



ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

***Análisis de factibilidad y desempeño
financiero de un nuevo parque solar
fotovoltaico de 100MW a instalarse en la
región NOA en 2020***

Tutor: Mg. Ing. Ignacio Lis

Maestrando: Ing. Darío BAROCHINER

Año 2019



Índice

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1. Resumen del Proyecto.....	9
1.2. Estado del arte	9
1.3. Justificación de la investigación	12
1.4. Problema y preguntas problematizantes.....	13
1.5. Objetivos General y Específicos	14
1.6. Hipótesis.....	14
1.7. Metodología, técnicas de investigación y fuentes	15
2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	16
2.1. Definiciones preliminares y conceptos clave.....	17
2.2. Contexto energético mundial	20
2.3. Contexto energético local.....	25
2.4. Particularidades de la energía solar fotovoltaica	30
3. MARCO LEGAL	32
3.1. Antecedentes históricos.....	33
3.2. Principales disposiciones legales.....	33
3.3. Actores principales del sector eléctrico.....	34
3.4. Organización del sector eléctrico	37
3.5. Impacto de Ley de Emergencia Pública N°25.561 y principales adaptaciones del mercado eléctrico	43
3.6. Esquema de remuneración actual de la generación. Resolución 1/2019.	45
3.7. Remuneración e incentivos para generación renovable	48
3.8. Programas Renovar y Mater.....	52
3.9. Marco legal de otros países: Estado de California, Estados Unidos.....	53



3.9.1. Organismo de Política Energética de California.....	53
3.9.2. Entes Reguladores.....	54
3.9.3. Operador del sistema.....	55
3.9.4. Bolsa de Energía	55
3.9.5. Coordinadores de programación	56
3.9.6. Funcionamiento actual del sector y nuevos desafíos	56
4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	59
4.1. Evolución de la demanda hasta su estado actual	60
4.2. Caracterización por región y tipo de usuario.....	62
4.3. Cambios de comportamiento en los últimos años.....	63
4.4. Tendencias y expectativas de cambio	66
4.5. Métodos de proyección de demanda	66
4.6. Proyección de la demanda.....	68
5. OFERTA DE GENERACIÓN.....	76
5.1. Parque generador instalado.....	77
5.2. Precios y costos.....	79
5.3. Expansiones previstas del parque generador	81
5.4. Combustibles.....	86
5.5. Proyecciones de costo marginal operado de generación	90
6. EL PROYECTO: “PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO OLACAPATO CHICO”	94
6.1. Descripción del proyecto	95
6.2. Conexión al SADI	100
6.3. Monto de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).....	110
6.4. Financiamiento.....	111
6.4. Precio con contrato y condiciones comerciales destacables.	112
6.5. Estimación del costo de oportunidad del capital.....	113



6.6. Desempeño financiero	114
6.7. Sensibilidades y variantes	116
7. CONCLUSIONES	121
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	124
9. ANEXOS.....	130
9.1. Salidas de Oscar & Margo. Proyección de CMO.	131
9.2. Salidas de PVSYST. Producción del parque solar.....	142
9.3. Clientes Grandes Usuarios Habilitados según informe de Mater de Cammesa de Agosto 2018.	146
9.4. Flujos de caja resumidos.....	147



