



"Innovación y Tecnología como Impulsores del Desarrollo Sustentable del Sector"

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
31 de Octubre al 2 de Noviembre de 2022
Buenos Aires Marriott Hotel, República Argentina

www.cidel2022.com

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

DESPLAZAMIENTO DEL USO DE GAS RESIDENCIAL POR ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU IMPACTO EN LA OPERACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SADI

Autor/es / Authors	MANASSERO, Ulises (Ing.); CEA, Marcos (Ing.); MARELLI, Pablo (Ing.), LÓPEZ, Diego (Ing.), BANEGAS, Juan M. (Ing.); STEINMANN, Irene (Ing.)
Empresa o entidad / Company or Organization	UTN – Centro de Investigación en Sistemas Energéticos e Ingeniería Eléctrica (CIESE) – Facultad Regional Santa Fe
Cargo / Position	Docente – investigador – Coordinador Sub-área Sistemas de Potencia
DATOS DE LA EMPRESA / OREGANIZATION INFORMATION	
Dirección / Address	Lavaisse 610
Localidad / Location	Santa Fe
País / Country	Argentina
Código Postal / Zip Code	3000
Teléfono / Telephone	0324-4601579
Fax	
E-Mail	ulisesmanassero@hotmail.com

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

1. INTRODUCCIÓN

Argentina posee una matriz energética primaria altamente dependiente de los hidrocarburos. Particularmente, en lo que respecta al mercado eléctrico, la generación térmica es la predominante en el sector, abarcando en promedio el 64% de la producción.

Ante la preponderancia de la generación térmica, a partir de combustibles fósiles, es dable destacar que, dentro de este consumo de hidrocarburos, en Argentina, el Gas Natural (GN) fue el combustible que tomó la impronta, inclusive alcanzando un porcentaje de consumo mayor al 90%, desplazando fuertemente el uso de combustibles líquidos y sólidos [1].

En Argentina, existen tres grandes grupos de consumo de GN: las centrales térmicas (CT) -las de mayor demanda-, seguidas por las industrias y el sector residencial. La demanda de GN por sector tiene una gran variación según la época del año (ver Figura 1), siendo una política a nivel nacional garantizar el suministro del usuario residencial, el cual aumenta su consumo notablemente para calefacción en los meses donde las temperaturas son bajas y esto implica una restricción en el abastecimiento del recurso a las industrias y sobre todo a las CT. Como consecuencia de estas políticas energéticas, el consumo de GN para uso de generación de energía eléctrica resulta muy variable a lo largo del año.

En síntesis, y a pesar de la gran inserción que tiene el GN en la matriz energética nacional, el volumen total disponible del recurso, es aún insuficiente para cubrir la demanda total del país. Como consecuencia, son afectados los sectores industriales y de generación termoeléctrica, principalmente en los meses del año donde las temperaturas son bajas, ya que las políticas energéticas nacionales están orientadas a brindar continuidad y "cantidad infinita" de suministro de GN a los usuarios residenciales que utilizan el recurso para calefacción, incrementando su consumo hasta seis veces respecto los meses de valle y forzando entonces a la utilización de otros hidrocarburos para la generación de energía eléctrica, con características de menor eficiencia, mayor contaminación y costos superiores.

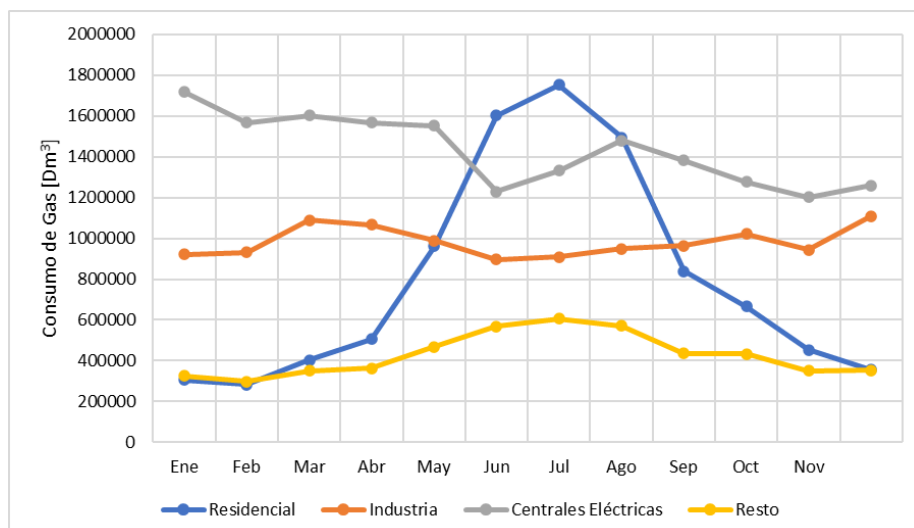


Figura 1. Consumo de GN por sector de demanda, año 2018.

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

El resto de hidrocarburos utilizados en las CT, tales como Diesel Oil (DO) y el Fuel Oil (FO), se encuentran con un participación bastante más reducida y puntual en el tiempo que depende de muchos factores, pero principalmente de la época del año, pues ofician como “combustibles de respaldo” para las CT en los períodos donde se les restringe el abastecimiento de GN.

Los datos sobre la evolución del consumo de hidrocarburos para la generación de energía eléctrica, demuestran que Argentina presenta un nivel de uso creciente del GN en detrimento del resto de los combustibles usados para este fin, comportamiento coincidente con las tendencias a nivel mundial respecto a la utilización de estos recursos [2]. Estas estrategias de reemplazo de combustibles sólidos y líquidos por gaseosos implementadas en el sector termoeléctrico, lograron un menor impacto ambiental fundamentado en la menor emisión de CO₂ [3].

Por otro lado, los datos sobre el consumo de hidrocarburos en los últimos años, están totalmente en línea con las proyecciones a futuro sobre el uso de estos recursos, donde el GN desempeñará un papel predominante frente al resto de los combustibles, principalmente por el aparente exceso de stock que estipulan los escenarios a futuros debido a la explotación del yacimiento “Vaca Muerta”, que permitiría multiplicar por diez las reservas de GN del país [4].

No obstante, el déficit actual del recurso gasífero y la necesidad de recurrir a combustibles alternativos, conlleva un aumento de las emisiones contaminantes, ya que los combustibles líquidos (FO y DO), generan mayor cantidad de residuos por unidad de combustible que el GN, por cuestiones propias de su composición y del estado en que son quemados. La otra consecuencia negativa es el elevado costo que tiene la unidad energética obtenida del FO y DO. En este aspecto, en la Figura 2, se muestran los costos monómicos de la energía en algunas de las regiones que integran la red eléctrica del país para el año 2019, donde se observa que la evolución del precio del MWh, guarda una íntima relación con los momentos en donde la generación utiliza “refuerzos” de combustible para suplir la demanda.

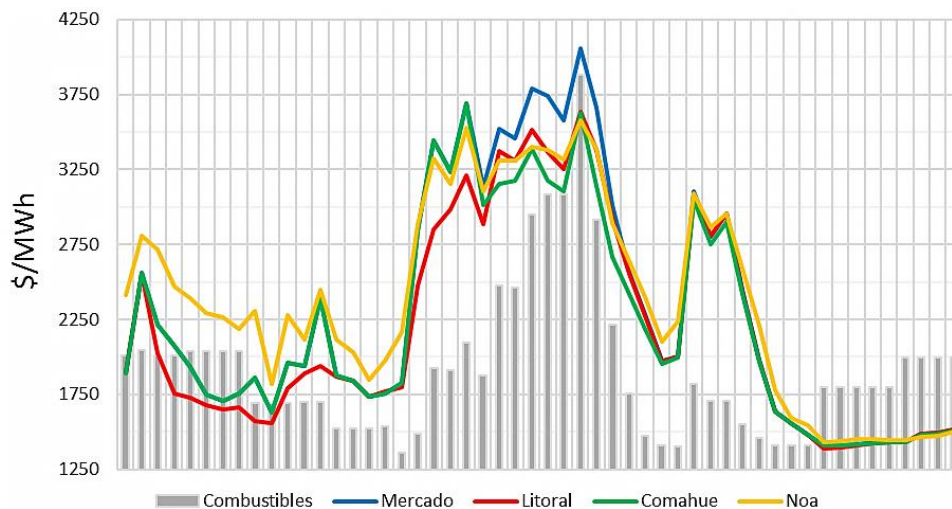


Figura 2. Costos monómicos de la energía según región y consumo de combustibles en la generación, año 2019.

