105

Figura 61. Evolución de la Huella de carbono por litro de vino en función de los escenarios energéticos propuestos. Fuente: Elaboración propia. 107

GLOSARIO SIMPLIFICADO DE TÉRMINOS EMPLEADOS EN ESTE TRABAJO

Huella de carbono de un producto	Medida de la cantidad de CO_2 equivalente emitido durante el ciclo de vida de un producto
GEI / GEIs	Gases de Efecto Invernadero
IEA	International Energy Agency
UNFCCC / CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, son las siglas en inglés y en español.
SAyDS	Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.
SE	Secretaría de Energía
BEN	Balance Energético Nacional
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio establecido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto
Factor de Emisiones de la red	Son las emisiones de CO_2 equivalente por unidad de energía producida. Usualmente su unidad es tCO_2/MWh. También se lo conoce como Margen Combinado. Se calcula en base a una herramienta metodológica del MDL.
Factor de planta	Es el cociente entre la energía real entregada o esperada y la energía máxima posible de entregar en el año si entregara su potencia nominal todo el tiempo
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change. Es el panel de expertos sobre cambio climático
URE	Uso racional de la energía. Un escenario con uso racional prevé que se modificarán las conductas habituales con políticas públicas y concientización para evitar el derroche.
Tendencial o BAU	Es la proyección futura que no prevé que haya cambios importantes en lo que en el comportamiento usual. BAU es por las siglas en inglés de Business as usual,
MMBTu	Millón de BTU (British Thermal Unit). Es una unidad de energía
MMm^3	Millones de metros cúbicos. Unidad de volumen muy utilizada para gas natural
DOE	Department of Energy. Departamento de Energía de Estados Unidos
GNL	Gas Natural licuado.
Mbep	Miles de barriles equivalentes de petróleo
tcf	Trillion cubic feet: Trillones de pies cúbicos que es una unidad de volumen.
CO_2	Dióxido de carbono. Es un gas de efecto invernadero con un Poder de Calentamiento Global unitario. La quema de combustibles fósiles emite gran cantidad de este gas.
CO_{2e}	Dióxido de carbono equivalente. Es la unidad que se usa internacionalmente para llevar todos los gases de efecto invernadero a una misma unidad equivalente. Así resulta que una tonelada de metano equivale a 21 toneladas de CO_{2e}.
CH_4	Metano. Es un gas de efecto invernadero con un Poder de Calentamiento Global de 21.
NO_2	Dióxido de nitrógeno.
SO_2	Dióxido de azufre.
PM10	Material particulado con un diámetro de partícula mayor que 10 micrones.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Es la encargada del despacho centralizado y de administrar las transacciones económicas del Mercado. Asiste a la Secretaría de Energía
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima.
GENREN	Programa de promoción de generación renovable
AGUEERA	Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
GU	Gran Usuario del Mercado Mayorista eléctrico
LEAP	Long-range Energy Alternative Planning. Es un programa que permite simular el despacho. Es el más usado a nivel mundial para simular escenarios energéticos teniendo en consideración variables ambientales. Fue desarrollado por el Instituto Ambiental de Estocolmo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comercio y Cambio Climático: perspectivas y posiciones en Copenhague. Julia Hoppstock. Revista del Centro de Economía Internacional Número 17- Abril 2010.
2. La huella de carbono y su impacto potencial sobre exportaciones argentinas. Centro de Economía Internacional. ISSN 1850-7263. Febrero de 2012.
3. Informe planeta vivo 2008. World Wide Fund.
4. Guía para inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2006).
5. United Nations Framework Convention on Climate Change. Web page: unfccc.int
6. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 2.2.1
7. Cuarto Informe del IPCC de 2007.
8. Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2030. CEARE, ITBA, FARN y AVINA, 2012.
9. Balance Energético Nacional. Secretaría de Energía de la Nación, correspondiente al año 2010, publicado en 2012.
10. Datos de informes técnicos de CAMMESA y de la Secretaría de Energía de la Nación.
11. Informe anual de CAMMESA 2011.
12. Presentación del Dr. Daniel Montamat en la Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA 2012.
13. Presentación del Dr. Jhon Martin Evans en la Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA 2011.
14. Presentación del Ing. Julio Bragulat en la Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA 2011.
15. Presentación del Dr. Eduardo Zapata en la Maestría Interdisciplinaria en Energía UBA 2012.
16. Industria de los Hidrocarburos en la República Argentina. Estrategias Técnicas y Económicas para su consolidación. Dr. Eduardo Ramón Zapata, 2012.
17. Presentación Dra. Matilde Rusticucci sobre variabilidad de las precipitaciones. Primeras Jornadas Interdisciplinarias de la UBA sobre Cambio Climático.
18. Presentación del Secretario de Energía, Ing. Daniel Cameron. Embajada de Brasil. Mayo de 2012.
19. Presentación del Dr. Raúl Bertero. Embajada de Brasil. Mayo de 2012.
20. Argentina: 2ª Comunicación de Cambio Climático- Vulnerabilidad de la Zona costera. Fundación Torcuato Di Tella. Menéndez y Re, 2005.
21. Seasonal-to-Decadal Predictability and Prediction of South American Climate. Camillioni y Barros. 2006
22. El sector Eléctrico y el Cambio Climático. Beljansky, Pedraza y Tanides. CACIER 2007.
23. Aplicaciones del Mecanismo para un Desarrollo Limpio en el sector eléctrico argentino. Beljansky, Pedraza y Perczyck. ASADES 2006.
24. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. IPCC, 2011.
25. Energy Technology Perspectives 2010" International Energy Agency
26. Metodologías de cálculo de Huella de Carbono y sus implicaciones América Latina Documento de Trabajo CEPAL – 2010

27. The Carbon Trust: Product Carbon Footprinting & Labelling. Carbon Trust. Sujeesh Krishnan. 2008 y 2010.
28. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero
29. PAS (Publicly Available Specification) 2050. De 2008 y actualizada en 2011
30. Norma ISO 14064 de 2006
31. Norma ISO 14065 de 2007
32. Protocolo de Gases de Efecto Invernadero
33. Método Bilan Carbone
34. Especificación técnica TSQ 0010 (Japón). "Principios generales para la evaluación y etiquetado de la huella de carbono de productos"
35. Proyecto Mercado de Carbono de CREA. Galbusera 2010.
36. El Cambio Climático como tema del desarrollo presente: enfoque del MGAP. Oyhantcabal, 2010.
37. Boletín sobre la vulnerabilidad del Comercio Internacional frente a la Huella de carbono. Donoso, 2010.
38. Evaluación de los estudios existentes sobre ciclos de vidas de consumo energético y emisiones de gases efecto invernadero para los sectores lechero, cerealero, oleaginoso y carne bovina así como relevamiento de las producciones y expectativas de esos sectores con miras a su inserción internacional. Idígoras y Martínez, 2011.
39. Tras los pasos de aguas Danone. IADS, 2010.
40. La huella del carbono en el camino de los agroalimentos. Información INTA, 2010.
41. Análisis de la huella de carbono de los productos derivados de la soja. Galbusera, 2010.
42. Metodología para calcular la huella de carbono de los productos agropecuarios en la producción de Biodiesel metodología para calcular la huella de carbono de los productos agropecuarios en la producción de Biodiesel. Galbusera y Hilbert, 2011.