

**PROCESO ADSERH-4-CD-CF**

**FUNDACIÓN BARILOCHE**

Proyecto: apoyo al Desarrollo Sostenible de las Energías Renovables en Honduras  
**ATN/SX-16689-HO**

**Prospectiva Energética de Honduras**

**2017-2038**

**Tegucigalpa, Honduras, 20 de diciembre de 2019**

**Escenarios y Resultados**

**Informe Final**

## INDICE

|  | <b>Página</b> |
|--|---------------|
| <b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>   | <b>1</b>      |
| <b>2. OBJETIVO Y PRINCIPALES TAREAS DESARROLLADAS EN EL MARCO DEL ESTUDIO.....</b> | <b>1</b>      |
| <b>3. ESCENARIOS .....</b>   | <b>2</b>      |
| 3.1 Escenario Socioeconómico.....  | 2             |
| 3.1.1. Escenario Socioeconómico Tendencial.....                                    | 2             |
| 3.1.1.1. Hipótesis Globales .....  | 2             |
| 3.1.1.2. Honduras.....   | 2             |
| 3.1.2. Escenario Socioeconómico Alternativo .....                                  | 3             |
| 3.1.2.1. Hipótesis globales .....  | 3             |
| 3.1.2.2. Honduras.....   | 3             |
| 3.2 Escenarios Energéticos.....  | 4             |
| 3.2.1. Escenario Energético Tendencial - Demanda .....                             | 4             |
| 3.2.2. Escenario Energético Alternativo - Demanda.....                             | 5             |
| 3.2.3. Escenario Energético - Oferta.....  | 6             |
| <b>4. RESULTADOS DEMANDA .....</b>   | <b>8</b>      |
| 4.1 Resultados demanda Tendencial .....  | 8             |
| 4.2 Resultados demanda Alternativo.....  | 10            |
| 4.3 Resultados oferta .....  | 13            |
| <b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>                                      | <b>30</b>     |

INDICE DE CUADROS

|   | <b>PÁG.</b> |
|---|-------------|
| Cuadro 3.1. Escenario Socioeconómico Tendencial. Honduras.....                                    | 3           |
| Cuadro 3.2. Escenario Socioeconómico Alternativo. Honduras .....                                  | 4           |
| Cuadro 3.3. Resumen de las medidas en Demanda Escenario Energético Tendencial – Alternativo ..... | 6           |
| Cuadro 3.4. Representación en LEAP .....  | 8           |

**INDICE DE GRÁFICOS**

|  | <b>PÁG.</b> |
|--|-------------|
| Gráfico 4.1. Evolución de la demanda de energía por sector Escenario Tendencial .....                | 9           |
| Gráfico 4.2. Evolución de la demanda de energía por fuentes Escenario Tendencial .....               | 9           |
| Gráfico 4.3. Ahorros de energía por medida Escenario Tendencial .....                                | 10          |
| Gráfico 4.4. Evolución de la demanda de energía por sector Escenario Alternativo .....               | 11          |
| Gráfico 4.5. Evolución de la demanda de energía por fuentes Escenario Alternativo .....              | 11          |
| Gráfico 4.6. Ahorros de energía por medida Escenario Alternativo .....                               | 12          |
| Gráfico 4.7. Ahorros de energía por medida Escenario Alternativo al 2038 .....                       | 13          |
| Gráfico 4.8. Proyección de potencia y energía según escenario .....                                  | 13          |
| Gráfico 4.9. Incorporaciones propuestas totales según escenario.....                                 | 14          |
| Gráfico 4.10. Incorporaciones propuestas – Escenario de expansión de Políticas (DEMOF) .....         | 15          |
| Gráfico 4.11. Incorporaciones totales 2018-2029 comparación con los escenarios ODS .....             | 16          |
| Gráfico 4.12. Evolución de la matriz de generación escenario ALT Políticas DEMOF.....                | 17          |
| Gráfico 4.13. Evolución de los insumos de generación escenario Políticas DEMOF .....                 | 17          |
| Gráfico 4.14. Ejemplo de análisis de despacho .....  | 18          |
| Gráfico 4.15. Proyección para calibración de ENS .....   | 19          |
| Gráfico 4.16. Evolución esperada del margen de reserva según calibración de ENS .....                | 20          |
| Gráfico 4.17. Proyección de factor de uso de la planta de GNL según escenario .....                  | 21          |
| Gráfico 4.18. Evolución de la renovabilidad en la generación según escenario .....                   | 23          |
| Gráfico 4.19. Proyección del costo medio eléctrico contexto Escenario Alternativo.....               | 24          |
| Gráfico 4.20. Proyección del costo medio eléctrico contexto Escenario Tendencial .....               | 24          |
| Gráfico 4.21. Proyección de las emisiones específicas eléctricas por escenario .....                 | 25          |
| Gráfico 4.22. Proyección del consumo específico eléctrico según escenario .....                      | 25          |
| Gráfico 4.23. Evolución esperada de las emisiones GEI eléctricas según escenario .....               | 26          |
| Gráfico 4.24. Evolución esperada de las emisiones GEI totales .....                                  | 26          |
| Gráfico 4.25. Evolución proyectada de los costos totales comparados al escenario referencial .....   | 27          |
| Gráfico 4.26. Oferta bruta interna del año base y horizonte según escenario .....                    | 28          |
| Gráfico 4.27. Balance energético en formato de flujo de energía – Año Base 2017 .....                | 29          |
| Gráfico 4.28. Balance energético en formato de flujo de energía – Esc. ALT Políticas DEMOF 2038..... | 29          |

## 1. Introducción

En el marco del presente estudio, se ha actualizado la prospectiva energética de la República de Honduras, con el fin de desarrollar una herramienta computacional que le permita a la SEN evaluar los impactos de diversas medidas de política energética desde la demanda, así como los impactos de diferentes planes de expansión eléctrica oficiales (ODS) o propios.

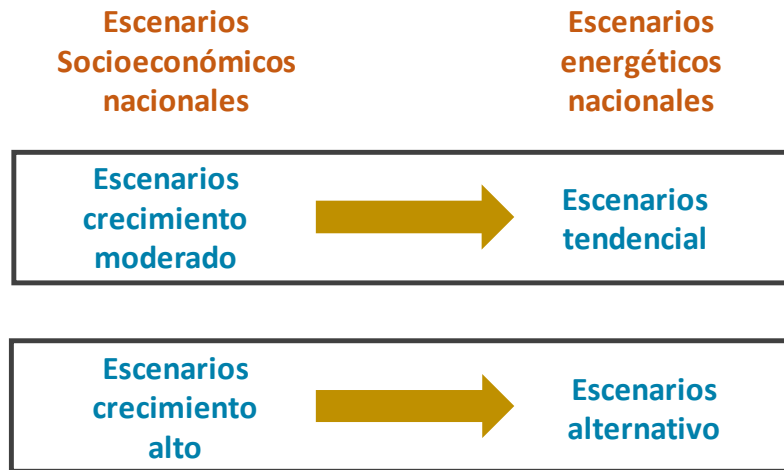
En tal sentido, con la asistencia del LEAP, se llevó a cabo una modelización integral del sistema energético nacional, desagregando la información a nivel de usos y tecnologías, en aquellos sectores de la demanda en los que se contó con información, y por el lado de la oferta representando los diferentes centros de transformación, haciendo foco en la generación de electricidad y en la potencial planta de regasificación de gas natural licuado.

## 2. Objetivo y Principales Tareas desarrolladas en el marco del Estudio

- ✓ **Actualización de la prospectiva energética** de Honduras, período 2017-2038.
- ✓ Para ello se consideraron los antecedentes de la **modelística energética** llevada a cabo oportunamente por FB y la SEN.
- ✓ Asimismo, se llevó a cabo una recopilación de estudios e informes nacionales e internacionales, que junto a **consultas y el trabajo en conjunto realizado con el equipo de la DNPEPES**, durante la estadía de investigadores de FB en Tegucigalpa del 04 al 13 de diciembre de 2019, lo que permitió definir los escenarios y la modelística que aquí se presentan.
- ✓ En el marco del presente proyecto se llevó a cabo una **capacitación en el uso del modelo LEAP** y una socialización de los resultados alcanzados. En dicha actividad participaron **16 profesionales** nacionales, representantes entre otras de las siguientes instituciones: ENEE-Distribución, ENEE-Generación, ODS, IHTT, CREE, Dirección General de electricidad y mercado de la SEN.

### 3. Escenarios

Se elaboraron **dos escenarios socioeconómicos** con sus respectivos **escenarios energéticos**:



#### 3.1 Escenario Socioeconómico

##### 3.1.1. Escenario Socioeconómico Tendencial

###### 3.1.1.1. Hipótesis Globales

A continuación se resumen las principales características de dicho escenario:

- ✓ Tasa de crecimiento de la **economía mundial** en el largo plazo se mantendrá cercana a los **3,3% a.a. hacia el año 2030 / 2,5% a.a.** hacia el año 2040.
- ✓ Se estima un escenario de retorno a precios elevados para el petróleo que lleva su valor a los **134 USD/barril en el año 2040** (escenario Current Policies **WEO IAE 2019**).
- ✓ Si bien con una desaceleración de sus economías en el corto/mediano plazo, **China e India se mantienen como los ejes** principales del crecimiento mundial.
- ✓ **Estados Unidos** presentará una tasa de crecimiento que rondará entre los **1,9 y 2,2% hacia 2040** (DOE/IEA, 2016).

###### 3.1.1.2. Honduras

- ✓ La economía **hondureña depende de Estados Unidos en tres planos**: intercambio comercial (tanto origen de importaciones, como destino de exportaciones), turismo y en origen de remesas.
- ✓ La tasa de crecimiento propuesta del **3,4% a.a.** para el período 2017 a 2038.

- ✓ Se propone así un **incremento moderado del PIB**, con un cierto grado de aumento de la industria destinada al consumo local, ante el aumento en el nivel de ingreso.
- ✓ No se aprecian cambios estructurales en la conformación del PIB.

**Cuadro 3.1. Escenario Socioeconómico Tendencial. Honduras**

|   | 2017    | Escenario Tendencial |         |         |         |                 |
|---|---------|----------------------|---------|---------|---------|-----------------|
|   |         | 2023                 | 2028    | 2033    | 2038    | tasa a.a. 17/38 |
| <b>Hogares</b> (miles)  | 2.060   | 2.488                | 2.860   | 3.288   | 3.780   | 2,9%            |
| <b>Producto Interno Bruto</b> (10 <sup>6</sup> lempiras)          | 206.953 | 255.273              | 305.901 | 359.333 | 416.566 | <b>3,4%</b>     |
| <b>PIB/habitante</b> (lempiras)                                   | 23.358  | 26.195               | 29.192  | 32.118  | 35.181  | 2,0%            |
| <b>Agro, Extractivas, sector 1ario</b> (10 <sup>6</sup> lempiras) | 28.859  | 33.986               | 39.137  | 44.198  | 49.155  | 2,6%            |
| <b>Industrias Manufactureras</b> (10 <sup>6</sup> lempiras)       | 37.579  | 44.407               | 51.256  | 57.986  | 64.568  | 2,6%            |
| <b>Comercial Público y Servicios</b> (10 <sup>6</sup> lempiras)   | 129.824 | 163.469              | 199.250 | 237.879 | 280.349 | 3,7%            |

### 3.1.2. Escenario Socioeconómico Alternativo

#### 3.1.2.1. Hipótesis globales

- ✓ Este escenario asume tasas de **crecimiento mundial superiores al anterior** en una banda que podría llegar al **4% a.a.**, en el mediano plazo y al **3% en el largo plazo**.
- ✓ Se estima un escenario de **precios de crudo moderados**, que lleva a un valor congruente con los **10<sup>3</sup> USD/barril en el año 2040** (escenario Stated Policies **WEO IAE 2019**).
- ✓ Este escenario, **más optimista**, se basa en la posibilidad de una **recuperación de los países en desarrollo** más importantes, en especial **China, India y Brasil**.

#### 3.1.2.2. Honduras

- ✓ La tasa de crecimiento de **Estados Unidos**, podría superar los **2,5% hacia el 2040** (DOE/IEA).
- ✓ A nivel nacional, se espera **un mayor crecimiento de la industria**, algunos servicios, y otros sectores.
- ✓ Tasa de crecimiento propuesta: **4,1% a.a.** para el período 2017 a 2038, con un **mayor crecimiento** entre 2024-2030 (**4,4% a.a.**).

- ✓ Se observa en este escenario una mayor participación del sector industrial dentro de la estructura del PIB.

**Cuadro 3.2. Escenario Socioeconómico Alternativo. Honduras**

|  | 2017    | Escenario Tendencial |         |         |         |                 |
|--|---------|----------------------|---------|---------|---------|-----------------|
|  |         | 2023                 | 2028    | 2033    | 2038    | tasa a.a. 17/38 |
| <b>Hogares</b> (miles)   | 2.060   | 2.488                | 2.860   | 3.288   | 3.780   | 2,9%            |
| <b>Producto Interno Bruto</b> (10 <sup>6</sup> lempiras)           | 206.953 | 257.464              | 318.703 | 391.868 | 479.064 | 4,1%            |
| <b>PIB/habitante</b> (lempiras)                                    | 23.358  | 26.420               | 30.414  | 35.026  | 40.459  | 2,7%            |
| <b>Agro</b> , Extractivas, sector 1ario (10 <sup>6</sup> lempiras) | 28.859  | 33.612               | 39.200  | 45.532  | 52.697  | 2,9%            |
| <b>Industrias</b> Manufactureras (10 <sup>6</sup> lempiras)        | 37.579  | 47.121               | 58.637  | 72.355  | 88.627  | 4,2%            |
| <b>Comercial</b> Público y Servicios (10 <sup>6</sup> lempiras)    | 129.824 | 162.147              | 201.235 | 247.853 | 303.247 | 4,1%            |

### 3.2 Escenarios Energéticos

- ✓ Se analizaron **20 medidas del lado de la Demanda** (6 en Residencial, 6 Transporte, 3 Industria, 3 Comercio y Servicios, 1 Otros Sectores y 1 en No Energético).
- ✓ Tanto en el Tendencial como en el Alternativo se plantean el mismo tipo de medidas, sólo que en el Alternativo la penetración de las mismas será mayor en el Alternativo respecto del Tendencial, debido a las mejores condiciones económicas que supone el Alternativo.