Índice de Figuras

Figura 1 Consumo final de energía mundial por región. 1971-2015.	21
Figura 2 Participación de cada región en el consumo final de energía. 1973 y 2015.	21
Figura 3 Oferta de energía mundial por energético. 1971-2015.	22
Figura 4 Oferta de energía mundial por energético. Contraste entre 1973 y 2015.	22
Figura 5 Consumo final de electricidad mundial por sector. 1971-2015.	23
Figura 6 Generación eléctrica mundial por energético. 1971-2015.	23
Figura 7 Generación de energía eólica mundial por región. 2005-2015.	24
Figura 8 Generación de energía solar fotovoltaica mundial por región. 2005-2015.	24
Figura 9 Consumo final de energía por energético. Años 1971 y 2017.	25
Figura 10 Producción de energía primaria por energético. Años 1971 y 2017.	26
Figura 11 Demanda de verano. Día típico y día de máxima.	27
Figura 12 Demanda de invierno. Día típico y día de máxima.	27
Figura 13 Potencia instalada. Distribución por tecnología.	28
Figura 14 Energía anual por tipo de generación para 2017.	29
Figura 15 Participación de cada tipo de combustible en la generación térmica, considerando gas natural equivalente.	29
Figura 16 Perfil diario de generación de una planta solar fotovoltaica.	30
Figura 17 Energía anual del SADI. 1992-2017.	60
Figura 18 Potencia máxima anual del SADI. 1992-2017.	61
Figura 19 Energías mensuales del SADI para 2017.	61
Figura 20 Participación por región en la demanda del SADI para 2017.	62
Figura 21 Evolución de la demanda por tipo de usuario. 2005-2017.	63
Figura 22 Curva diaria de demanda del SADI. Invierno 2007.	64
Figura 23 Curva diaria de demanda del SADI. Verano 2007.	64
Figura 24 Curva diaria de demanda del SADI. Invierno 2017.	65
Figura 25 Curva diaria de demanda del SADI. Verano 2017.	65
Figura 26 Proyección de energía resultante de regresión Energía Vs. PBI.	69
Figura 27 Proyección de energía resultante de regresión Energía Vs. población.	70
Figura 28 Proyección de energía resultante de regresión Energía Vs. Población y PBI per capita.	71
Figura 29 Proyección de energía. Comparación de proyecciones.	72
Figura 30 Asociación lineal entre energía y población.	73
Figura 31 Asociación lineal entre energía y PBI per capita.	73
Figura 32 Histograma de residuos.	74
Figura 33 Verificación por P-P plot.	74
Figura 34 Resultado de test de Shapiro-Wilk.	75
Figura 35 Verificación gráfica de varianza constante.	75



Figura 36 Evolución del parque generador. Potencia instalada. 2002-2019.	77
Figura 37 Evolución de costo monómico medio, precio de petróleo y consumo de gas oil.	79
Figura 38 Evolución de costo monómico medio y el precio estacional. 1993-2016.	80
Figura 39 Evolución de costo monómico medio y el precio estacional. 2016-2019.	80
Figura 40 Participación por tipo de combustible. Equivalente en GN. Total 2017.	87
Figura 41 Producción de gas, Convencional y No convencional 2009-2018.	89
Figura 42 Costo marginal operado para caso base.	91
Figura 43 Costo marginal operado para Variante 1.	92
Figura 44 Costo marginal operado para Variante 2.	92
Figura 45 Ubicación del proyecto en Argentina.	95
Figura 46 Ubicación del proyecto. Ampliado en frontera interprovincial Jujuy-Salta.	95
Figura 47 Ubicación del proyecto. Ampliado en terreno.	96
Figura 48 Temperaturas máximas y mínimas.	97
Figura 49 Horas de sol.	97
Figura 50 Salida y puesta del sol.	98
Figura 51 Producción del parque solar.	99
Figura 52 Flujo de potencia. Pico diurno Verano 2020. Caso Base.	101
Figura 53 Flujo de potencia. Valle Invierno 2020. Caso Base.	102
Figura 54 Flujo de potencia. Pico diurno Verano 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapato Chico fuera de servicio.	104
Figura 55 Flujo de potencia. Pico diurno Verano 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapato Chico en servicio.	105
Figura 56 Flujo de potencia. Valle Invierno 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapato Chico fuera de servicio.	107
Figura 57 Flujo de potencia. Valle Invierno 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapato Chico en servicio.	108
Figura 58 Sensibilidad al precio de contrato.	117
Figura 59 Sensibilidad al Capex.	117
Figura 60 Sensibilidad al Opex.	118
Figura 61 Sensibilidad al nivel de apalancamiento del proyecto.	119
Figura 62 Sensibilidad a la tasa de deuda.	119