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

Por otra parte, en lo que refiere a la distribución del consumo de energía eléctrica en Argentina, se observa un reparto bastante equilibrado entre los tres grandes sectores que componen la demanda: residencial, comercial e industrial; con un leve predominio del primero y que inclusive crece algunos puntos en los meses de más altas y más bajas temperaturas. Este incremento de la demanda residencial en los meses señalados, se debe a que son momentos particulares del año en donde los usuarios utilizan fuertemente y a gran escala, equipos de acondicionamiento térmico (aires acondicionado -A.A.- y/o calefactores) los cuáles en su mayoría, son de elevado consumo energético y con un nivel bajo de eficiencia energética. Recién en los últimos años comenzaron a utilizarse A.A. con clasificación de eficiencia energética clase "A" o mayor, o con tecnología inverter, en paralelo con las políticas de concientización sobre el ahorro de energía y educación sobre el uso eficiente del recurso, aunque las proyecciones estiman que estos "picos" de consumo posiblemente se acentúen cada vez más debido a la mayor inserción de estos tipos de electrodomésticos en los hogares. En función a la situación actual de la matriz energética nacional, los enfoques modernos de readaptación de uso de los recursos energéticos presentan como proposición el desplazamiento del uso del GN en hogares, para mutar hacia una matriz de usuarios residenciales electrointensivos (URE).

El término "electrointensivo" se utiliza para denominar a cualquier usuario, residencia, comercio o industria, en el que la electricidad es una fuente energética de uso casi exclusivo frente al resto dentro del total de energía consumida. Para el caso al que se refiere este trabajo, se denomina usuario electrointensivo al usuario residencial que cuenta solamente con electrodomésticos que reemplazan las funciones de los gasodomésticos. El empleo de electricidad como único recurso energético de consumo final en viviendas es una premisa que ya está vigente, en países más evolucionados. En este aspecto, se destacan casos de estudio como el de los países nórdicos [5], donde se evidencia la gran evolución de la generación renovable e inserción de la energía eléctrica en todos los niveles de consumo para desplazar el uso de hidrocarburos.

En el caso de Argentina, principalmente en Ciudad de Buenos Aires y Rosario, existen muchas construcciones electrointensivas, que fueron planificadas y construidas de esa manera, sin conexiones de GN y con la totalidad de dispositivos para calefaccionar, refrigerar, calentar agua y cocinar, abastecidos por el suministro eléctrico, a las que se suman los inmuebles que adaptaron sus instalaciones, de manera voluntaria o forzada, al consumo electrointensivo [6]-[7].

El empleo de electricidad en hogares por sobre la utilización de GN, en cuestiones relacionadas al acondicionamiento térmico, calefacción del agua y cocción de alimentos, presenta una serie de ventajas:

- Eliminación de los potenciales riesgos relacionados con el mal funcionamiento de cocinas, estufas y calefones.
- Eliminación de los riesgos de explosión por fugas en las instalaciones y equipos de GN.
- Reducción de las emisiones contaminantes a nivel de usuario residencial.

2. OBJETIVOS

Realizar un análisis de sensibilidad con respecto al desplazamiento del uso de gas residencial por energía eléctrica sobre la programación estacional del SADI, en lo referente a los stocks de combustibles, costos de operación y reservas operativas.

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

3. MÉTODOS

En una primera instancia, se analiza la programación estacional de la matriz de generación eléctrica actual de Argentina, a partir de la elaboración de un modelo de despacho hidrotérmico con una proyección a 4 años - denominado caso Base-, utilizando el software Visual Margo, desarrollado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrica S. A. (CAMMESA).

Luego, se define y caracteriza el URE, para lo cual se seleccionan las potencias nominales de los electrodomésticos sustitutos de los gasomésticos (cocina de inducción, termotanque, horno y aire acondicionado con tecnología inverter) y se elaboran los perfiles de carga de cada equipo eléctrico de uso final según los hábitos de consumo de los usuarios, diferenciando escenarios de invierno y de verano.

Los perfiles de demanda de los usuarios electrointensivos se ingresan en el software Visual Margo, efectuando un análisis de sensibilidad para diferentes porcentajes de desplazamiento de usuarios convencionales hasta obtener un régimen de operación viable del SADI, donde la generación y los hidrocarburos sean suficientes para abastecer la demanda durante el período de estudio, las fallas del sistema sean bajas y el precio resulte beneficioso para el usuario final.

Finalmente, se realiza un análisis comparativo de los precios monómicos de generación de energía para Escenario Base y con desplazamiento del GN residencial.

3.1. Modelado del escenario Base y descripción de sus variables más relevantes

Se denomina Escenario Base a la proyección de la matriz eléctrica nacional 2019-2023 obtenida con el software Visual Margo y simulada en función de parámetros provenientes de la base de datos de la programación estacional correspondiente al mes de febrero de 2019, disponibles en el sitio web de CAMMESA [8].

El software Visual Margo realiza las simulaciones en función de los datos sobre crónicas hidrológicas y climáticas correspondientes al período 1943-2018, por lo que el programa ofrece la posibilidad de visualizar 75 escenarios energéticos para el mismo caso. A su vez, los resultados que muestra el software se pueden visualizar de dos maneras:

- Curvas "Monótonas": se muestran las 75 crónicas obtenidas para cada uno de los parámetros de la red que el software permite simular.
- Tableros de probabilidad de excedencia: se muestran diferentes escenarios de estudio, asignándole a cada uno de ellos una probabilidad de excedencia (PE). En este trabajo, se utiliza una PE=85%, ya que constituye un escenario conservador, con una probabilidad de ocurrencia significativa y para el cual el SADI tiene que estar preparado para operar.

Dentro de los resultados de las simulaciones obtenidos con el software para el Escenario Base, en la Figura 3 se muestran dos curvas de proyección con paso semanal de la demanda total del SADI durante el período 2019-2023. La curva inferior representa la "banda horaria 0", que resulta del promedio de las 4 bandas horarias que componen el día (pico, semipico, resto y valle). Por otra parte, la curva superior corresponde al pico del sistema, denominada "banda horaria 1", donde se observa un incremento en los picos anuales de demanda, desde el año de inicio al año final.

Este aumento del consumo de energía para los próximos años, también está contemplado en las proyecciones oficiales sobre los escenarios energéticos futuros [9], que estiman un aumento del 3,4% anual acumulado.



**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

Dentro de estas estimaciones, el mayor crecimiento del consumo estaría ubicado en el sector residencial, con un aumento del 4,5% interanual, dejando atrás a los usuarios comerciales e industriales con un crecimiento del 3,1%.

Con respecto a la generación, en la Figura 4 se muestran las proyecciones de producción de energía eléctrica para el período 2019-2023, con el detalle de la participación de cada una de las fuentes. Se evidencia un importante crecimiento de las fuentes renovables, en contraposición con un marcado descenso de las CT.