#### 3.2.1. Escenario Energético Tendencial - Demanda

Detalle de **las principales medidas**:

- ✓ Se espera que el consumo de la leña en los hogares decrezca por sustitución por electricidad y GLP, así como también por el reemplazo que impulsa el Gobierno de fogones convencionales por ecofogones, incorporando unos 500.000 adicionales hacia 2038. Se proponen además mejoras en los consumos específicos de estufas de 5%. Penetración de estufas EE y GLP.
- ✓ Se plantea que a partir del plan del Gobierno de penetración de lámparas LED en los hogares, se alcance un 80% de participación de las LED en el 2038.



- ✓ Se proponen **mejoras en los rendimientos en:** refrigeradores, aires acondicionados, en electrodomésticos y en estufas.
- ✓ En cuanto al acceso a la energía eléctrica, al año 2038 solo el **1% de la población urbano** no tendrá acceso y el **12,1% del rural** no tendrá acceso.
- ✓ Penetración del **5% en volumen de los biocombustibles** al 2038.
- ✓ **Leve Electromovilidad en el Transporte** (5% en automóviles y 1% en camionetas y autouses, 5% en motocicletas), al año 2038.
- ✓ **Penetración de GLP en el sector Transporte y mejoras en los consumos específicos** (12% gasolina y 14% diesel), así como en el marítimo y aéreo.
- ✓ Entrada del **BTR en 2023**.
- ✓ Mejoras en la **eficiencia de alumbrado público** por impacto de ampliación de programa Honduras Brilla (**200.000 LED** en 2038).
- ✓ **Mejoras en la eficiencia de los usos calóricos** (8%) y eléctricos (10%) en el **comercial y servicios**.
- ✓ **Mejoras en la eficiencia en la industria** del 7%.

### 3.2.2. Escenario Energético Alternativo - Demanda

Detalle de las **principales medidas**:

- ✓ Se espera que el **consumo de la leña decrezca aún más** por **sustitución con estufas a electricidad y GLP**, así como también por el reemplazo que impulsa el Gobierno de fogones convencionales por ecofogones, alcanzando **1.100.000 ecofogones en 2030**. Se proponen además **mejoras en los consumos específicos de estufas** del 5%.
- ✓ Se plantea que a partir del plan del Gobierno de penetración de **lámparas LED en los hogares**, se alcance un **100% de participación de las LED en el 2038**.
- ✓ Se proponen **mejoras aún mayores en los rendimientos de:** refrigeradores, aires acondicionados, en electrodomésticos y en estufas, a consecuencia de la aplicación de una ley de etiquetado.
- ✓ Se logra el **acceso a la electricidad al 100% de la población tanto urbana como rural en 2030**.
- ✓ Penetración del **10% en volumen de los biocombustibles**.
- ✓ **Mayor Electromovilidad en el Transporte** (10% en automóviles híbridos, 5% eléctricos, y 3% en camionetas y autobuses (5%) y 8% en motocicletas), al año 2038.
- ✓ **Mayor Penetración de GLP en el sector Transporte y mejoras en los consumos específicos** (20% gasolina y 24% diesel), así como en el marítimo y aéreo.

- ✓ **Entrada del BTR en 2023** y expansión en **2030 y 2038**.
- ✓ Mejoras en la eficiencia de alumbrado público por impacto de ampliación de programa Honduras Brilla (**400.000 LED en 2038**).
- ✓ **Mejoras en la eficiencia de los usos calóricos (12%) y eléctricos (20%) en el comercial y servicios.**
- ✓ **Mejoras en la eficiencia en la industria del 12%.**

### Cuadro 3.3. Resumen de las medidas en Demanda Escenario Energético Tendencial – Alternativo

|  |
|--|
| RE: Mej Refrigeracion TEN                      |
| RE: Mej AC TEN                                 |
| RE: Mej Electrodomesticos TEN                  |
| RE: Mej Iluminacion TEN                        |
| RE: Mej CE Coccion TEN                         |
| RE: Ecofogones TEN                             |
| RE: Ecofogon y sust energeticos TEN            |
| TR: Biocombustibles TEN                        |
| TR: Electromovilidad TEN                       |
| TR: Penetracion GLP Transp TEN                 |
| TR: Mej CE carretero TEN                       |
| TR: Mej CE avion maritimo TEN                  |
| TR: Btr TEN                                    |
| TR: Combinado Eficiencia y Btr TEN (A)         |
| CS: Mej CE calorico TEN                        |
| CS: Alumbrado Publico TEN                      |
| CS: Mej efic EE Comercial TEN                  |
| IN: Sust energeticos Industria TEN             |
| IN: Biocombustibles Industria TEN              |
| IN: Mej efic Industria TEN                     |
| NE: Mej efic No_energetico TEN                 |
| OS: Sust energeticos y efic Otros Sectores TEN |

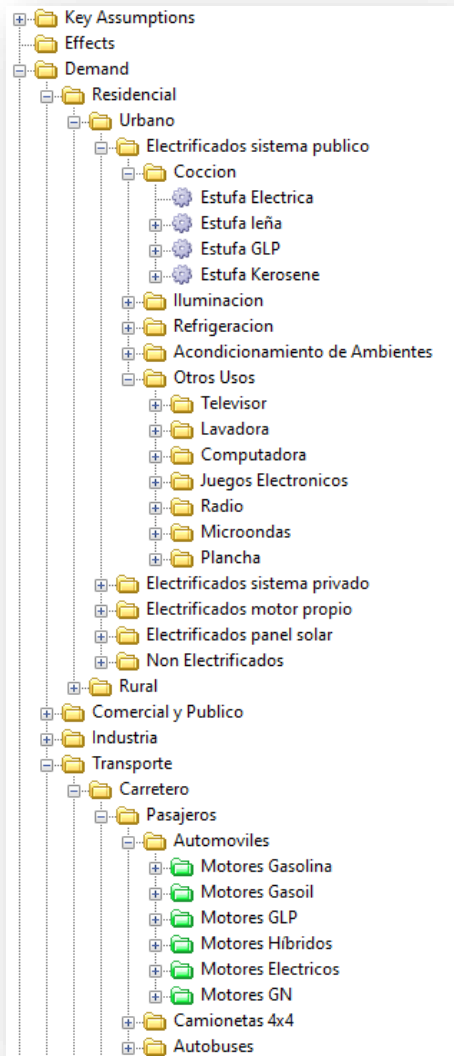
### 3.2.3. Escenario Energético - Oferta

- ✓ Se exploran los requerimientos de energía y potencia de los diferentes escenarios de demanda
- ✓ La discretización temporal usada contiene 145 bloques de demanda
  - ✓ Compuestos por 12 bloques diarios de dos horas c/u y 12 meses del año
  - ✓ Un bloque adicional de 1 hora con la demanda máxima anual
  - ✓ Los usos eléctricos se estimaron sobre dicha discretización reconstruyendo curvas de carga por uso y sectoriales
- ✓ Se encuentran modelados los cinco escenarios de expansión eléctrica propuestos por el ODS, tanto para ser evaluados en el contexto macroeconómico Tendencial como Alternativo.

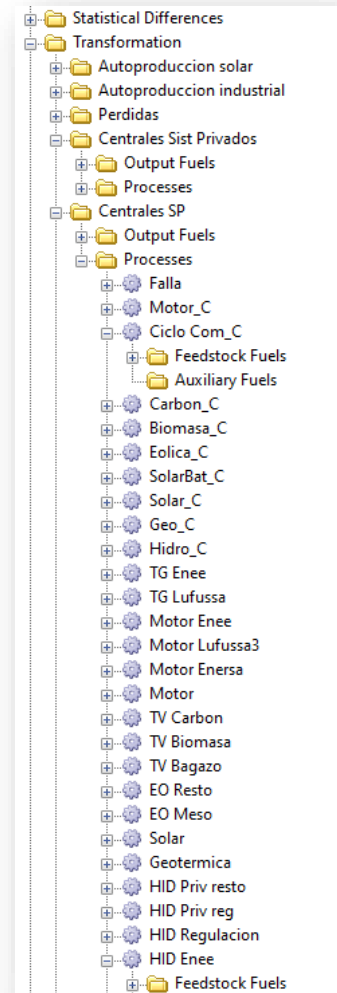
- ✓ Se encuentra modelado un escenario de baja disponibilidad hidroeléctrica “Seco” para reflejar una situación de mayor f.u. del parque térmico y dimensionamiento del respaldo, aplicable a todos escenarios analizados.
- ✓ Se modela la planta de regasificación y su utilización en los diferentes escenarios que la requieren.
- ✓ Se explora un escenario de optimización eléctrica para comparar y reforzar los hallazgos que surgen del analizar los escenarios ODS.
- ✓ La electricidad demandada por los sectores aislados, de sistemas privados y la autoproducción industrial se modela de forma independiente estableciendo un energético para reflejar cada una de dichas electricidades por separado, esto permite establecer metas y detalles específicos para cada tipo de generación (AP, Sist. Privados, Solar). Asociado a cada electricidad se configuró un centro de transformación para abastecer dicho combustible modelando allí las necesidades de equipamiento que cada proyección de demanda requiere. Este enfoque permite modelar la incorporación de sistemas aislados al SIN y al sustituir participaciones relativas de diferentes módulos homogéneos.
- ✓ Se modelan los procesos de transformación de biomasa a biocombustibles y de biogas, para a partir de los mismos estimar los requerimientos de materia prima necesaria de cada escenario
- ✓ Se incluyeron indicadores que a partir de las estimaciones de los requerimientos asocian superficies en hectáreas necesarias para su producción. Esto permite la visualización inmediata del impacto de las metas de biocombustibles así como de diferentes políticas de sustitución de biomasa.
- ✓ Se incluyen los costos de todos los eslabones de producción de electricidad, importación y regasificación del gas natural e importación de los derivados para consumo intermedio y final
- ✓ Se formula un escenario de política energética de oferta (“Política DEMOF”) conteniendo elementos de todos los escenarios y buscando el equilibrio entre las diferentes dimensiones, que equipara a los escenarios
- ✓ Se formulan sobre los escenarios tendencial y alternativo (“TEND y ALTE Socio” respectivamente) expansiones referenciales de *no* política para comparar dichas expansiones referenciales de arrastre con el escenario de políticas, así como con los escenarios de expansión ODS.
- ✓ Se formula sobre cada escenario analizado su situación de escenario “Seco” para explorar sus consecuencias

Cuadro 3.4. Representación en LEAP

## Demanda



## Oferta



## 4. Resultados demanda

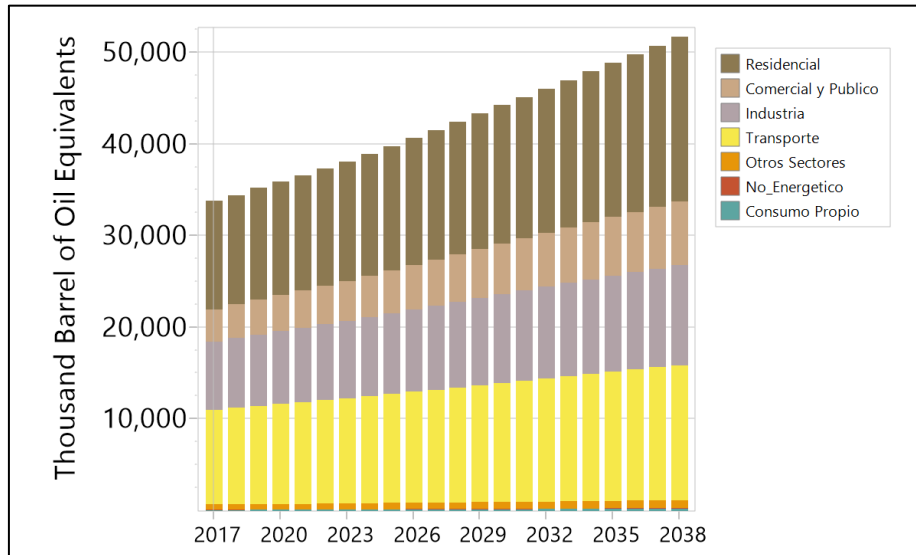
Cabe destacar que los resultados de la demanda se presentarán comparando los resultados del escenario Tendencial Políticas contra el escenario Tendencial Socio (el cual considera el crecimiento de las variables socioeconómicas pero no plantea cambios desde el punto de vista energético, en cuanto a mejoras de los consumos específicos, penetración de nuevas fuentes o la introducción de nuevas tecnologías). En el caso del Alternativo las comparaciones son entre el Alternativo Políticas y el Alternativo Socio.

### 4.1 Resultados demanda Tendencial

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de la demanda de energía en un escenario Tendencial. Se observa que la demanda final de energía crece al 2,8% a.a. en el Tendencial Socio, mientras que el

**Tendencial Políticas al 2% a.a.** Aplicando las medidas propuestas en demanda, se logra un ahorro de energía al 2038 del **8,322 Kbeq**, del orden del **14%**. Por otra parte, no se logra una disminución de la participación de la leña, dado que continúa entorno al 30% durante todo el período.

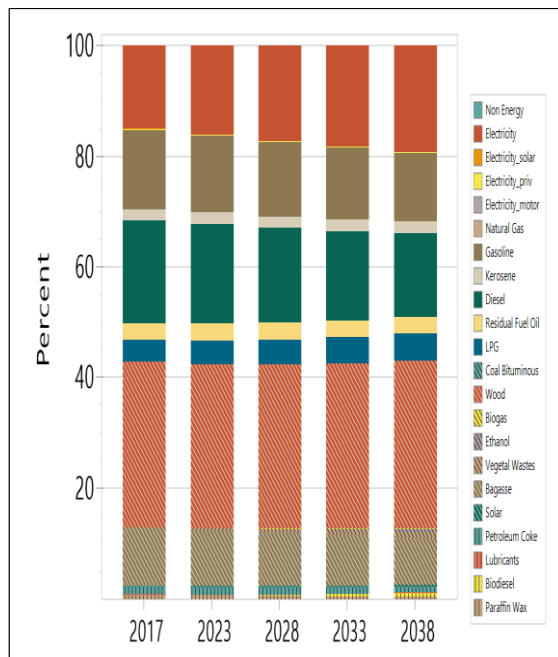
**Gráfico 4.1. Evolución de la demanda de energía por sector Escenario Tendencial**



Se aprecia además que no habría cambios estructurales significativos tanto en la composición de la demanda por sector como por fuente, a consecuencia de las hipótesis de un escenario Tendencial que desde lo socioeconómico no plantea cambios estructurales.