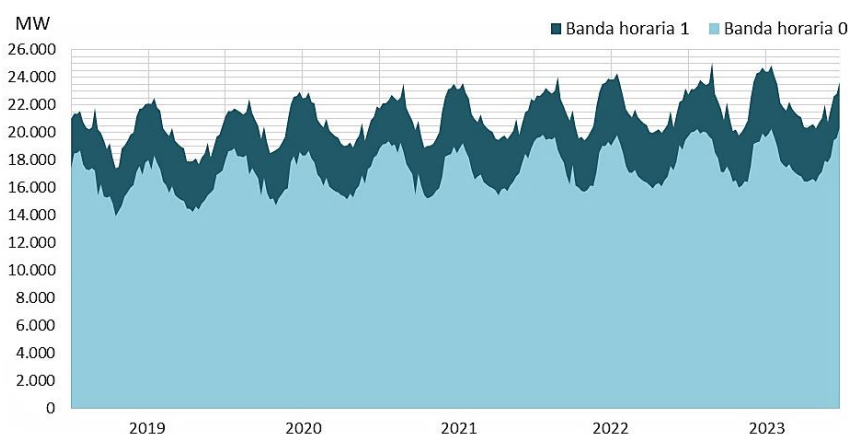


Figura 3. Proyección de la demanda del SADI, período 2019-2023.

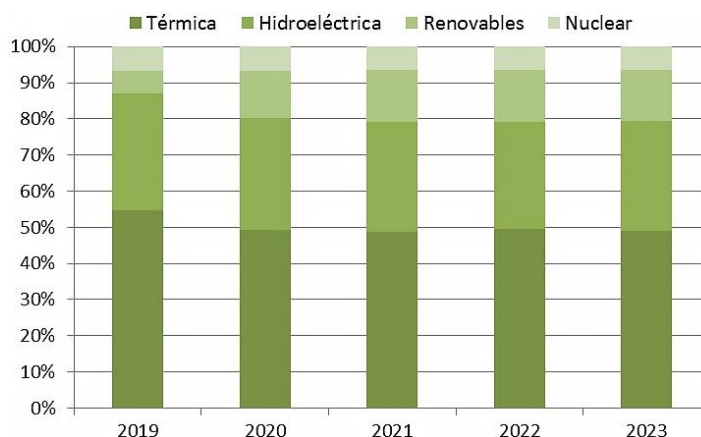


Figura 4. Proyección de la participación de generación de energía eléctrica según el tipo de fuente para el período 2019-2023.

La Figura 5 muestra la participación casi exclusiva del GN en las proyecciones sobre la generación termoeléctrica con combustibles fósiles para el período 2019-2023, donde el acumulado de la energía obtenida a partir de otros combustibles fósiles solo representa el 2,4% de la oferta total del período.



**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

Al ser el hidrocarburo con mayor presencia en la matriz de generación, el GN se consolida como la fuente energética por excelencia en el país y su participación posee la particularidad de que el volumen de consumo anual, va a ser medianamente constante durante el período de estudio, pero con la particularidad de que la energía obtenida por unidad de combustible, tendrá un leve crecimiento año a año (ver Figura 6). Esto es consecuencia de las obras de ampliación de generación térmica en casi 2000 [MW] que prevén el cierre de ciclos combinados en distintas centrales del país (actualmente operativas con turbinas de gas a ciclo abierto), lo que contribuiría a mejorar su eficiencia.

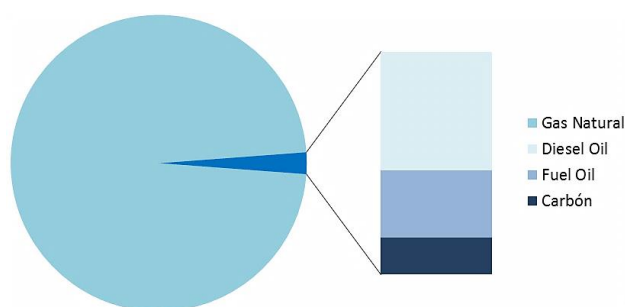


Figura 5. Participación total de los hidrocarburos en la generación térmica, período 2019-2023.

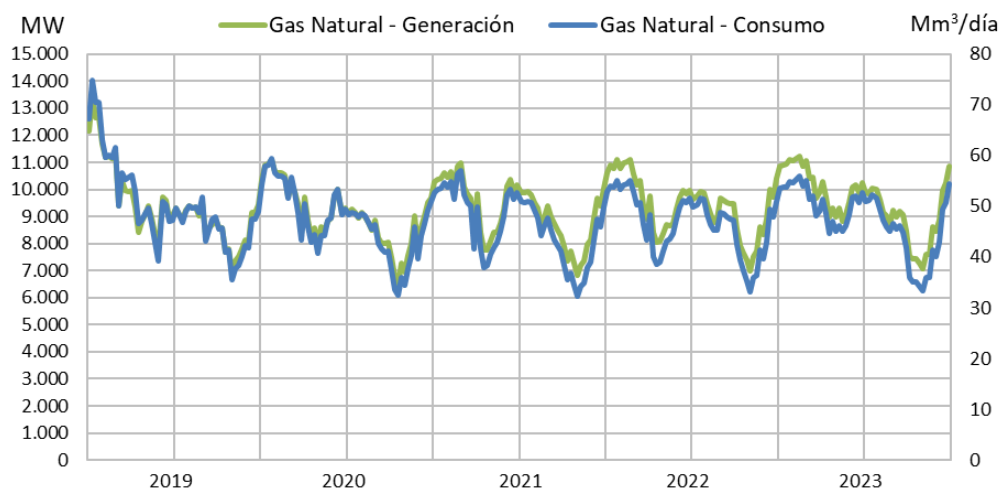


Figura 6. Proyección de la generación y consumo de GN, período 2019-2023.

En lo que refiere al despacho óptimo de carga, se realiza no sólo considerando los costos de operación de las máquinas, sino también las pérdidas marginales del transporte, ponderadas a partir de afectar al precio de mercado por un Factor de Nodo (FN). Este parámetro representa la variación (positiva o negativa) de las pérdidas atribuibles a un incremento de demanda en un nodo determinado. Como punto de comparación, y para la simplificación del estudio, se evalúa el Costo Marginal de Operación (CMO) pertinente al “Nodo Mercado”, correspondiente con el centro de carga del sistema y cuyo FN es unitario.

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

Las estimaciones del valor del CMO del período 2019-2023 (ver Figura 7) señalan una baja en el valor global, relacionada en gran parte con el ingreso en servicio de nueva generación térmica, con tecnología de mayor eficiencia que permitiría dejar de operar las CT más ineficientes, principalmente las obsoletas turbinas de vapor. Los picos del CMO coinciden con los momentos de mayor uso de DO y FO.

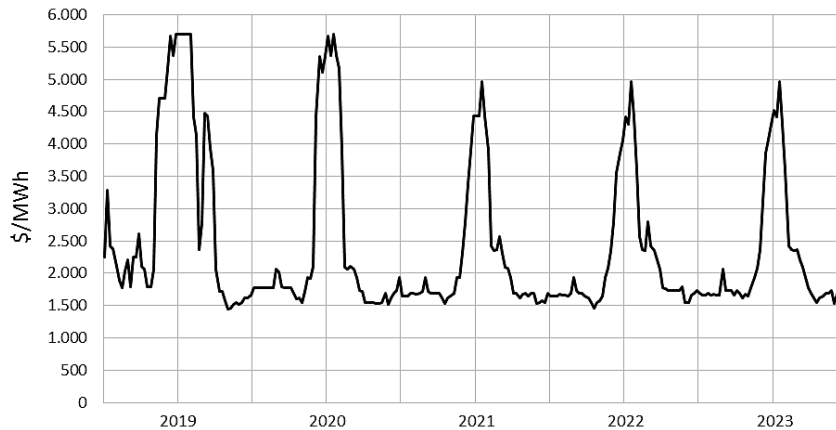


Figura 7. Proyección del costo monómico de operación, período 2019-2023.