**Gráfico 4.2. Evolución de la demanda de energía por fuentes Escenario Tendencial**

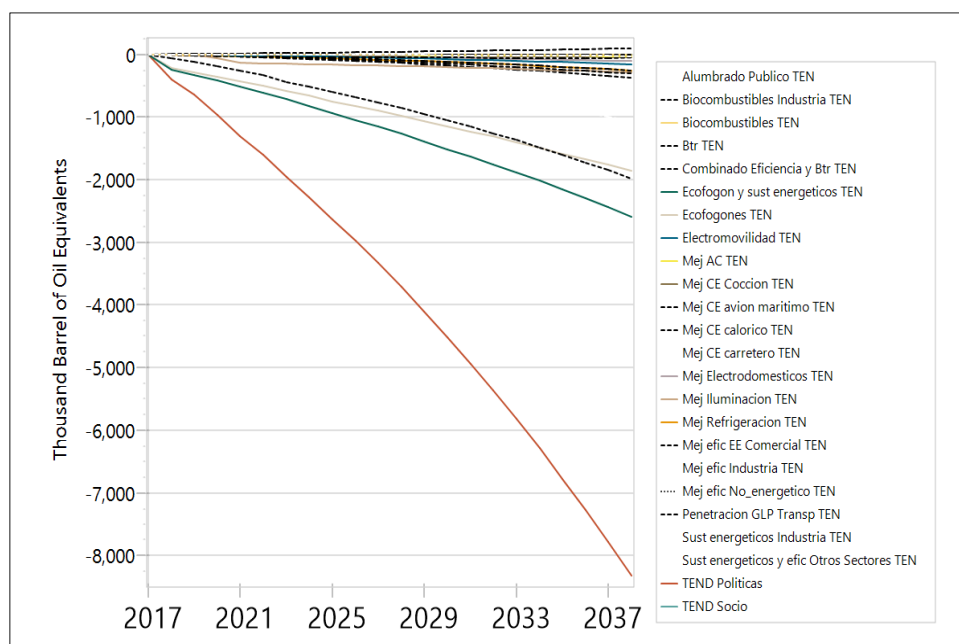
| Fuels             | 2017           | 2023           | 2028           | 2033           | 2038           |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Non Energy        | -              | -              | -              | -              | -              |
| Electricity       | 5,034.         | 6,069.         | 7,228.         | 8,481.         | 9,839.         |
| Electricity_solar | 10.            | 11.            | 13.            | 16.            | 19.            |
| Electricity_priv  | 52.            | 55.            | 61.            | 68.            | 76.            |
| Electricity_motor | 3.             | 3.             | 4.             | 4.             | 4.             |
| Natural Gas       | -              | -              | -              | -              | -              |
| Gasoline          | 4,857.         | 5,292.         | 5,726.         | 6,126.         | 6,428.         |
| Kerosene          | 669.           | 781.           | 882.           | 980.           | 1,073.         |
| Diesel            | 6,292.         | 6,863.         | 7,268.         | 7,596.         | 7,826.         |
| Residual Fuel Oil | 1,000.         | 1,151.         | 1,299.         | 1,435.         | 1,561.         |
| LPG               | 1,336.         | 1,619.         | 1,908.         | 2,207.         | 2,518.         |
| Coal Bituminous   | -              | -              | -              | -              | -              |
| Wood              | 10,167.        | 11,306.        | 12,576.        | 14,036.        | 15,696.        |
| Biogas            | -              | 15.            | 32.            | 51.            | 74.            |
| Ethanol           | -              | 4.             | 36.            | 109.           | 227.           |
| Vegetal Wastes    | -              | 107.           | 223.           | 361.           | 518.           |
| Bagasse           | 3,551.         | 3,853.         | 4,126.         | 4,313.         | 4,420.         |
| Solar             | -              | 35.            | 75.            | 124.           | 182.           |
| Petroleum Coke    | 522.           | 547.           | 565.           | 566.           | 552.           |
| Lubricants        | 30.            | 37.            | 44.            | 51.            | 59.            |
| Biodiesel         | -              | 7.             | 63.            | 174.           | 350.           |
| Paraffin Wax      | 283.           | 283.           | 276.           | 260.           | 234.           |
| <b>Total</b>      | <b>33,808.</b> | <b>38,038.</b> | <b>42,403.</b> | <b>46,958.</b> | <b>51,655.</b> |



En cuanto a las **medidas que mayor ahorro de energía generan** se destacan las siguientes:

- ✓ **Penetración de ecofogones con penetración de otras tecnologías** (estufas GLP y EE), con 2,593 Kbp
- ✓ **Mejoras en la eficiencia de los vehículos e ingreso del BTR**, con 1,981 kbp
- ✓ **Sustitución de energéticos en la Industria** (mayor participación EE y reducción de la participación de combustibles fósiles), con 1,073 Kbp
- ✓ **Mejora de eficiencia en la Industria** con 894 Kbp
- ✓ El **ahorro del uso de leña** en el residencial debido a la penetración de ecofogones y estugas a EE y GLP en 2030 es del **13%**.
- ✓ Las **emisiones GEI** se ubican en el **Tend. Políticas en 2038 en 568 Kton CO<sub>2</sub>eq.** (un **17% menos que en el Tend. Socio**).

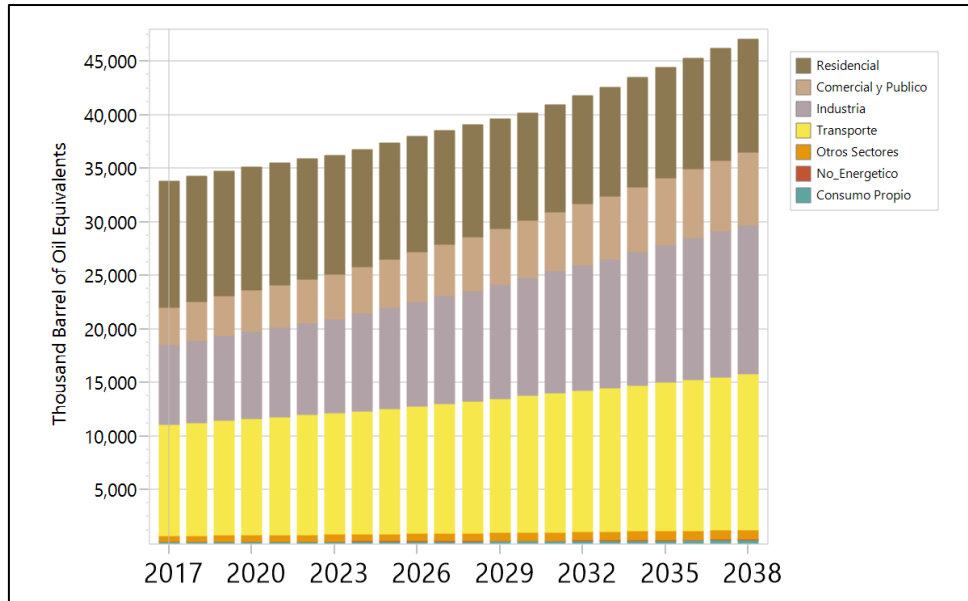
**Gráfico 4.3. Ahorros de energía por medida Escenario Tendencial**



## 4.2 Resultados demanda Alternativo

La **demanda final de energía crece al 3.3% a.a.** en el Alternativo Socio, mientras que el **Alternativo Políticas al 1.6% a.a.** Aplicando las medidas propuestas **se logra un ahorro al 2038 del 20,130 Kbp, del orden del 30%.** A nivel de la demanda total sectorial, **se logra además una disminución de la participación de la leña, del 30% en el 2017, al 17% en el 2038.** La reducción del consumo de leña al 2030 entre el Alternativo Políticas y Alternativo Socio **es del 44%, Cumpliéndose con la meta del NDC de reducción del 39% el consumo de leña al 2030.** El **ahorro del uso de leña en el residencial** debido a la penetración de ecofogones y estufas a EE y GLP en **2030 es del 47%.**

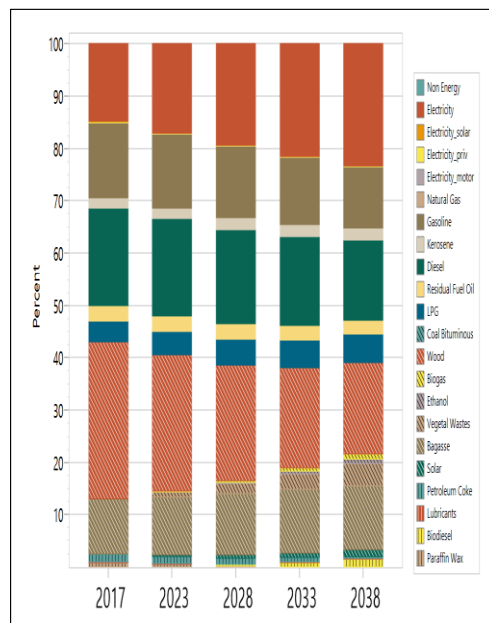
**Gráfico 4.4. Evolución de la demanda de energía por sector Escenario Alternativo**



La estructura del consumo por sectores y por fuentes se ve modificada respecto al Tendencial, como consecuencia de un escenario socioeconómico que plantea un mayor crecimiento de la industria por sobre otros sectores y a consecuencia además de las medidas de sustitución, eficiencia e ingreso de nuevas tecnologías.

**Gráfico 4.5. Evolución de la demanda de energía por fuentes Escenario Alternativo**

| Fuels             | 2017            | 2023            | 2028            | 2033            | 2038            |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Non Energy        | -               | -               | -               | -               | -               |
| Electricity       | 5,033.9         | 6,182.4         | 7,581.0         | 9,166.9         | 10,981.5        |
| Electricity_solar | 9.5             | 11.8            | 14.8            | 18.1            | 21.8            |
| Electricity_priv  | 52.1            | 51.1            | 52.4            | 53.3            | 53.7            |
| Electricity_motor | 3.5             | 2.6             | 2.1             | 1.5             | 0.8             |
| Natural Gas       | -               | -               | -               | -               | -               |
| Gasoline          | 4,856.8         | 5,107.2         | 5,346.1         | 5,497.8         | 5,535.9         |
| Kerosene          | 669.5           | 760.8           | 850.9           | 963.0           | 1,096.4         |
| Diesel            | 6,292.2         | 6,718.5         | 7,033.2         | 7,201.1         | 7,188.6         |
| Residual Fuel Oil | 1,000.2         | 1,072.1         | 1,155.1         | 1,215.6         | 1,245.2         |
| LPG               | 1,335.9         | 1,631.3         | 1,936.0         | 2,244.0         | 2,550.2         |
| Coal Bituminous   | -               | -               | -               | -               | -               |
| Wood              | 10,167.4        | 9,368.9         | 8,580.8         | 8,116.9         | 8,169.7         |
| Biogas            | -               | 80.1            | 175.4           | 302.8           | 468.5           |
| Ethanol           | -               | 7.0             | 67.9            | 197.6           | 406.4           |
| Vegetal Wastes    | -               | 336.4           | 744.8           | 1,296.0         | 2,018.0         |
| Bagasse           | 3,551.3         | 4,028.6         | 4,591.3         | 5,165.6         | 5,740.2         |
| Solar             | -               | 96.9            | 214.6           | 373.6           | 582.0           |
| Petroleum Coke    | 522.5           | 486.1           | 439.5           | 349.3           | 205.0           |
| Lubricants        | 30.1            | 36.9            | 45.2            | 54.8            | 66.2            |
| Biodiesel         | -               | 13.7            | 120.4           | 336.2           | 681.4           |
| Paraffin Wax      | 282.9           | 179.7           | 58.9            | -               | -               |
| <b>Total</b>      | <b>33,807.8</b> | <b>36,172.2</b> | <b>39,010.4</b> | <b>42,554.1</b> | <b>47,011.6</b> |

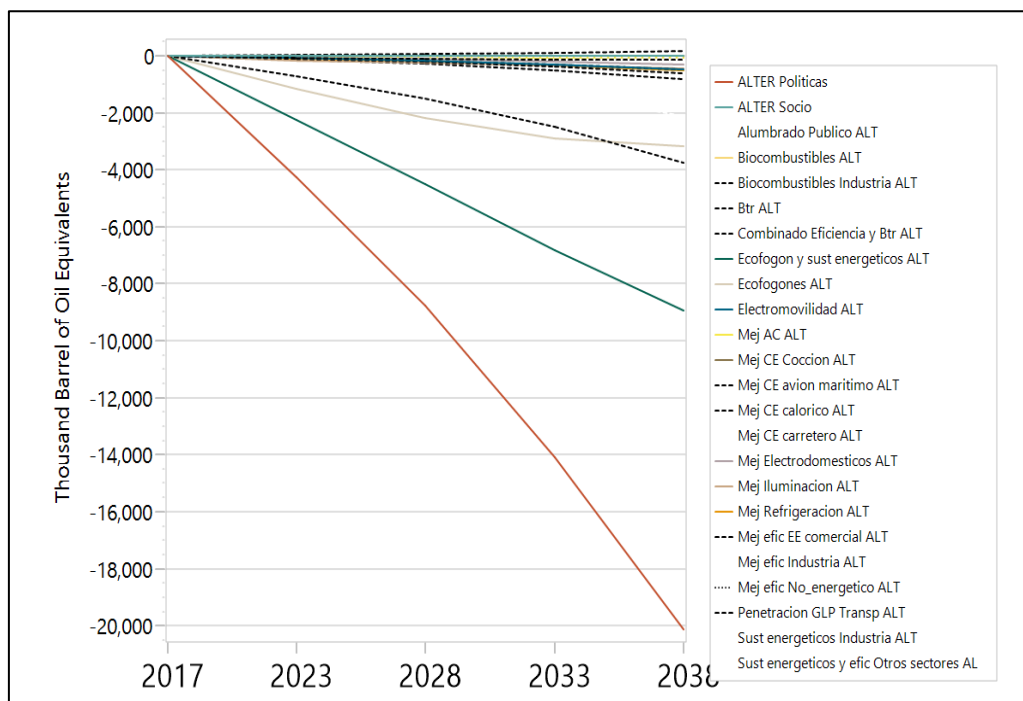


Las medidas que **mayor ahorro de energía generan son:**

- ✓ **Penetración de ecofogones con penetración de otras tecnologías (estufas GLP y EE), con 8,956 Kbp.**

- ✓ **Mejoras en la eficiencia de los vehículos e ingreso del BTR**, con 3,741 kbeq.
- ✓ **Mejora de eficiencia en la Industria** con 2,103 Kbeq.
- ✓ **Sustitución de energéticos en la Industria** (mayor participación EE, combustibles vegetales, biogas y solar, junto a una reducción de la participación de combustibles fósiles), con 1,715 Kbeq.
- ✓ **El ahorro del uso de leña en el residencial** debido a la penetración de ecofogones y estufas a EE y GLP en **2030 es del 47%**. **Cumpléndose con la meta del NDC de reducción del 39% el consumo de leña al 2030**. Por alcanzar los 1.100.000 ecofogones en 2030, se reduce en un **22% el consumo de leña**.
- ✓ Respecto a la **demanda total de leña en la demanda**, **se logra en el 2030 una reducción del 44%**
- ✓ Las **emisiones GEI** se ubican en el **Alt. Políticas en 2038 en 8,032 Kton CO<sub>2</sub>eq.** (un **38% menos que en el Alt. Socio**).
- ✓ **Al 2030 la reducción de las emisiones GEI de la demanda** es del **24%**.
- ✓ **Por efecto del ingreso de 100% LED en los hogares** se reduce el consumo de electricidad en iluminación en **678 Gwh al 2038 (50% del consumo del Alt. Socio)**. En 2030, **se ahorran 433 Gwh**.