3.2. Definición y cálculo de los indicadores de programación del despacho

Existen dos indicadores fundamentales en una evaluación sobre la viabilidad de la operación del sistema eléctrico nacional ante un cierto escenario propuesto: Fallas y Reserva de Potencia.

Respecto a las Fallas, es la denominación que CAMMESA otorga a la demanda no abastecida del SADI, por causas diversas tales como falta de máquinas disponibles en el parque generador o por limitaciones de generación y/o suministro en la región donde se ubica la falla o entre regiones eléctricamente vinculadas. Las simulaciones del período 2019-2023, demuestran que aún en un escenario pico con excedencia 85% no se estiman fallas para el período de estudio.

El otro parámetro fundamental para evaluar la operatividad del sistema, son las reservas del sistema. CAMMESA estipula en sus procedimientos [10] un régimen de reservas térmicas del 7,2% de la potencia despachada del sistema para que, en caso de una contingencia en cualquier punto del sistema, estén listas para entrar en servicio de forma rápida.

El análisis de los resultados de las simulaciones del escenario base muestran que el parque generador cuenta con un valor holgado de potencia térmica disponible (ver Tabla 1). Los elevados valores de reservas, se deben principalmente a que en los próximos años se estima que el sector térmico tenga una menor participación en la generación eléctrica, a partir del aumento de potencia instalada de generación renovable, dejando muchas máquinas del sector aptas para actuar como reservas operativas.

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

Tabla 1: Reservas operativas del SADI para banda horaria 1, período 2019-2022.

Año	Reserva de Potencia [%]												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media
2019	27,61	36,18	33,50	39,83	42,37	39,93	38,13	42,68	33,22	46,77	57,66	51,15	39,09
2020	40,34	40,51	37,65	42,65	45,46	36,58	37,29	44,77	40,64	49,6	49,64	42,83	40,81
2021	48,06	42,87	43,28	51,2	51,13	41,44	40,74	46,99	42,05	53,85	58,80	48,99	45,28
2022	47,08	43,37	45,47	53,24	51,13	41,33	38,10	46,54	40,15	52,90	53,75	47,79	45,19

3.3. Concepto del Usuario electrointensivo y confección de su perfil de carga

El URE propuesto implica el reemplazo de cuatro equipos de uso residencial que funcionan con GN por otros equivalentes que tengan la misma finalidad, pero que sean alimentados por electricidad.

Los electrodomésticos que se utilizan en este estudio, se muestran en la Tabla 2 y sus valores de consumo fueron extraídos de los datos oficiales del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación [11].

Tabla 1: Electrodomésticos seleccionados para cada usuario electrointensivo.

Electrodoméstico	Gasodoméstico que reemplaza	Potencia unitaria [W]	Unidades por usuario
A.A. frío/calor inverter	Estufa	878	2
Placa de inducción (hornalla de 120 mm)	Cocina	750	1
Placa de inducción (hornalla de 175 mm)	Cocina	1500	1
Horno eléctrico	Horno	2450	1
Termotanque	Calefón	1500	1

Para determinar la demanda de URE a adicionar a la demanda base del SADI, es necesario determinar el comportamiento y cantidad de usuarios que se verían afectados por esta medida. En primera instancia, se definieron tres tipos de usuarios con un patrón de comportamiento particular, para los cuales se establecieron franjas horarias de trabajo (ver Tabla 3).

Tabla 3: Período de tiempo fuera del hogar de URE según sus horarios laborales.

Usuario	Horarios de trabajo
Comercial	8 a 12 hs y 16 a 20 hs
Público	7 a 14 hs
Corrido	9 a 17 hs

Para el período de estudio 2019-2023, la proyección de cantidad de hogares e inserción del GN en los mismos, se realizó en función a los datos relevados por organismos oficiales [9]-[12].

Luego, la potencia simultánea que cada URE aportaría individualmente a la demanda residencial que ingresaría al sistema se obtuvo a partir de la afectación de la potencia nominal de cada electrodoméstico por un

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

factor de simultaneidad (Fs) determinado según experiencias de mediciones de campo efectuadas por la Empresa Distribuidora EDENOR S.A. [13]. La Tabla 4 muestra las potencias unitarias de cada electrodoméstico del URE, totalizando una potencia adicional del mismo de 2,59 [kW] para escenario de invierno y de 1,8 [kW] para escenario de verano.

Tabla 4: Potencia adicional por hogar según perfil.

Equipo	Potencia Total por Tipo de Equipo [kW]	Fs	Potencia Total Simultánea Adicional por Equipo [kW]
A. A.	14,66	0,676	9,90
Cocina	1,32	0,60	0,79
Termotanque	2,25	0,23	0,52
Horno	1,50	0,48	0,72

3.4. Estimación de los volúmenes de GN disponibles para el uso en el SADI con la inserción de URE

La determinación del stock inicial de GN, necesario para garantizar un cierto abastecimiento del parque térmico de generación, se realiza a partir de los datos del año 2018, que constituye un período de pico máximo histórico de consumo de las CT, en contraste con el consumo residencial que fue el menor registrado en los últimos siete años. Se adopta entonces un escenario “desfavorable” para el estudio propuesto, retirando un volumen determinado de GN del sector de consumo residencial, y utilizando el mismo en el sector de generación termoeléctrica.

En primera instancia, se determina el stock Base, que es el volumen máximo de GN disponible para el sector termoeléctrico durante el año 2019. Este parámetro resulta de la suma de los consumos de los sectores residenciales y de generación durante el año 2018. Como la intención es desplazar el uso de hidrocarburos líquidos y sólidos de la matriz de generación, se estudia la posibilidad de garantizarle a las CT la provisión de un volumen mensual mínimo de GN, (cuyo valor se establece en función del consumo máximo registrado durante el año 2018) para asegurar que, el stock disponible sea suficiente como para minimizar el consumo de DO y FO en el sector termoeléctrico.

En la Tabla 5 se detalla el análisis sobre la obtención del stock Base, destacándose que para el año 2019, aún si se garantiza un abastecimiento mensual y sostenido durante todo el año de un volumen de GN equivalente al 116,4% del mayor consumo de 2018, existiría aún un stock remanente del recurso disponible para el uso que se crea conveniente. Esta primera aproximación muestra que el total de GN disponible en Argentina, contemplando producción nacional e importaciones, es suficiente como para satisfacer grandes exigencias provenientes del sector termoeléctrico y potencialmente afrontar un escenario electrointensivo, en el cuál la generación térmica será la principal aportante de energía eléctrica a estos nuevos usuarios.

A partir de la verificación de la capacidad de suministro sostenido de GN a las CT para un año calendario, se realiza la distribución en cuotas semanales con volúmenes acordes a los consumos históricos de las CT (ver Figura 8). Cabe destacar que estos valores refieren a volúmenes garantizados para el consumo en CT durante el primer año del período de estudio, es decir, que la cantidad de GN especificada va a estar disponible para la generación térmica, lo que no significa que necesariamente vaya a ser el consumo real, el cuál puede variar según la demanda electrointensiva a incorporar.

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

Para determinar la disponibilidad del recurso para el resto del período de estudio, se consideró que la producción de GN aumentaría un 3,5% anual acumulado durante estos 4 años, entre la explotación de pozos convencionales y no convencionales, según lo establecido en [9].

Tabla 5: Consumos del período 2018 y volumen de GN garantizado para el 2019.