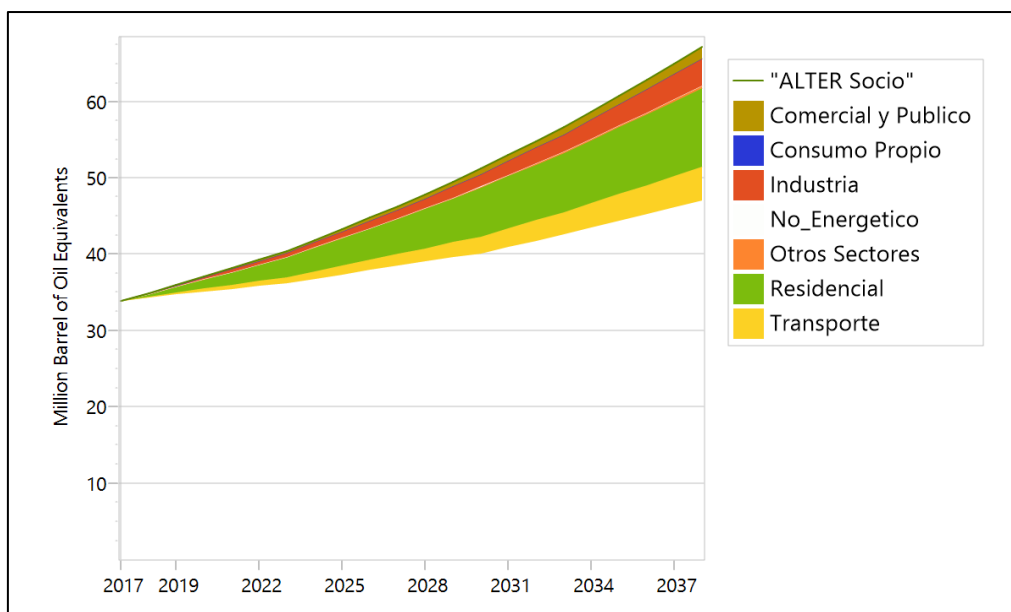
**Gráfico 4.6. Ahorros de energía por medida Escenario Alternativo**



Finalmente, se presentan los ahorros sectoriales por el conjunto completo de medidas en demanda, destacándose el Residencial, Transporte e Industria.



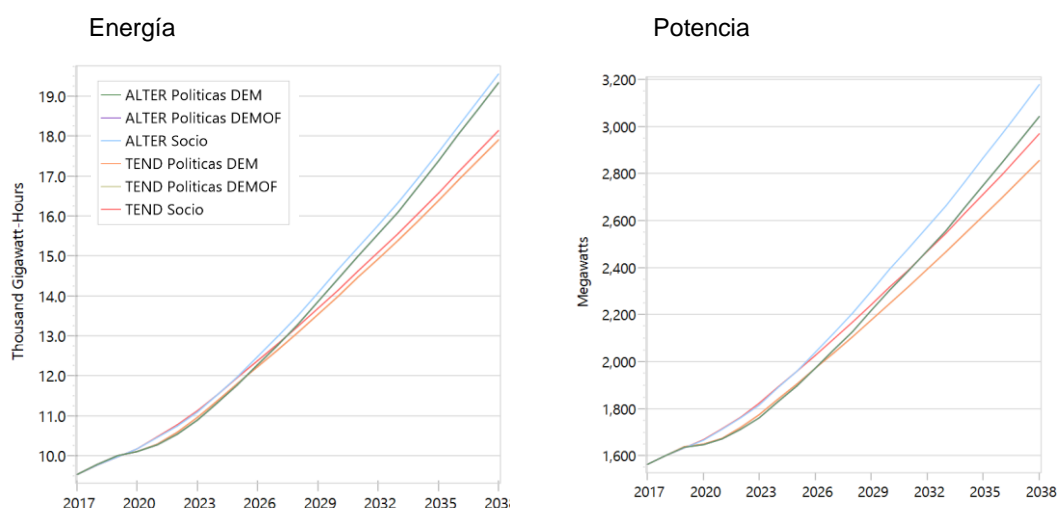
**Gráfico 4.7. Ahorros de energía por medida Escenario Alternativo al 2038**



### 4.3 Resultados oferta

Se presentan a continuación las proyecciones por abastecer SIN, en términos de energía y potencia de algunos escenarios seleccionados, en particular los escenarios referenciales (TEND y ALTER Socio), aquellos escenarios que sólo incluyen las medidas de demanda (DEM) y lo que en cambio contienen las medidas de demanda y las políticas de oferta (DEMOF).

**Gráfico 4.8. Proyección de potencia y energía según escenario**

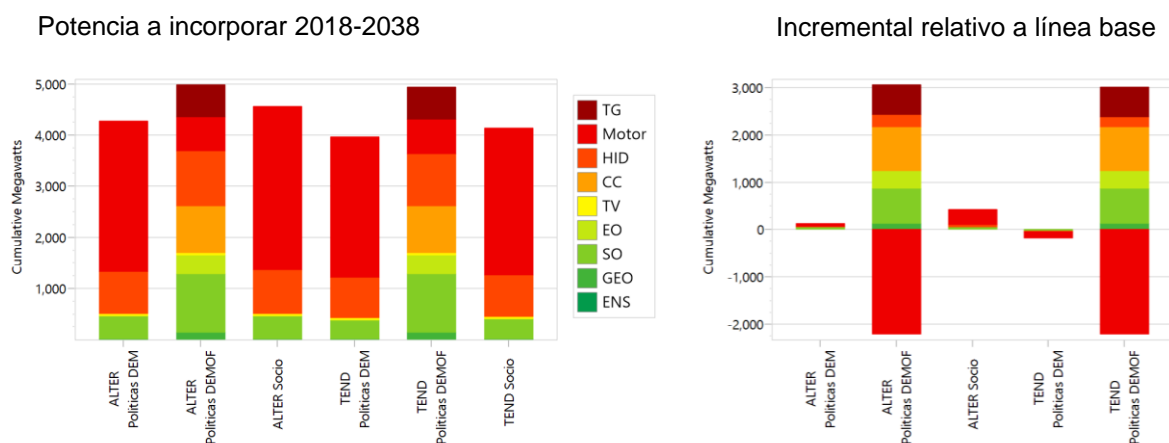


Es claro que sólo se visualizan cuatro escenarios en la figura debido al hecho de que los escenarios DEM y DEMOF requieren abastecer la misma energía y potencia (por lo que están superpuestos), la diferencia entre ellos será cómo se equipan desde el punto de vista de la oferta energética. Mientas

que los escenarios bajo la denominación “Socio” (que difiere levemente entre el TEN y el ALT pues se supone que en caso de mejor evolución económica habría más espacio “friccional” para la hidro privada pequeña) en el escenario DEMOF se encuentra el equipamiento de política seleccionado. Del mismo modo en cada escenario ODS se encuentra el equipamiento presentado para el organismo para cada escenario mencionado. En los escenarios denominado DEM, en cambio, existen medidas de demanda con lo cual las proyecciones resultantes en términos de potencia y energía difieren de los escenarios “Socio”.

Las diferencias en energía entre los escenarios Tendencial y Alternativo (con y sin medidas Socio vs DEM y/o DEMOF) se neutralizan parcialmente en términos de potencia debido a la mejora de la curva de carga. Se tiene un aumento de aproximadamente 3 puntos hacia 2038 aumentando rápidamente los primeros años alcanzándose 2 puntos para el 2030.

**Gráfico 4.9. Incorporaciones propuestas totales según escenario**



En términos de equipamiento de política, se tomó igual escenario de expansión eléctrica de generación para las narrativas de crecimiento, TEND y ALTER. Esta decisión se basó en la situación de similitud entre las demandas proyectadas, tal como se apreciaba en la figura de proyección de energía y potencia. La razón de dicha similitud es que, si bien el dinamismo esperado para el escenario alternativo es mayor, también se proyectan más fuertes y ambiciosas medidas de eficiencia, reduciendo parcialmente la demanda proyectada.

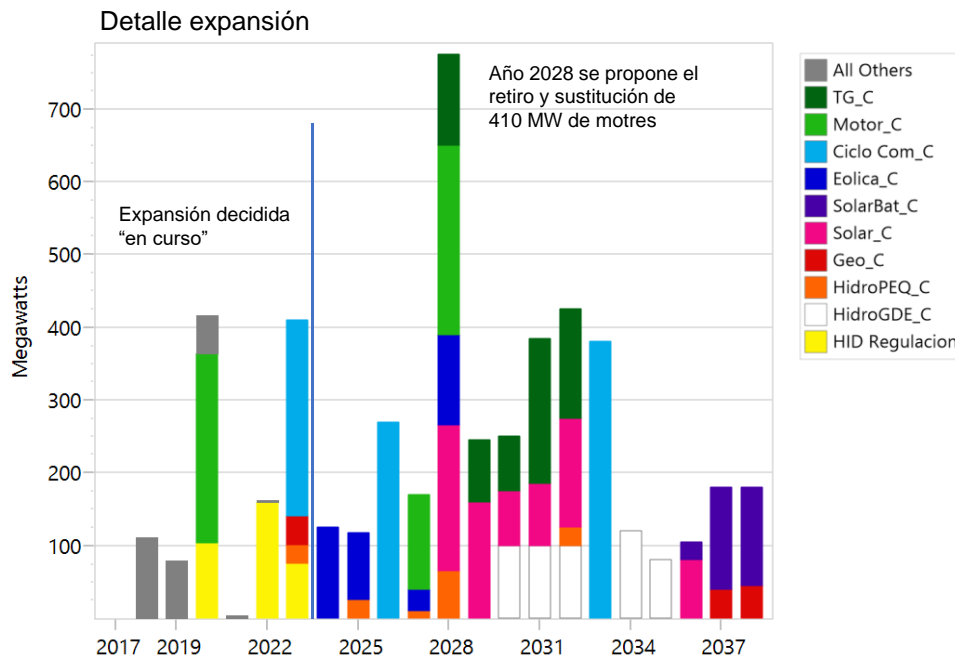
En la imagen anterior se ve claramente lo afirmado, donde se visualiza que los escenarios DEMOF son iguales para la narrativa Tendencial y para la Alternativa de mayor crecimiento. En ambos casos las incorporaciones totales proyectadas hasta 2038 se estiman en alrededor de 5000 MW, unos 500 o 600 MW adicionales a los proyectados en un escenario de referencia, como el TEND Socio.

Lo que es drásticamente distinto es el perfil de expansión que se propone respecto a escenarios referenciales en los que la incorporación predominante se visualiza con motores combustionando bunker y una baja participación hidro y algo de solar. Notar que, en la expansión tendencial proyectada, los poco más de 4000 MW que se esperan estarían conformados por motores en poco más del 65%.

El escenario de política propuesto diversifica fuertemente la expansión incluyendo geotermia, más generación solar (con y sin baterías), ciclos combinado utilizando gas natural, más hidroenergía que la tendencia, pero principalmente de otro tipo, priorizando los proyectos grandes sobre los chicos, algo de motores y turbo gas para reserva de potencia.

En la imagen siguiente se presenta el detalle de la expansión propuesta como expansión de política, la que contiene la diversificación mencionada. La expansión de política contiene una expansión en curso, equivalente la considerada en los escenarios del ODS de plantas que están próximas a ingresar, en construcción o con contratos discutidos.

**Gráfico 4.10. Incorporaciones propuestas – Escenario de expansión de Políticas (DEMOF)**



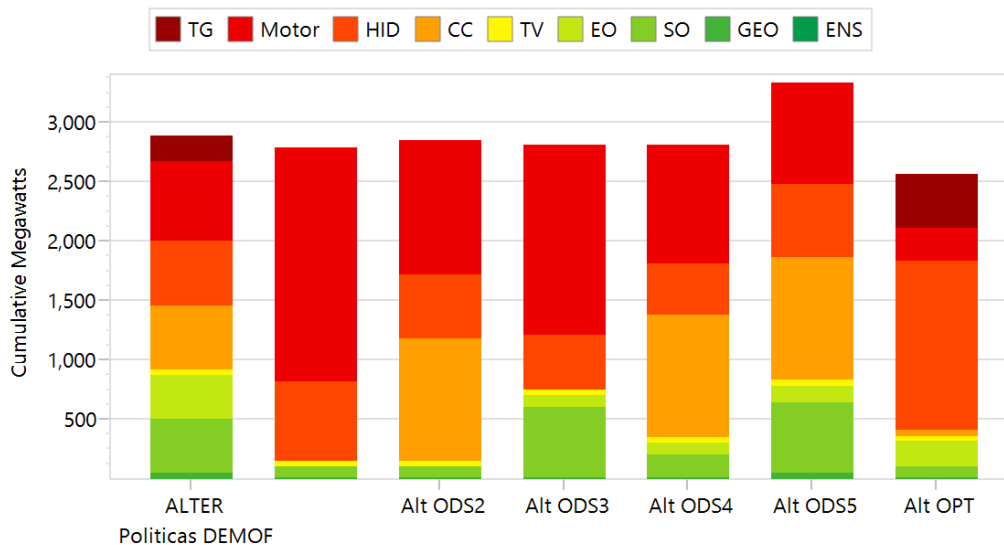
La expansión hasta 2023 respeta las plantas decididas y en construcción. En el mediano plazo (años 2024-2030) la expansión está alineada con el escenario ODS 5 en términos de tipología aunque con cierto corrimiento temporal. La diferencia principal radica en la adición de eólica en el mediano plazo y diferimiento de la solar (y particularmente la solar con batería) para el final del período. La energía hidroeléctrica de plantas grandes surgía en las corridas de optimización con la opción más deseables, sin embargo, se atrasó su incorporación y limitó su ingreso máximo anual permitido para modelar un escenario realista.