Consumo de GN – Año 2018				Stock BASE – Año 2019		Stock BASE – Garantizado - Año 2019	
Residencial		Centrales Eléctricas		Centrales Eléctricas		Centrales Eléctricas	
MMm ³ /día	Total [MMm ³]	MMm ³ /día	Total [MMm ³]	MMm ³ /día	Total [MMm ³]	MMm ³ /día	Total [MMm ³]
26,21	9.568	47,09	17.189	73,61	26.757	64,52	24.000

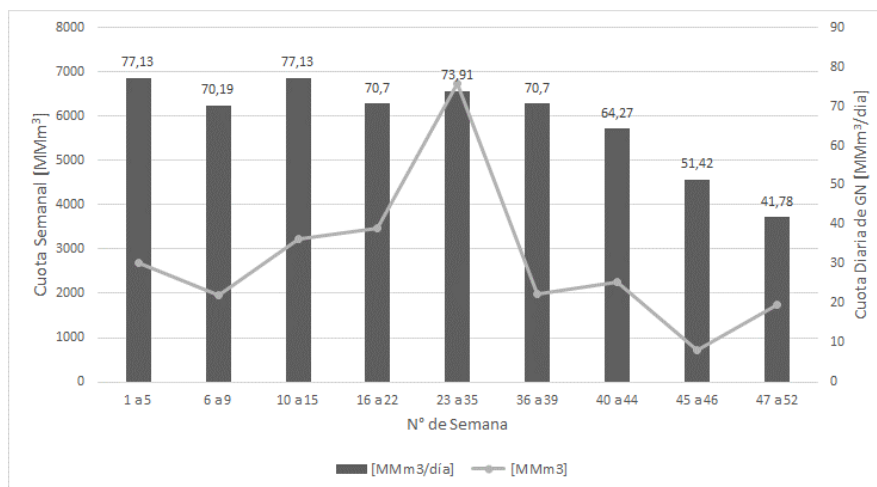


Figura 8. Volumen garantizado de GN a las CT para el escenario electrointensivo, año 2019.

4. RESULTADOS

4.1. Análisis de sensibilidad del impacto de URE en la programación estacional del SADI

En función de los perfiles definidos de verano e invierno de URE, se realizaron distintas simulaciones con el software Visual Margo en las cuales se incorporaron ciertos porcentajes de las potencias correspondientes a cada perfil, evaluando la variación del CMO, las reservas operativas y las fallas del SADI en comparación con el escenario Base.

En el estudio del impacto de la demanda de potencia a incorporar al sistema, se relaciona la misma con el perfil de carga utilizado, ya que la conducta de los usuarios residenciales y la redistribución de los recursos energéticos entre los sectores, varían en función de la época del año, siendo la temperatura el factor

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

fundamental que rige esta dinámica. Por esta razón, el perfil de carga de “Invierno” se aplica en el período que va desde la semana 18 hasta la 37, mientras que el perfil “Verano”, aplica para el resto del año.

A los fines de realizar un análisis de sensibilidad de inserción de URE y evaluar su impacto en la programación estacional del SADI, se definieron cuatro casos de diferentes niveles de consumo de cargas electrointensivas. Cada Caso se corresponde con un porcentaje determinado de inserción de URE asignada a cada perfil de carga:

- Caso 1: 100% de URE
- Caso 2: 20% de URE
- Caso 3: 10% de URE
- Caso 4: 7% de URE

La Figura 9 muestra la comparación de la demanda proyectada para el período 2019-2023 de los cuatro casos electrointensivos propuestos y el escenario Base y la Figura 10 muestra las proyecciones de las fallas correspondientes a cada uno de los escenarios simulados, donde se observa que solo los Casos 3 y 4 resultan viables.

Por otra parte, las proyecciones de los CMO para los casos propuestos (ver Figura 11) permiten inferir que los Casos 1 y 2, presentan valores muy por encima del Caso Base, quedando descartados.

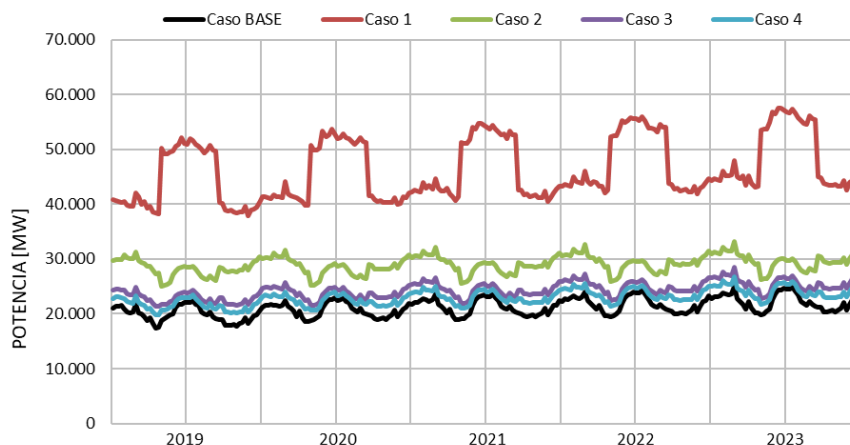


Figura 9. Proyecciones de la demanda para los escenarios electrointensivos propuestos.

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

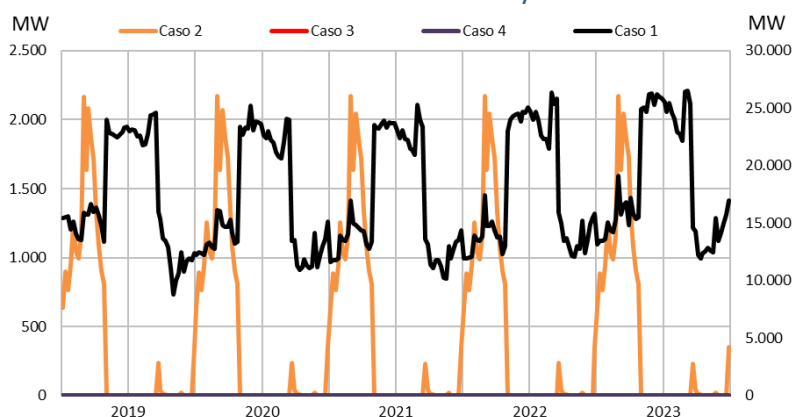


Figura 10. Proyecciones de las fallas para los escenarios electrointensivos propuestos.

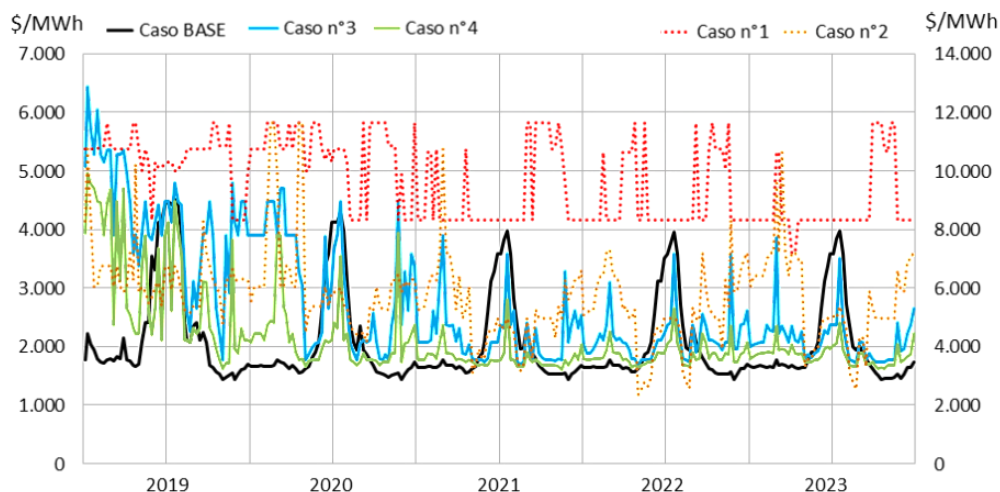


Figura 11. Proyecciones del CMO para diferentes escenarios electrointensivos.

Por último, en la Tabla 6 se resumen los CMO medios de cada caso, destacándose que, de los dos escenarios técnicamente viables, el Caso 3 presenta un CMO medio de operación antieconómico respecto del caso Base, por lo cual se descarta el mismo.