Por otro lado, cabe recordar que no se evaluó la sustitución de GN en motores, en los motores que ingresan y remanentes en la proyección, ya que su despacho en años de hidrología media es absolutamente marginal, no justificaría la infraestructura necesaria para su uso, salvo quizás los motores que se ubican en las inmediaciones de Puerto Cortez, locación planteada para la planta de regasificación. Por otro lado, quizás sería interesante evaluar las posibilidades de sustitución de carbón/coque, que podría quizás ser reemplazado por GN. Como se verá más adelante, el aporte de energía eléctrica de plantas TV que utilizan dicho combustible es un poco más marcado y quizás existiría espacio para su modificación. Sería necesario analizar la situación contractual de dichas plantas, así como las posibilidades concretas de sustitución en función de la localización de las mismas y lo requerido para su conexión al gas natural.

A continuación, se presenta el escenario de política (DEMOF) en relación a los escenarios modelados por ODS (cinco escenarios con diferente tipología de expansión y distinto uso de energéticos para la generación eléctrica, considerando en este caso sólo la potencia a instalar hasta el año 2029, para poder realizar la comparación con ODS ya que su horizonte temporal fue aquel.

Tal como se visualiza en la figura, la potencia proyecta a ser instalada no difiere significativamente, sobre todo en comparación con los escenarios ODS1 a ODS4. El escenario ODS5 instala un poco más de potencia que los otros cuatro. Si bien la demanda proyectada y a equipar por los escenarios ODS es un poco más alta, la diferencia en potencia instalada no pareciera atribuible a ello. El ODS5 se vislumbra como un escenario en que se busca un equilibrio entre la incorporación de solar+hidro junto con CC utilizando gas natural regasificado y que en este marco se da más preponderancia a la instalación de los CC que lo que quizás sea efectivamente requerido. En las simulaciones realizadas del escenario ODS5 se visualiza un factor de uso un poco bajo los CC producto de los 1000 MW propuestos a ser instalados.

**Gráfico 4.11. Incorporaciones totales 2018-2029 comparación con los escenarios ODS**



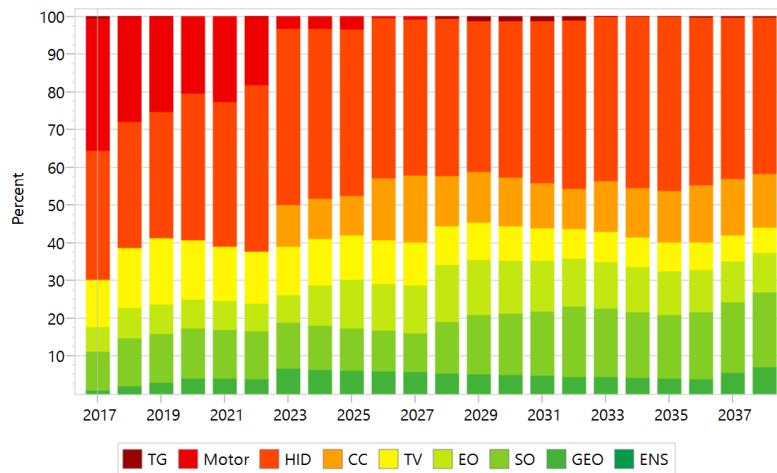
El escenario propuesto (ALTER Políticas DEMOF) presenta una tipología similar al del ODS5 aunque diversifica más la generación incorporando igual cantidad de ciclos combinado pero difiriendo hacia 2032 la última unidad de 380 MW para lograr un factor de uso mayor en dicha tecnología (aquí no visible pues el corte es hasta 2029). Por otro lado, también se incluyen más instalaciones eólicas (las que surgen del modelo de optimización una vez limitada la cantidad de hidro a ser agregada) y también algún porcentaje de potencia con la sola finalidad de proveer reserva en caso de baja hidrología, las plantas TG.

Por último, es interesante mencionar el resultado obtenido en corridas guiadas con el objetivo de minimización de costos (Alt OPT). En el mismo se aprecia la señal de incorporación de una fuerte cantidad de energía hidroeléctrica y en segundo lugar energía eólica. También es relevante destacar que dicho escenario no opta por la tecnología de CC con gas natural existiendo disponibilidad hidroeléctrica. Si la misma se limita, la primera opción del modelo es la generación eólica y luego los CC con gas natural. Aún siendo que los mismos resultan con bajos factores de uso a lo largo de todo

el horizonte modelado. Particularmente, los factores de uso de éstos no superan el 50% para años de hidrología media y con una tendencia decreciente.

Como resultado de la expansión propuesta se obtiene la matriz de generación descrita en la siguiente figura.

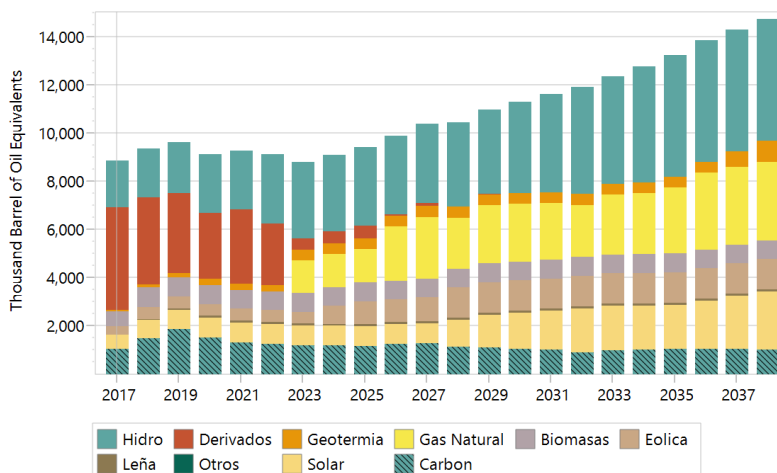
**Gráfico 4.12. Evolución de la matriz de generación escenario ALT Políticas DEMOF**



La misma muestra un aumento en la participación de las renovables, principalmente la generación hidroeléctrica la que gana 12 puntos entre el año base y el horizonte. La generación EO y SO subirían 6 puntos relativos. Los CC ocuparían entre el 12 y 18% del despacho, tal como se mencionó, con bajos factores de planta durante todo el período. Tanto los motores remanentes como los TG ingresados se convertirían en plantas de respaldo con prácticamente nulo despacho en condiciones medias de hidrología.

La imagen concomitante a la expansión de generación propuesta en término de consumo de combustible es la siguiente, donde se aprecia la aparición de gas natural a partir de 2023 (proponiéndose un año antes su ingreso), así como el aumento de la hidroenergía primaria consumida.

**Gráfico 4.13. Evolución de los insumos de generación escenario Políticas DEMOF**

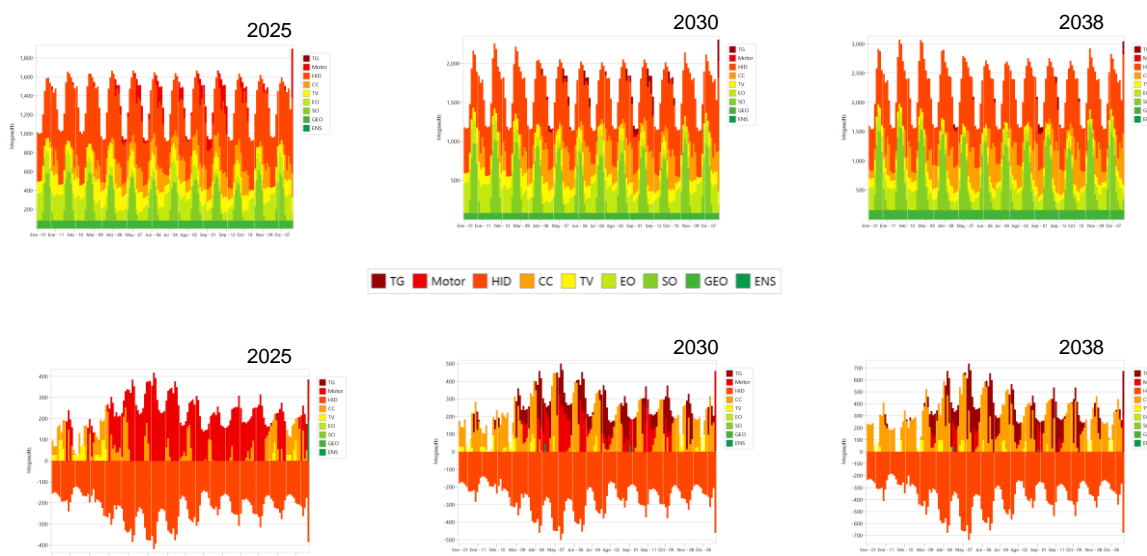


En la prospectiva, tal como se mencionó anteriormente, se plantea la permanencia residual del carbón mineral/petcoke. Como se dijo, en función de la antigüedad y/o contratos existentes podría estudiarse su sustitución completa por CC o bien pensar en una reconversión a GN. Pensado que su reemplazo podría efectuarse con CC de mayor eficiencia, el volumen de energía por sustituir implicaría aproximadamente un tercio del consumo de gas proyectado, con lo que la demanda de gas proyectada podría crecer en un 33%. En la proyección de consumo de combustibles para la generación también se destaca que los derivados líquidos no serían requeridos en términos apreciables a partir de 2025, con el ingreso del GN y mucho menos a partir de 2028 con el retiro de 410 MW de motores.

Los resultados anuales de consumo presentados surgen de un análisis temporal de despacho sobre 145 bloques al interior del año, según la demanda proyectada, la potencia instalada en cada año y las hipótesis de disponibilidad de las plantas variables. El despacho se modela por orden de costos variables ascendentes utilizando toda la energía renovable (considerando el modelado de la gestión estacional asociada con los embalses) para abastecer la demanda proyectada por estación y día.

Del modelado descrito, del cual a continuación sólo se muestra como ejemplo el resultado para un escenario en algunos años seleccionados, se estima el uso de las plantas, sus factores de uso resultantes, el consumo de combustibles, los costos medios variables de generación y sobre todo, la existencia o no de energía no suministrada.

**Gráfico 4.14. Ejemplo de análisis de despacho**



Diferencias con baja hidráulicidad – Escenarios “SECO”

**Modela**

En la figura se nota como en un contexto de hidrología media (arriba) se requieren las distintas plantas a la largo de los años. Se aprecia que los motores a partir de 2030 no se requieren en el despacho y son sustituidos por los TG (con muy poca energía anual). Por otro lado, se aprecia la modificación de la demanda anual, producto de la proyección por usos y sectores apreciando como se modifica la curva a ser abastecida con los años.

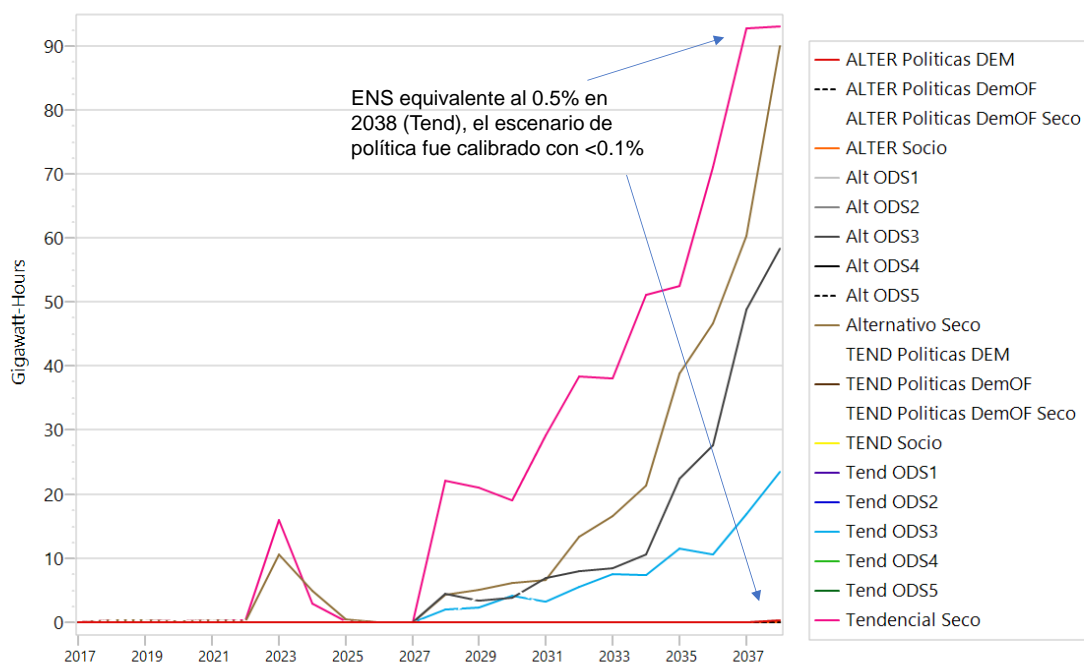
Ante una situación de baja hidrología (gráficos de abajo) se aprecia la pérdida de potencia y energía hidroeléctrica (rojo claro en valores negativos), y su sustitución por diferentes plantas existentes presentes, en valores positivos que compensan dicha pérdida. Se muestra que en 2025 una buena parte de la pérdida hidro la compensan los motores a bunker y algo también el aumento de factor de uso de los CC ingresados (estos despacharían a cuasi plena carga durante la época más seca y de bajo viento (abr-oct). A partir de 2030 se nota que los CC despachan prácticamente todo el año, mostrando que durante todos los meses del año tendrían capacidad ociosa. Esto es debido al continuo aumento de su potencia instalada, así como de la potencia hidro adicional.

Notar por último que casi no aparece ENS despachada (en verde oscuro cercano al eje de las abcisas), lo que implica que el margen de reserva es adecuado y que la potencia hidro deficitaria va en aumento, comenzando en valores del orden de 400 MW en los meses de Mayo del año base pasando hasta 700 MW en 2038, producto de las incorporaciones hidro planteadas y asumiendo baja hidrología.