En síntesis, del análisis de sensibilidad se infiere que solo el Caso 4 cumple con los requisitos de programación estacional del SADI, ya que al igual que el caso Base, no presenta fallas durante su funcionamiento e inclusive, su operación resulta casi tan económica como este último, derivando entonces en un precio final que potencialmente y según se opere el sistema, podría resultar más beneficioso para los usuarios de la red eléctrica.

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

Tabla 6: Comparación de CMO para los escenarios electrointensivos propuestos.

Año	CMO [\$/MWh] – Valor medio anual				
	Caso BASE	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2019	2169,6	9972,2	5996,1	3571,1	2682,0
2020	1914,7	9792,9	5661,5	2761,1	2095,1
2021	1868,6	8854,0	4869,2	2090,4	1809,2
2022	1879,4	8775,1	4920,5	2119,7	1860,4
2023	1884,0	8643,9	5164,1	2089,9	1846,7
Total	9716,3	46038,1	26611,4	12632,2	10293,4
Caso URE/ Base [pu]	1,00	4,74	2,74	1,30	1,06

4.2. Escenario de demanda con URE admisible y reajuste de cupos de GN

En función de la curva correspondiente de CMO para el Caso 4 (ver Figura 11), se observa que durante los primeros meses del año 2019 y hasta mediados del año 2021, existen picos en ciertos momentos del año que no se advierten para el Caso Base. Estos aumentos del CMO se deben a la necesidad del sector de generación de recurrir al uso de hidrocarburos líquidos por agotamiento del cupo de GN programado para esas semanas del año. Por estos motivos, como ajustes finales del modelo URE en la programación estacional del SADI, se realiza una redistribución de los cupos de GN programados semanalmente con el objeto de evitar y/o reducir esas fluctuaciones indeseadas (ver Figura 12).

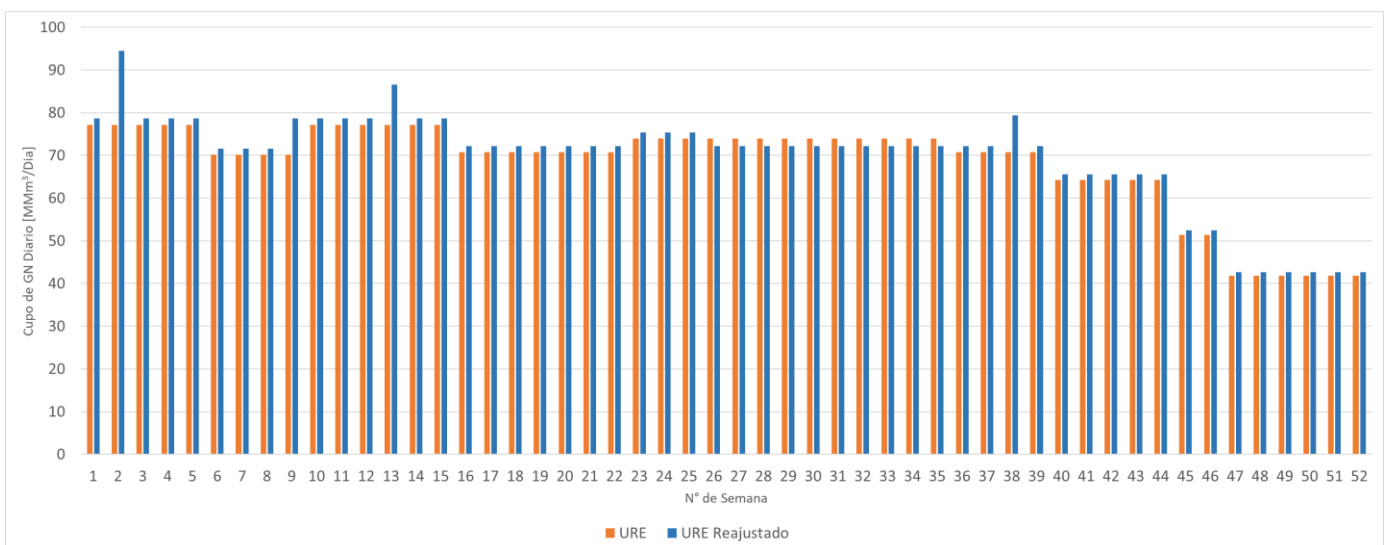


Figura 12. Comparación de cupos de GN diarios programados para caso URE y caso URE ajustado, año 2019.



UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
 ARGENTINA
 SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

4.3. Impacto del nivel de URE admisible en las principales variables de la programación estacional del SADI

En comparación con el Caso Base, las curvas de carga estimada del SADI para el escenario electrointensivo presentan un crecimiento de la demanda generado por el reemplazo parcial de los gasodomésticos por electrodomésticos en el sector residencial (ver Figura 13).

Respecto a la generación de energía eléctrica por tipo de fuente, los resultados de simulación de la programación estacional del SADI obtenida destacan el predominio de la generación térmica por encima del resto de las fuentes, aumentando su participación promedio, en al menos un 5% respecto al Caso Base (ver Figura 14).

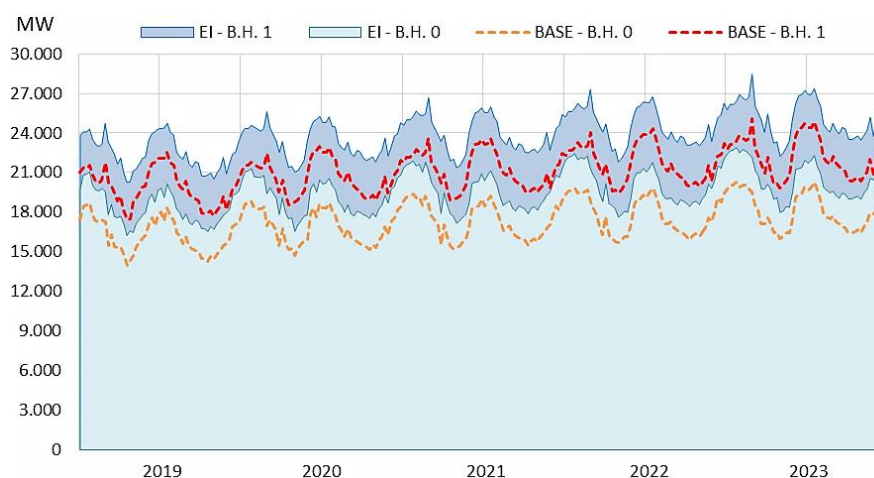


Figura 13. Proyección de la demanda del SADI para Caso 4 y Caso Base.

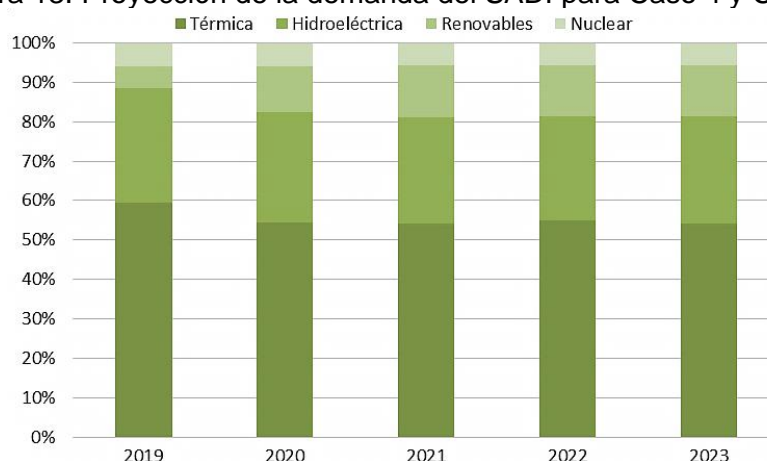


Figura 14. Proyección de la generación de energía eléctrica según fuente para Caso 4.

**UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6**

Planificación de la demanda y las redes

Para el período de estudio, las fuentes renovables serán las únicas tecnologías cuya participación aumentaría significativamente en el aporte energético al sistema eléctrico a partir del año 2020, cuando entren en vigencia la gran mayoría de los proyectos adjudicados. No obstante, su aporte -en términos porcentuales-, en el caso del escenario electrointensivo, será menor en comparación al caso Base (ver Figura 15). Los datos reflejan que la generación térmica con combustibles fósiles se consolida nuevamente como la fuente primordial de obtención de energía eléctrica en el escenario electrointensivo, inclusive aumentando su participación respecto del Caso Base, cuestión que a priori puede parecer negativa, pero que en realidad se debe al fuerte desplazamiento en el uso de DO y FO debido al nuevo stock de GN disponible.

Para el Caso 4, las proyecciones sobre la generación termoeléctrica con combustibles fósiles para el período 2019-2023, presentan una participación casi exclusiva del GN, donde el acumulado de la energía obtenida a partir del DO, FO y carbón, solo representa el 0,75% de la oferta energética total del sector.

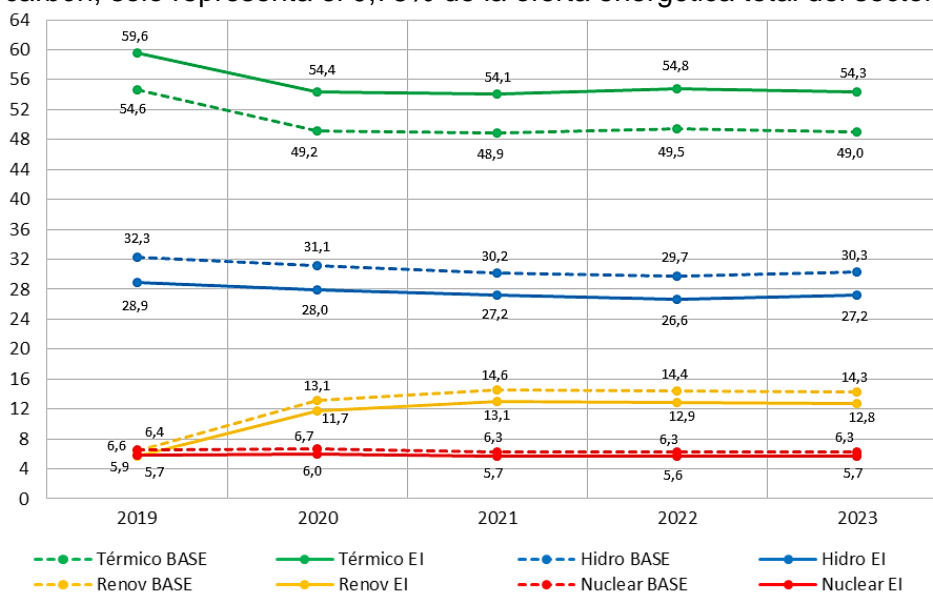


Figura 15. Proyecciones de participación de generación de energía eléctrica por tipo de fuente para Casos Base y 4 (URE).

Respecto del caso Base, en el escenario electrointensivo la participación del GN en la generación de energía a nivel país aumentaría casi un 6% durante el período 2019-2023, consumiéndose en promedio un 26,7% más GN (ver Figura 16).

Las proyecciones muestran que el total de GN utilizado en el sector termoeléctrico resulta menor que el stock garantizado en la Tabla 5, lo que denota el hecho de que las centrales generadoras van a poder contar con un volumen del recurso mayor al requerido por el sector para suministrar gran parte de la demanda energética extra introducida en el escenario electrointensivo.

Se evidencia entonces la adecuada capacidad técnica que posee la generación térmica para afrontar el cambio energético propuesto, siempre y cuando se cumplan las estimaciones sobre el correcto desarrollo de la matriz energética nacional y la disponibilidad del volumen necesario del recurso.

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

Para el caso electrointensivo, el uso del DO disminuye en un 30,3% respecto de la proyección para el Caso Base. En lo que respecta al FO, en el caso electrointensivo, el uso de este combustible se reduce un 90,8% respecto de las estimaciones del Caso Base.

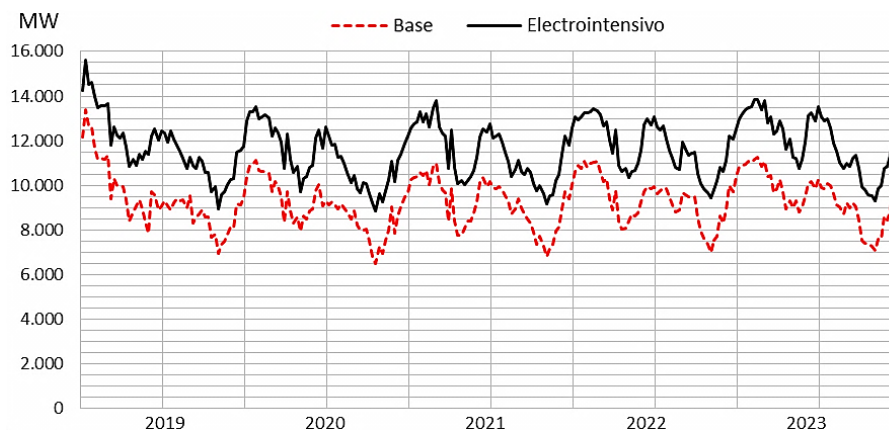


Figura 16. Proyecciones de generación a partir de GN para los Casos Base y 4 (URE)

Con respecto a las emisiones de CO₂, el escenario de URE implica un descenso de las emisiones provenientes del DO y FO, mientras que ocurre lo contrario para el GN, cuyo consumo aumenta, y con ello los niveles de emisión de CO₂ que derivan de su utilización. El problema recae en el hecho de que los volúmenes de combustibles líquidos y sólidos consumidos en el escenario Base son muy pequeños en comparación con los del GN. Como resultado final, las emisiones de CO₂ para el escenario electrointensivo, serán mayores que las estimadas para el escenario Base (ver Figura 17). Si bien con el cambio propuesto el resultado es una matriz de generación más contaminante, según las estimaciones oficiales, se debe considerar que una determinada cantidad de hogares a nivel nacional dejaría de consumir GN, con lo cual las emisiones procedentes del sector residencial disminuirían. Esto implica que sería necesario realizar un estudio más minucioso sobre el consumo de GN a nivel residencial para el escenario electrointensivo, cuestión no incluida en el alcance de este estudio. Las proyecciones del CMO durante el período 2019-2023, para escenarios de pico de ambos casos de estudio (ver Figura 18), permiten inferir que al disminuir fuertemente la utilización de combustibles líquidos y redistribuir los cupos de GN en el sector de generación, se eliminan los picos que el CMO adquiriría durante los meses de invierno, y aunque para el escenario electrointensivo este valor sea más alto durante gran parte del año en comparación con el caso Base; el análisis global del CMO resulta un 3,8% más económico que el caso Base, mostrando finalmente la viabilidad económica del estudio.