Esta metodología de estimación de la ENS se utilizó para calibrar el margen de reserva del sistema, el que determina la potencia mínima que se requiere instalada. A mayor margen de reserva más plantas para sustituir la potencia y energía perdida con baja hidrología. La meta que se utilizó para calibrar el margen de reserva fue no superar a lo largo de cada uno de los años suponiendo constante baja hidrología el 0.1% de ENS respecto de la demanda total de energía.

El escenario tendencial socio seco fue menos exigente (menos costo) admitiendo más ENS.

**Gráfico 4.15. Proyeccion para calibración de ENS**



Para mostrar esto, se presenta en la gráfica precedente que en ninguno de los escenarios presenta un nivel importante de ENS de existir años de baja hidrología. Esta situación garantiza que la comparación entre los escenarios sea adecuada y mucho mejor que si sólo se realizara exigiendo a todos los escenarios igual margen de reserva. Esta metodología es equivalente a exigir a cada escenario, según su diferente tipología de expansión, una confiabilidad equivalente.

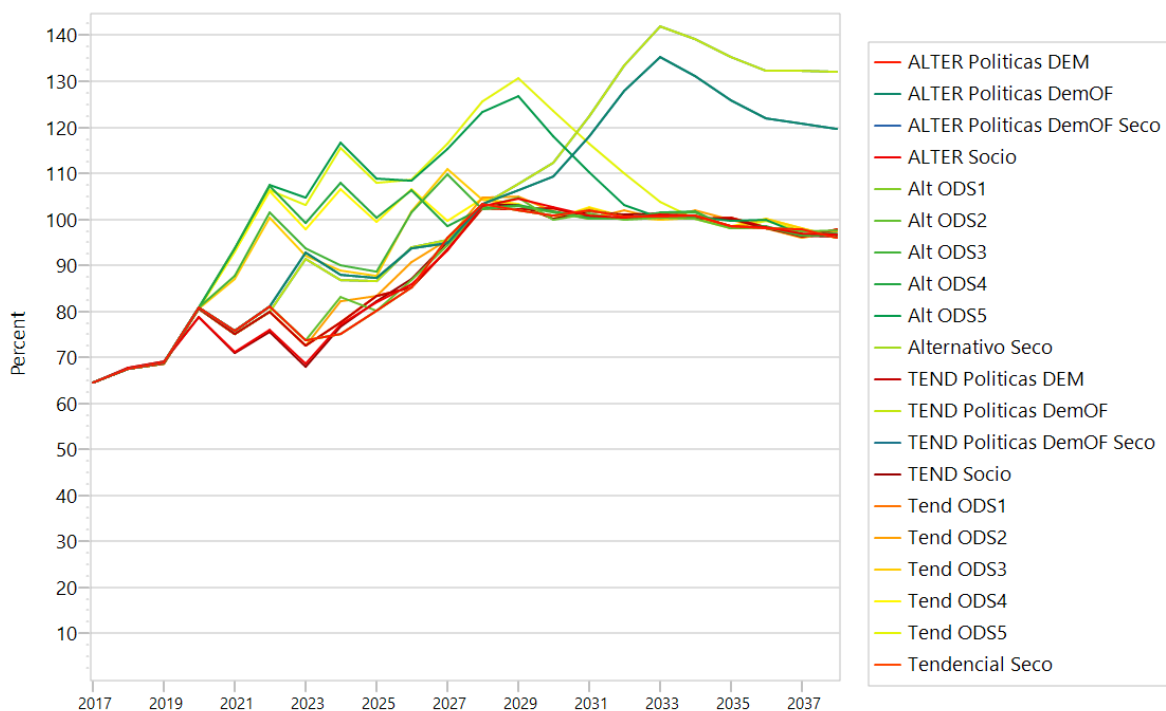
En el escenario TEND y ALT sin políticas de oferta (expansión referencial llamados TEND Y ALTER

Socio respetivamente) se fue menos exigente con el margen de reserva necesario y por ende la ENS que se tendría en caso de baja hidrología. Esto ayuda a tener una cota inferior de los costos ahorrados y no subestimarlos ya que en definitiva implica modelar escenarios menos costosos por menos reserva para los casos referenciales.

Los requerimientos de reserva resultantes con dicho análisis se grafican a continuación para todos los escenarios.

Adicionalmente se muestran graficados los márgenes de reserva resultantes de la expansión planteada en los escenarios ODS, que ante una demanda dada, conlleva implícito un margen de reserva resultante.

**Gráfico 4.16. Evolución esperada del margen de reserva según calibración de ENS**



El margen de reserva resultante para garantizar potencia y energía en años de baja hidraulicidad resulta en costos incrementales de capacidad para el escenario de política propuesto. El complemento de dicha reserva junto con GN ayuda a mantener dicha reserva a bajo costo debido a que una parte importante de los costos de capital de dichas plantas de reserva son los menores posibles por poder garantizarla con TG consumiendo gas natural, plantas que poseen el menor costo unitario.

Todos los escenarios de expansión “histórica” o referencial fueron obligados a mantener un margen de reserva más bajo (del orden de 100) que los de política, para minimizar sus costos de capacidad aun a expensas de potenciales problemas con baja hidraulicidad (recordar que en dichos escenarios al ENS proyectada alcanzaba el 0.5% con baja hidraulicidad). De esta forma tenemos una cota mínima de los ahorros que podríamos conseguir con los escenarios de política.

Por otro lado, debe marcarse que, según las proyecciones de demanda utilizadas, todos los escenarios ODS resultan en un margen de reserva compatible con las estimaciones realizadas, aunque este margen de reserva (del orden del 100%) es alcanzado antes (posiblemente por lo



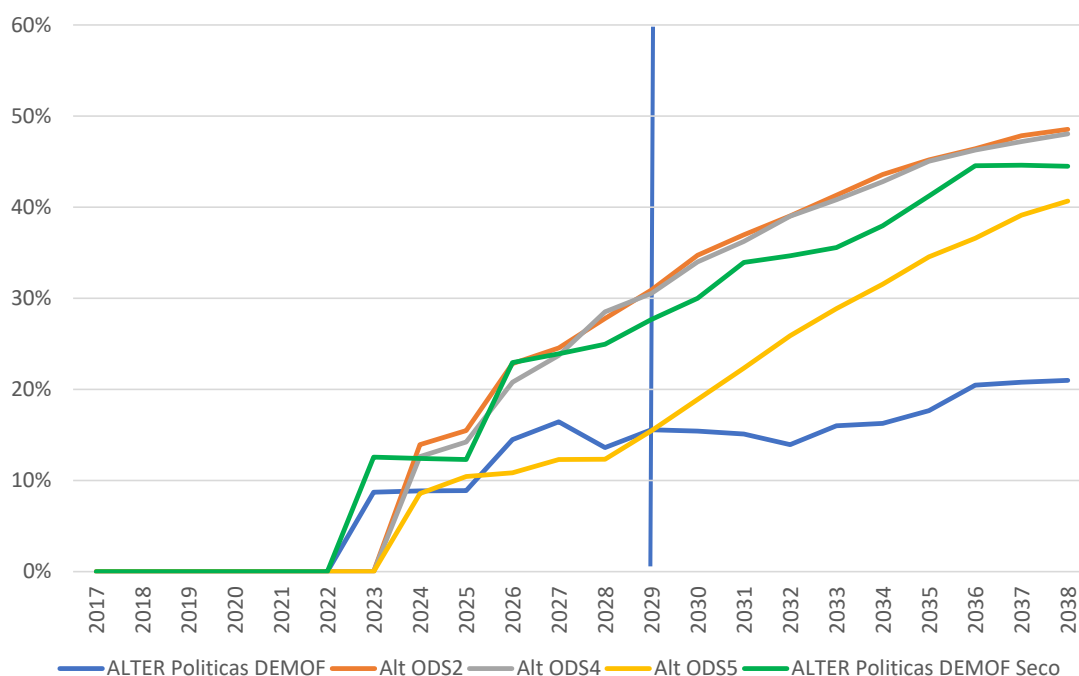
mencionado respecto de la incorporación de CC).

Para el escenario de política se adoptó el mayor margen de reserva de todos los escenarios. Esto se debe al aumento de la participación hidroeléctrica mayor que presenta el mismo. El margen de reserva está expresado en términos nominales, es decir sin considerar que las diferentes plantas poseen diferente disponibilidad o potencia firme. Por ello el margen es intrínseco a cada escenario, pero da una idea clara del sobre equipamiento necesario.

En el contexto de los diferentes escenarios de expansión se cuantificó el factor de uso resultante de la planta de GNL según las demandas intermedias de GN. Tal como se muestra en la gráfica siguiente la planta de regasificación operaría con factor de uso muy bajo (principalmente en el escenario de política graficado en azul). No obstante, las estimaciones de costo beneficio muestran que no implicaría un costo adicional incluir una planta de regasificación incluso con baja utilización. Entre los factores que balancean dicho costo el principal resulta de la sustitución de bunker por gas natural, con el consecuente ahorro, pero también la posibilidad, tal como se mencionó de equipar el sistema con plantas de respaldo de bajo costo unitario. En figura se muestra en verde el factor de uso que resultaría de la planta en casos de hidrología seca.

Por supuesto parece imprescindible para terminar de considerar la opción de regasificación de GNL considerar abastecimientos de demanda en otros usos finales y/o exportación. Se debería profundizar en la identificación de todas las demandas que con relativamente bajo costo de infraestructura podrían sustituir derivados en las inmediaciones de Puerto Cortez, para profundizar el análisis eléctrico calcular las figuras de dicha acción.

**Gráfico 4.17. Proyección de factor de uso de la planta de GNL según escenario**



La línea sería el corte con la comparación razonable con los escenarios ODS, ya que los mismos terminan en 2029. A partir de dicho año no se planteó una extensión de aquellos escenarios,

principalmente porque el margen de reserva alcanzado fue suficientemente alto para no requerir importantes incorporaciones en los últimos años (sin embargo, unos motores para el final del período ingresan). Esto genera que a partir de 2029 en los escenarios ODS los CC aumenten notablemente su factor de uso, lo que posibilitaría llegar a 2038 con la planta de regasificación en un 50% de f.u. Sin embargo, dicha situación es conflictiva con la intención de mantener la renovabilidad en los valores máximos alcanzados, tal como se presentará más adelante.

El escenario seco, graficado en verde, mostraría el factor de uso que tendría la planta de GNL en caso de tener que afrontar la generación un año de baja hidrología. Estimándose entre 10 puntos incrementales en los primeros años y 25 puntos hacia el final de la narrativa. Esta situación muestra claramente la necesidad de pensar muy cuidadosamente el tipo de contrato o permiso operativo requerido que se firmaría con la planta.

Es importante resaltar y recordar que, a pesar de los bajos factores de uso resultantes, la inversión en la planta permitiendo sustituir Bunker e instalar tecnologías de generación más eficientes y de menores costos de capital relativo (sobre todo lo TG de respaldo) implica un ahorro neto para el sistema. Si se pudiera aumentar el uso de la misma (con exportaciones regionales de GN o con mayor penetración de usos finales) la situación sería aún más beneficiosa en términos globales para el sistema energético.

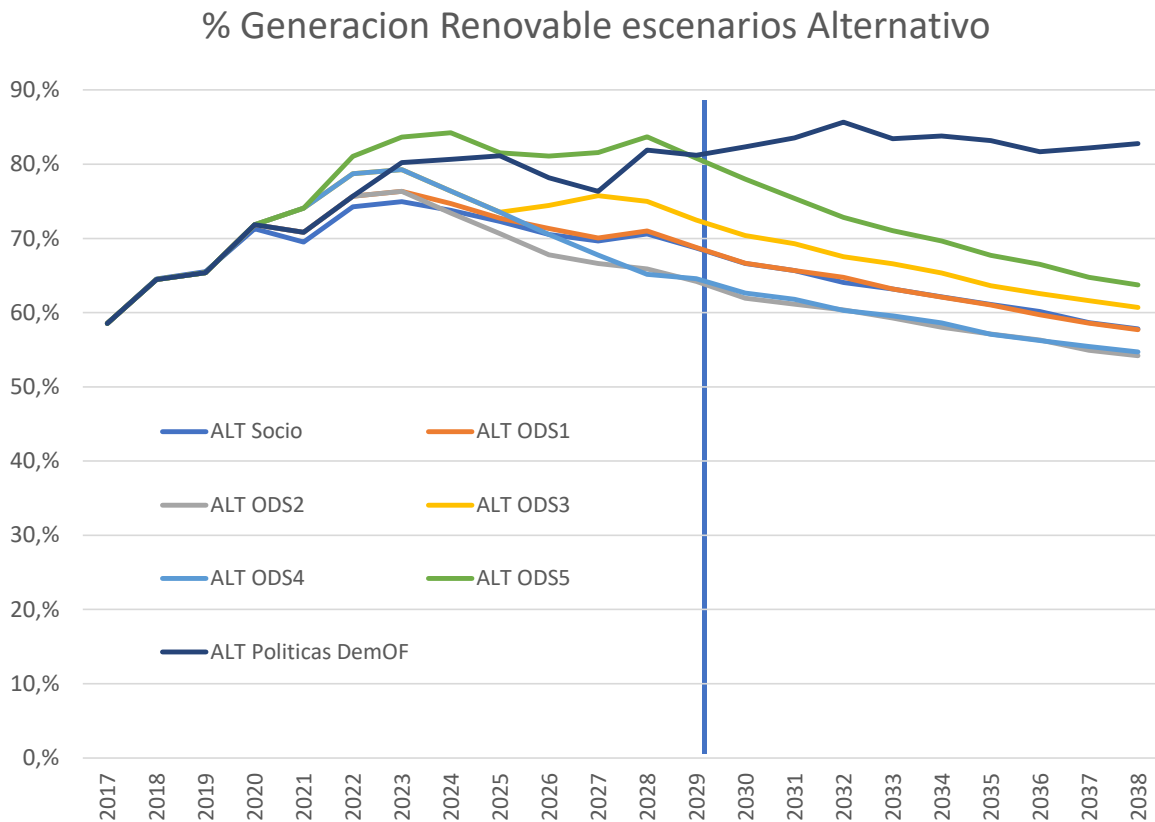
### **Metas de renovabilidad**

El escenario de política de generación propuesta comparte el indicador de energía renovable con el alcanzado por la expansión ODS 5.

Sin embargo, en el largo plazo los escenarios ODS se vuelven más térmicos por el mayor uso del gas natural, dando mayor factor de uso a los CC, situación que destaca como incompatible con el mantenimiento de las metas alcanzadas.

Recordar que esta situación es producto principalmente del margen de reserva alcanzado que no hace muy necesarias incorporaciones entre 2030 y 2030 (sólo algunos MW de reserva de potencia, pero de casi nulo impacto en la generación, produciendo un significativo aumento en el f.u. de los CC instalados).

**Gráfico 4.18. Evolución de la renovabilidad en la generación según escenario**



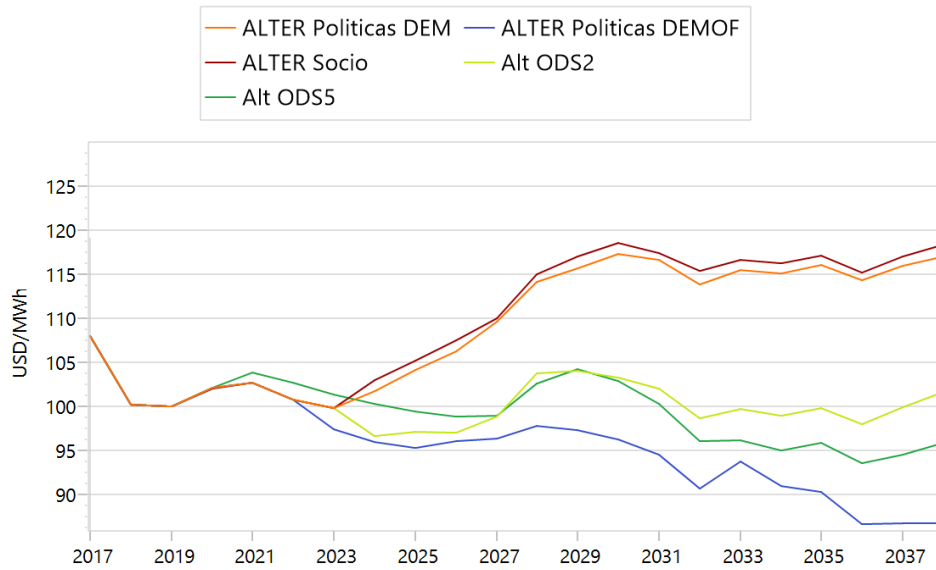
Tal como se mencionó, el objetivo de aumentar el factor de uso de la planta de GNL y de los CC para dar mayor atractivo a dichas inversiones se contradice con el de renovabilidad. Como en los escenarios ODS aumenta paulatinamente la participación de los CC en la generación, así como el factor de uso de la planta de GNL y obviamente de los CC, la renovabilidad cae en consecuencia.

Notar que las e expansiones en curso, y las ya decididas, garantizan que la renovabilidad difícilmente bajará del 70%.

Es importante en este punto también destacar que mantener la renovabilidad en los valores alcanzados por el escenario de políticas no es más caro que no hacerlo, como se verá a continuación, sin embargo, requiere una gestión eficaz que garantice la incorporación de energía hidroeléctrica al ritmo planteado y posiblemente enfrente de manera exitosa temas de financiamiento.

Como puede verse en las gráficas siguientes, los escenarios de política (tanto en el contexto de una narrativa Tendencial con mayor precio de los combustibles, como en la Alternativa), diversificando la expansión, introduciendo hidro grandes, incluyendo el gas natural en la generación, determinan costos medios eléctricos en el rango más bajo.

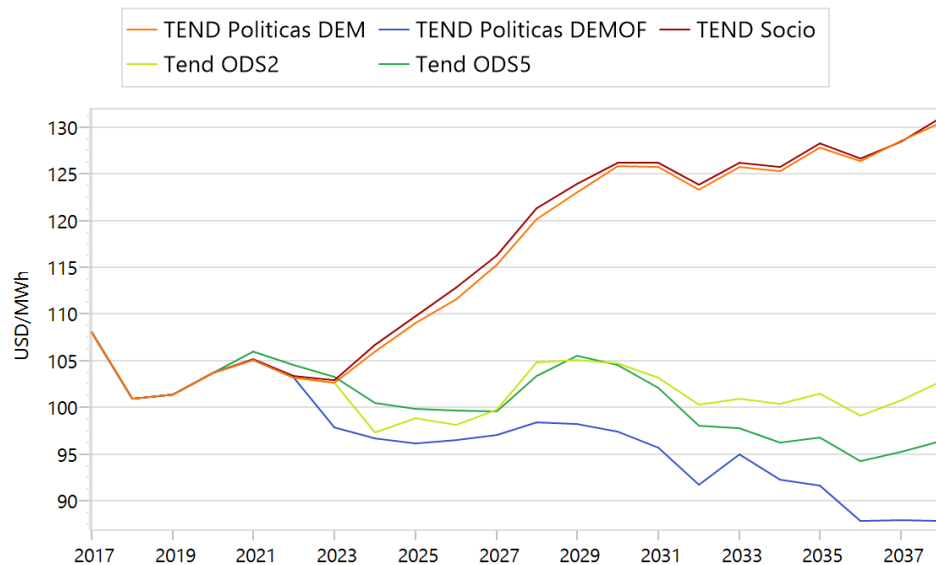
**Gráfico 4.19. Proyección del costo medio eléctrico contexto Escenario Alternativo**



La disminución de los costos está directamente asociada al aumento de hidroenergía en centrales grandes, tal como se mencionó al hablar de la comparación con el escenario de optimización.

Cabe destacar que sin bien el escenario de política obtendría el menor costo monómico, el escenario ODS5 también implica una disminución. Se proyectan disminuciones del 15%.

**Gráfico 4.20. Proyección del costo medio eléctrico contexto Escenario Tendencial**

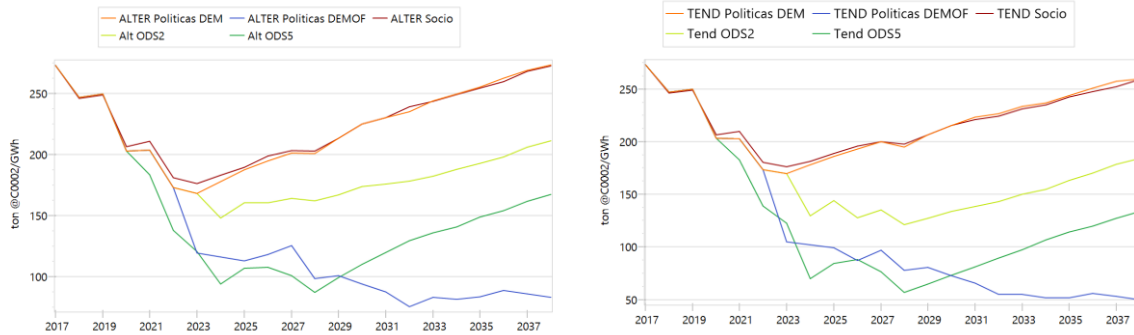


Los escenarios Tend Socio y Alt Socio presentan distinta proyección de costo monómico debido principalmente a los precios internacionales supuestos.

Incluso en el marco del escenario TEND DEMOF (de mayor precio internacional) el monómico proyectado se mantiene en valores menores a 95 USD/MWh muy por debajo que los proyectados en los escenarios referenciales.

El correlato directo de la expansión y su utilización son las emisiones específicas eléctricas, que se presenta en las gráficas siguientes.

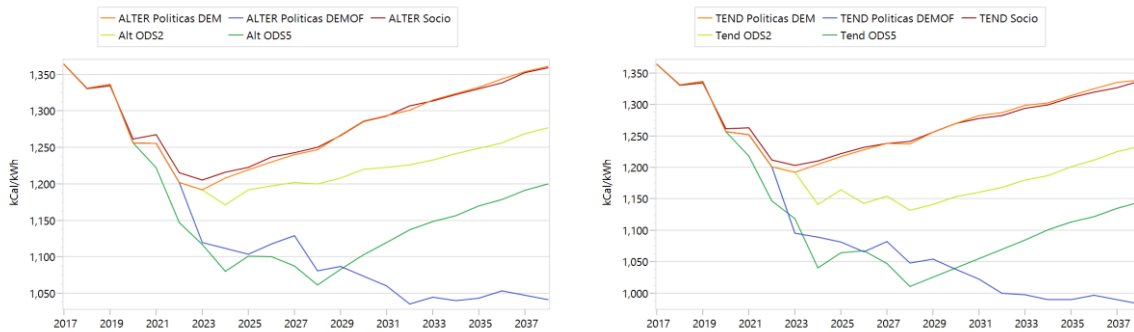
**Gráfico 4.21. Proyección de las emisiones específicas eléctricas por escenario**



Las emisiones disminuyen a partir de las incorporaciones decididas y en curso. El escenario de políticas plantea una disminución aun mayor alcanzando niveles equivalentes a países con matrices de generación hidroeléctrica o hidro-nuclear, como Suiza, Francia, Brasil entre otros

Por otro lado, el consumo específico eléctrico total (considerando hidro, solar y eólica en equivalencia de generación<sup>1</sup>) se sitúa por debajo de las 1300 kcal/kWh de electricidad generada, esto significa una eficiencia promedio de generación superior al 66%. La alta proporción de renovables empuja hacia arriba este valor.

**Gráfico 4.22. Proyección del consumo específico eléctrico según escenario**

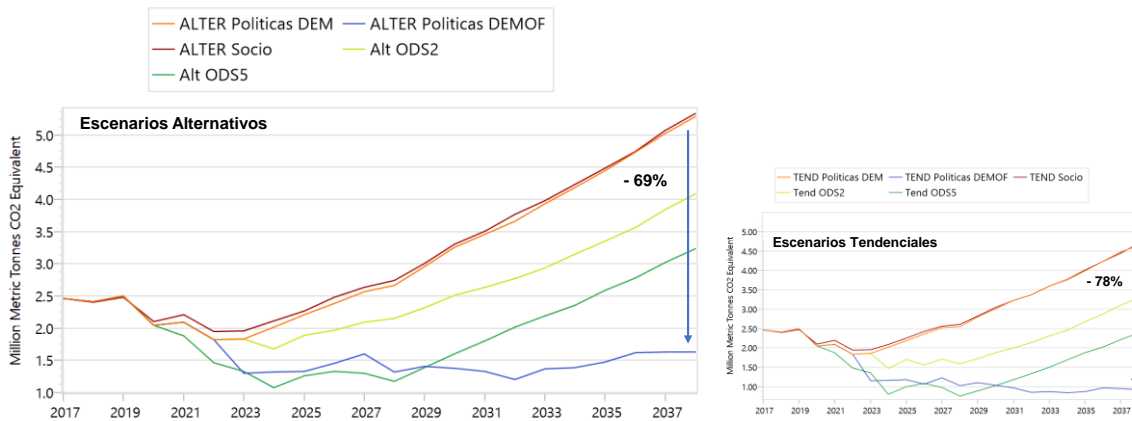


El escenario de políticas alcanza un guarismo de 82% hacia 2030.

<sup>1</sup> Lo mencionado respecto a la “equivalencia de generación” implica una eficiencia adoptada para la conversión del recurso hidro, solar, geotérmico y eólico en electricidad de 100%. Es una convención muy utilizada últimamente por la baja eficiencia física de conversión de los procesos, para que en la oferta bruta no se registre un aumento del consumo y disminución de la eficiencia relativa al sustituir renovables por hidrocarburos.

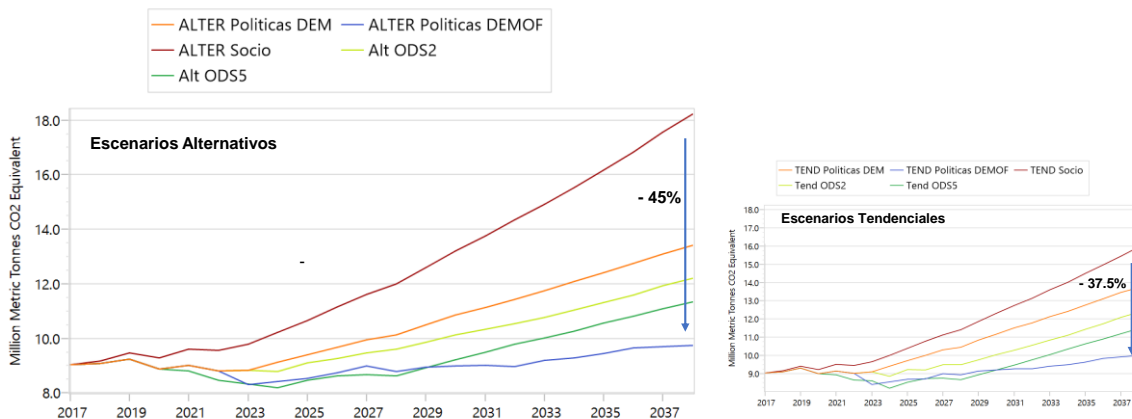
En términos de emisiones absolutas, el escenario de políticas plantea una drástica disminución al interior del subsector eléctrico, proyectándose disminuciones del orden de 75%, tal como se visualiza en la siguiente figura<sup>2</sup>.

**Gráfico 4.23. Evolución esperada de las emisiones GEI eléctricas según escenario**



Combinando ahora los efectos de las medidas de demanda y las medidas de oferta, la proyección de reducción de emisiones de los escenarios es la mostrada en las imágenes siguientes.

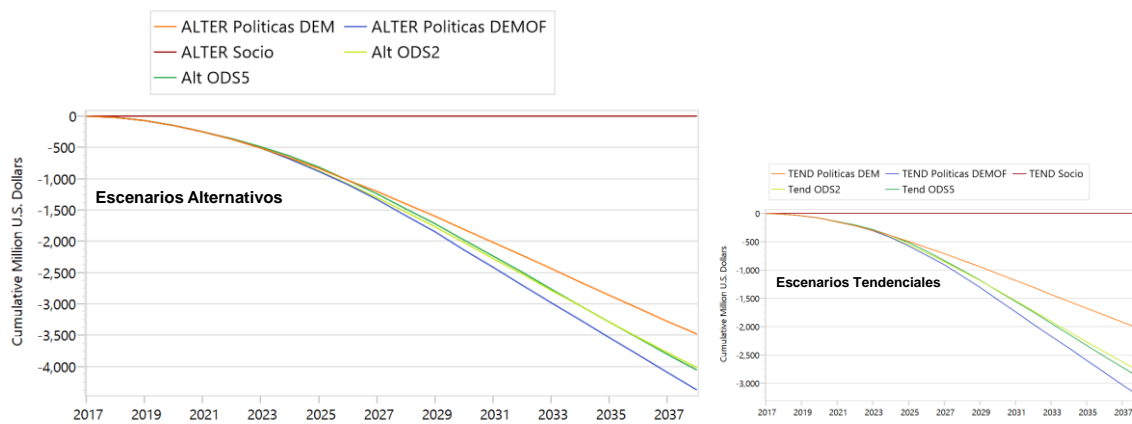
**Gráfico 4.24. Evolución esperada de las emisiones GEI totales**



Las emisiones totales del sector energético se esperan inferiores a los 10 MTONCO<sub>2</sub> equiv., para el escenario de Políticas DEMOF considerando las acciones en Demanda y Oferta representando una importante reducción respecto a la línea de base, tanto en un escenario de alto crecimiento (ALT) cuanto en uno de crecimiento moderado.