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

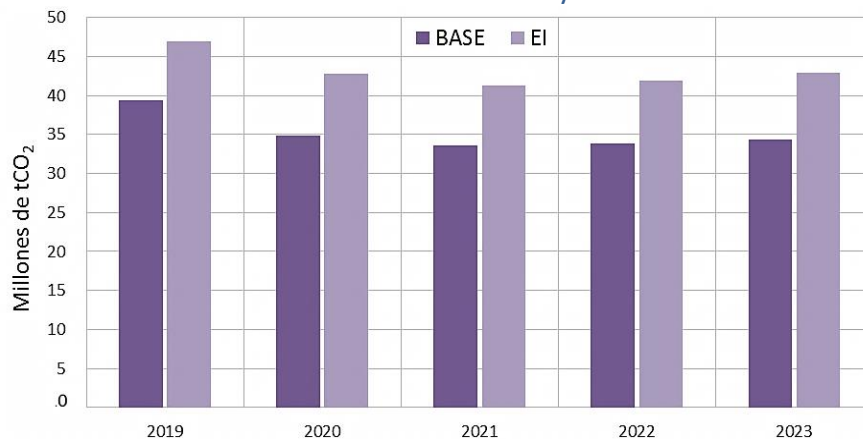


Figura 17. Proyecciones de los volúmenes de emisión de CO₂ para casos Base y 4 URE

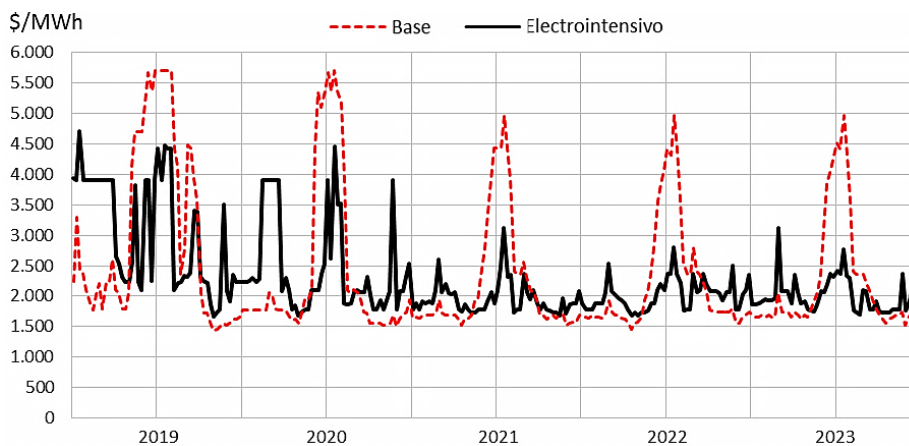


Figura 18. Comparación del CMO para Caso Base y 4 URE ajustado.

Finalmente, al igual que en el caso Base, los resultados de las simulaciones del Caso 4 de URE ajustado presenta una reserva de potencia térmica disponible mucho mayor al 7,2% exigido por CAMMESA (ver Figura 19) y no se presentan fallas durante la operación del sistema. Por lo tanto, puede afirmarse que los sectores de generación y transporte de energía a nivel nacional, están correctamente preparados para abastecer la demanda proyectada para el escenario electrointensivo propuesto.

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

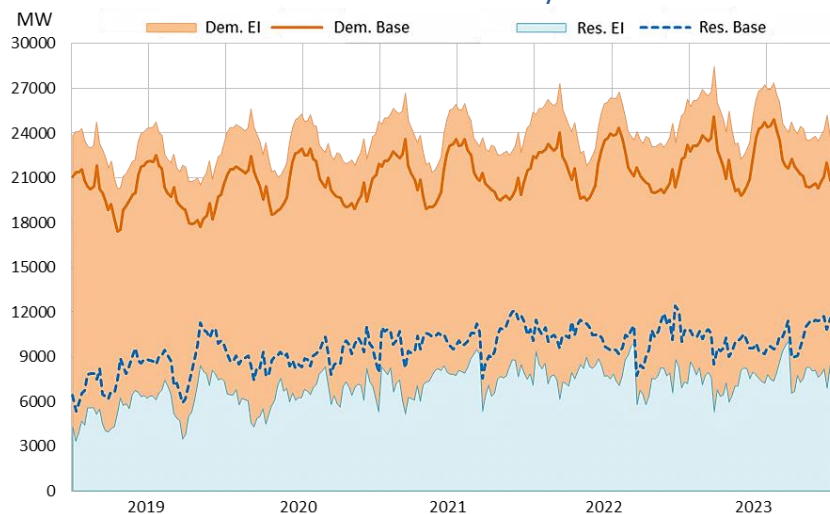


Figura 19. Proyecciones de demanda y reservas de potencia térmica para los escenarios Base y Electrointensivo.

5. CONCLUSIONES

El análisis global de la matriz de generación de energía eléctrica actual y futura de Argentina y el estudio del desagregado de la demanda y consumo de GN a nivel nacional, permite corroborar que en el país, el recurso gasífero disponible es suficiente como para plantear un desplazamiento total del consumo de hidrocarburos líquidos y sólidos en el sector termoeléctrico, y en conjunto con el fuerte desarrollo de las energía renovables, cambiar los paradigmas de consumo energético a nivel país, dando cuenta de que a corto plazo, el GN y los recursos renovables potencialmente se van a convertir en las dos fuentes principales de abastecimiento energético.

Se concluye entonces que resulta viable un escenario electrointensivo durante el período 2019-2023, donde el reemplazo de usuarios conectados a la red de GN sería parcial.

El caso electrointensivo viable corresponde a un escenario de ingreso de 670.000 usuarios electrointensivos (equivalente al 7% de la demanda de usuarios residenciales) con una potencia unitaria extra de 2,59 [kW] a la matriz en 2019, convirtiéndose esa cifra en 750.000 en el año 2023.

En estas condiciones, la demanda de energía comenzaría con un aumento inicial del 10,8% hasta llegar a un 11% para el final del período de estudio.

La nueva matriz de generación planteada para el escenario electrointensivo, con el desplazamiento casi total del DO, FO y carbón, y con un correcto manejo del stock disponible del GN, implica una operación más económica del sistema, con un CMO menor con respecto al escenario Base.



"Innovación y Tecnología como
Impulsores del Desarrollo
Sustentable del Sector"

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
31 de Octubre al 2 de Noviembre de 2022
Buenos Aires Marriott Hotel, República Argentina

www.cidel2022.com

UTN – FACULTAD REGIONAL SANTA FE – CIESE
ARGENTINA
SESION 6

Planificación de la demanda y las redes

6. REFERENCIAS

- [1] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNEA), (2018). Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina, vol. 215, pp 1-28.
- [2] BRITISH PETROLEUM, (2019). BP Energy Outlook Edición 2019, pp 1-72.
- [3] Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM), (2018). Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica, pp1-58.
- [4] CODESEIRA, L. (2013). Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis de Maestría Interdisciplinaria en Energía, Universidad de Buenos Aires, pp: 1-98
- [5] Nordic Energy. (2017). Flexible demand for electricity and power. Barriers and opportunities. Vol 2017:567, pp: 1-83.
- [6] Fernández, B. (21/08/2015). En Ciudad, 70% de nuevos edificios son eléctricos. *Ámbito*. Disponible en web: <https://www.ambito.com/edicion-impresia/en-ciudad-70-nuevos-edificios-son-electricos->. (28/06/2020).
- [7] Maggi, N. (15/07/2018). En Rosario ya hay 130 edificios que únicamente utilizan electricidad, *La Capital*. Disponible en web: <https://www.lacapital.com.ar/la-ciudad/en-rosario-ya-hay-130-edificios-que-unicamente-utilizan-electricidad->. (28/06/2020).
- [8] CAMMESA. (2020). Base de Datos Modelo Visual Margo. Disponible en web: <https://portalweb.cammesa.com/>. (28/06/2020).
- [9] Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM), (2017). Escenarios Energéticos 2030, pp1-67.
- [10] CAMMESA. (2011). Los Procedimientos, Anexo 36: Servicio de reservas de corto y mediano plazo. Pp: 1-36
- [11] Ministerio de Desarrollo Productivo (MDP). (2020). Consumo básico de electrodomésticos. Disponible en la web: <https://www.argentina.gob.ar/enre/uso-eficiente-y-seguro/consumo-basico-electrodomesticos>. (28/06/2020).
- [12] INDEC. (2010). Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, Edición 2010. Vol. 2, Pp: 1-390.
- [13] EDENOR. (2015). Cálculo de consumos de edificios residenciales. Pp: 1-10