<sup>2</sup> Dado que el equipamiento de Políticas es igual en ambos escenarios, pero la demanda del escenario TEND es un poco menor, el uso de generación térmica marginal es menor, con lo que la disminución de emisiones respecto a una línea base se vislumbra mayor. Recordar que el margen de reserva resultante para el escenario tendencial era mayor, signo de más holgura en igual potencia instalada, como consecuencia mayor participación relativa de las renovables en la generación (que suministran casi igual energía en términos absolutos)

**Gráfico 4.25. Evolución proyectada de los costos totales comparados al escenario referencial**



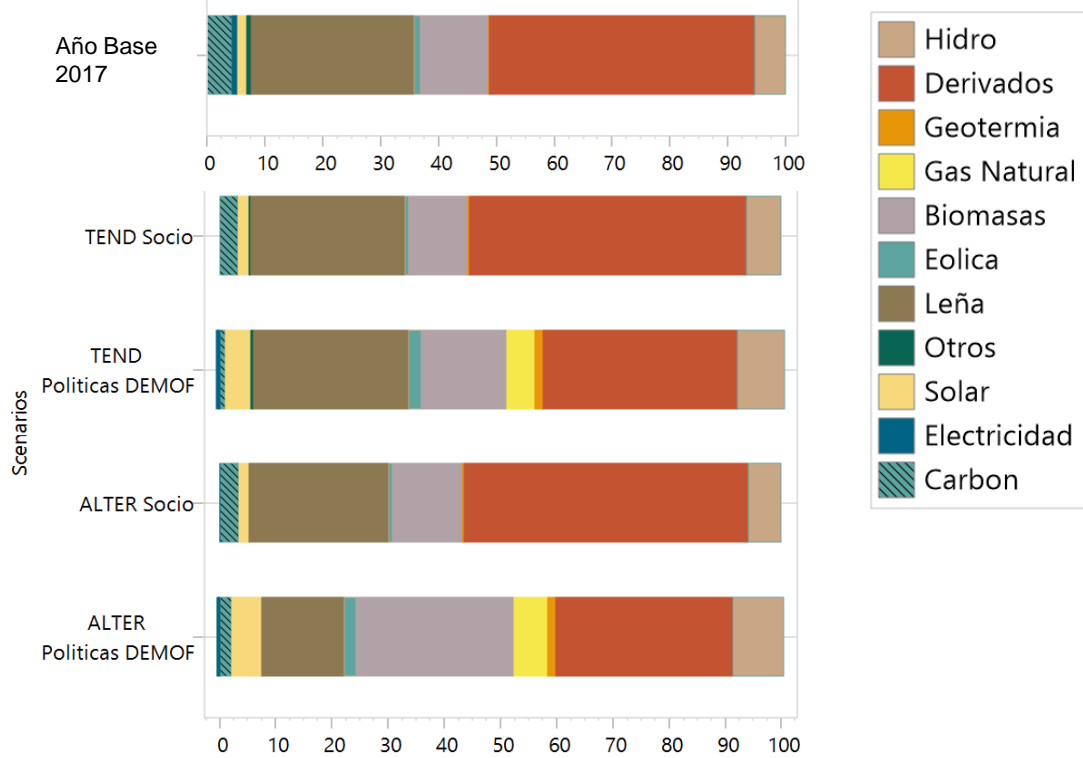
Valores negativos implican ahorros totales acumulados hasta dicho año descontados al año base y expresados en moneda de dicho año. Esto implica que el escenario ALT Políticas DEMOF **considerando** los costos de inversión incrementales de infraestructura eléctrica y de regasificación permitirían ahorrar 4000 MMUSD, con los que hacer frente a las medidas de demanda, cuyos costos incrementales por sustitución y eficiencia no fueron estimados ni incluidos en este cálculo. Los ahorros producto de la disminución de la demanda por las medidas analizadas son lo que generan el aporte relativo mayor<sup>3</sup>.

Por último, se presentan los resultados esperados para el año horizonte respecto de la oferta bruta de energéticos primarios para alimentar el sistema de transformación o secundarios en caso de que estos no sean producidos localmente.

Se destaca principalmente la drástica reducción de leña proyectada, la incorporación del gas natural a la oferta bruta y la importante reducción de derivados importados introducidos al sistema. Por otro lado, el escenario alternativo también destaca por el aumento del uso de biomásas que incluyen: bagazo, biomasa industrial, insumo eléctrico e insumos para producción de biodiesel y bioetanol. El aumento en el uso de este abundante recurso local redundará en mejoras de autarquía, renovabilidad y efectos económicos de segundo orden de impulso productivo local.

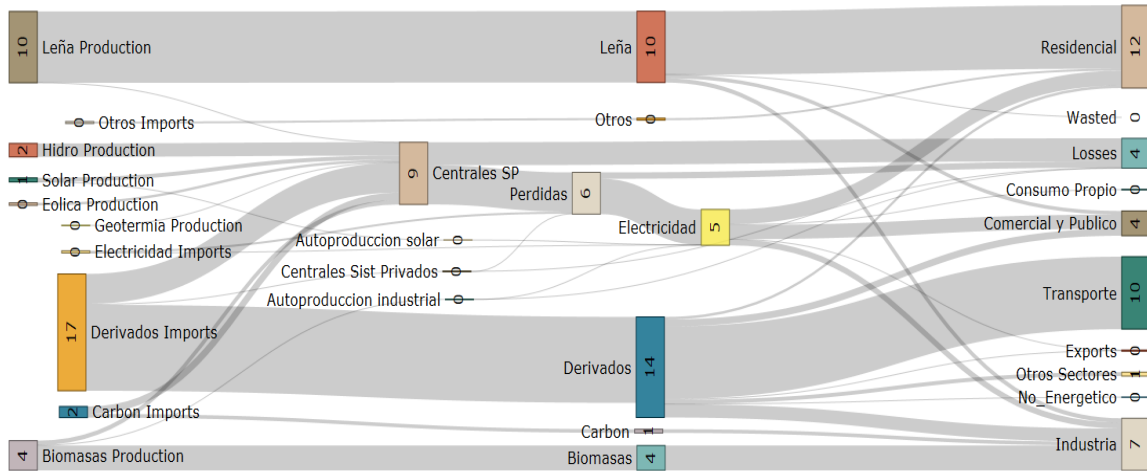
<sup>3</sup> Puede leerse del gráfico que, si bien los costos de la demanda no fueron incluidos, se puede concluir que evitar la expansión referencial de tendencia permite ahorrar casi 1000 MMUSD, comparando la línea anaranjada con la azul. También puede verse que respecto a los escenarios ODS el ahorro sería de unos 400 MMUSD. Por último, se puede apreciar que no habría un costo ni ahorro incremental entre los dos escenarios ODS seleccionados para esta comparación.

**Gráfico 4.26. Oferta bruta interna del año base y horizonte según escenario**

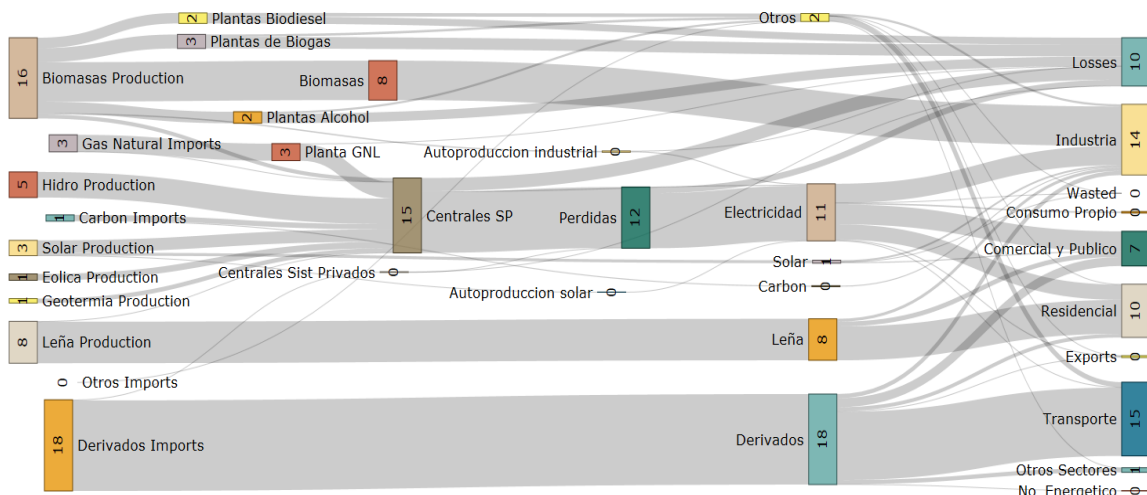




**Gráfico 4.27. Balance energético en formato de flujo de energía – Año Base 2017**



**Gráfico 4.28. Balance energético en formato de flujo de energía – Esc. ALT Políticas DEMOF 2038**



## 5. Conclusiones y Recomendaciones

- ✓ Desde el punto de vista de la **DEMANDA** se han analizado **el impacto de 20 medidas** en un escenario de crecimiento económico medio (Tendencial) y otro alto (Alternativo)
- ✓ Los **ahorros generados con la aplicación de estas medidas** son del orden del **8.322 Kbp en el 2038** en el escenario Tendencial (**14%** de reducción respecto a un escenario de tendencia sin medidas).
- ✓ Por su parte, los **ahorros generados con la aplicación de estas medidas** son del orden del **20.130 Kbp en el 2038** en el escenario Alternativo (**30%** de reducción respecto a un escenario sin medidas).
- ✓ Cabe destacar que a consecuencia de **la aplicación de medidas orientadas a la sustitución de estufas a EE y GLP**, junto al plan de **ecofogones**, en ambos escenarios se logran reducciones en el consumo de leña, convirtiéndose en una **medida robusta**.
- ✓ Además, **en base a las tasas de penetración de estas tecnologías**, propuestas en el **Alternativo**, **se observa que se cumple con los objetivos de la NDC** (reducción al 2030 en un 39% del consumo de leña).
- ✓ En tal sentido, **se recomienda avanzar con el estudio ya más detallado de esta medida, tendiente a su implementación, desde lo tecnológico y financiero**.
- ✓ Las mejoras de la **eficiencia energética de los vehículos e introducción del BTR**, resulta la medida de segundo mayor impacto en ambos escenarios. Estas brindan relevantes aportes a los objetivos **de reducciones de emisiones GEI**.
- ✓ En consecuencia, **analizar las reglamentaciones de importaciones de vehículos usados**, restringiendo a futuro la antigüedad de los vehículos importados, y **la implementación del BTR** (principalmente por sus co-beneficios en la reducción emisiones locales y mejoras en el tráfico), **deberían ser analizados desde la política** para su implementación.
- ✓ A nivel sectorial (por ejemplo, en el **Residencial**), el **aporte de las luminarias LED** a la reducción de la demanda de electricidad es relevante, así como las **mejoras en la eficiencia de los equipos**.
- ✓ Se sugiere avanzar en su implementación (**lámparas LED** en Residencial y Alumbrado Público) y en el estudio de un **plan de etiquetado de electrodomésticos** (reglamentación)
- ✓ Medidas de **eficiencia y sustitución de energéticos** en el **sector Industrial** permiten ahorros energéticos significativos en ambos escenarios (tercer conjunto de medidas en orden de relevancia).
- ✓ La **penetración de la electricidad, el uso de combustibles vegetales, biogás y solar**, permiten fuertes **ahorros en combustibles fósiles** (importados)
- ✓ Sin embargo, **la información de base disponible** para poder analizar en detalle el aporte de este sector a los ahorros de energía **es escasa**.

- ✓ Se recomienda llevar a cabo un estudio sectorial (encuestas) para caracterizar los usos principales de energía y las tecnologías con los cuales se prestan dichos servicios energéticos, así como para identificar nichos donde propiciar la aplicación de normas de gestión de la energía (ISO 50.001).
- ✓ Finalmente, en el sector **comercial y servicios**, también se debería avanzar en la recopilación de información para caracterizar mejor sus consumos.
- ✓ La diversificación eléctrica surge como una solución muy robusta para atender el cumplimiento de los diversos indicadores que el sector eléctrico requiere.
- ✓ El impulso e incorporación de centrales hidroeléctricas grandes cumple un rol fundamental en dicho sentido, presentándose como la principal opción
- ✓ La incorporación de gas natural en el sector eléctrico parece ser costo-efectiva a partir del efecto combinado de la sustitución de bunker en conjunto con la posibilidad de incorporar plantas de bajo costo de capital para semi-punta del sistema y otros de muy bajo costo para reserva de potencia
- ✓ Si bien los factores de planta de las plantas de generación con gas natural resultan un poco bajos (no superan el 50% en años hidrológicos medios) su incorporación evidencia una situación conveniente para el sistema. La normativa para su incorporación requeriría tenerlo en cuenta.
- ✓ El monto de ahorros económicos totales es importante y podría posibilitar/apalancar fuertemente las medidas de demanda estudiadas, no obstante, se requiere profundizar en una estimación de costos de las mismas.
- ✓ La planta de regasificación (FSRU) en los diversos escenarios de oferta operaría con **bajos niveles de planta (menores al 40%)**. Esto permite concluir que las plantas FSRU propuestas para el tamaño del mercado de Honduras, se subutilizarán, salvo que se analice la penetración del gas natural en la Industria y eventualmente el Transporte o el mercado externo (exportaciones a países vecinos). En ese sentido, se **debería analizar la complementariedad o competencia** con otros proyectos regionales de regasificación (**Panamá, en operación y El Salvador en construcción**), así como la viabilidad de incluir el gas natural en la matriz energética hondureña.