Índice de Tablas

Tabla 1 – Precios Base	46
Tabla 2 – Precios Potencia DIGO	46
Tabla 3 – Precios Energía Generada.....	47
Tabla 4 – Precios Potencia de generación hidroeléctrica	48
Tabla 5 – Potencia instalada por tecnología y región	78



Tabla 6 – Energía generada por tecnología.....	78
Tabla 7 – Proyectos renovables ingresados al SADI	81
Tabla 8 – Proyectos renovables aún no ingresados al SADI	82
Tabla 9 – Proyectos no renovables aún no ingresados al SADI	85
Tabla 10 – Participación mensual por tipo de combustible en equivalente GN para 2017	87
Tabla 11 – Participación mensual por tipo de combustible de energía generada para 2017	88
Tabla 12 – Consumos y precios medios representativos por combustible para 2017	88
Tabla 13 – Proyección del Banco Mundial del precio del gas natural	90
Tabla 14 – Porcentaje de carga de equipos	109
Tabla 15 – Tensión en barras	109
Tabla 16 – Resumen de flujo de caja.....	115
Tabla 17 – Elasticidad de la tasa de retorno con financiamiento para diversas variables	120



1. INTRODUCCIÓN



1.1. Resumen del Proyecto

El tema propuesto para el Trabajo Final de Maestría es: *Análisis de factibilidad y desempeño financiero de un nuevo parque solar fotovoltaico de 100MW a instalarse en la región NOA en 2020.*

La propuesta consiste en analizar el estado actual y los probables escenarios energéticos futuros para determinar la rentabilidad esperada y las condiciones en que resulta factible la construcción e inserción de un nuevo parque solar fotovoltaico en el Sistema Argentino de Interconexión, teniendo en consideración el marco regulatorio actual y, en particular, la ley de energías renovables (Ley N°27191, 2015), así como también posibles evoluciones.

Para llevarlo a cabo se realiza una exhaustiva caracterización del estado actual del sector eléctrico. Se estudia la demanda, su agregación por tipo de usuario y los cambios de tendencia en su comportamiento de los últimos años. Se plantean análisis econométricos para proyectar su probable evolución futura y se discuten probables tendencias. Paralelamente, se complementa este análisis con el de la oferta, recabando toda la información que permita establecer una acabada composición del parque de generación eléctrica actual y su costo. Se simulan escenarios futuros para establecer los niveles probables de costo marginal, para una eventual competencia en el mercado spot.

Planteado el entorno del mercado eléctrico, el trabajo estudia las condiciones en que el proyecto resulta rentable, los principales riesgos a los que se ve sujeto y analiza los indicadores económico-financieros esperados.

Este tema tiene una estrecha relación con los conocimientos adquiridos en la Maestría en Administración (MBA) de la Universidad de Buenos Aires y permite integrar y demostrar la aplicación de los mismos a un caso de interés de la realidad argentina.

1.2. Estado del arte

La energía eléctrica constituye una necesidad fundamental para el desarrollo de la vida en la sociedad moderna. Su cadena de suministro tradicionalmente incluye la generación de energía eléctrica, la transmisión y la distribución.

La generación de energía eléctrica es la actividad mediante la cual se transforma la energía en alguna de sus formas (calor obtenido mediante combustibles fósiles o nucleares, energía hidráulica, solar, eólica, etc.) en energía eléctrica.



La transmisión es la actividad mediante la cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de generación hacia los de consumo. Es un sector de carácter monopólico, en el que el acceso está abierto a los nuevos ingresantes que estén dispuestos a pagar las tarifas. Los precios y la calidad de servicio se encuentran regulados.

La distribución pone la energía eléctrica a disposición de sus consumidores. Se trata de monopolios regionales correspondientes a cada área concesionada. La actividad es reconocida como un servicio público por la ley de régimen de la energía eléctrica (Ley N°24065, 1991). Asigna a la empresa distribuidora la responsabilidad de abastecer a los usuarios que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Esto supone abastecer toda la demanda y sus incrementos. Dada su característica de monopolio, los precios y la calidad de servicio se encuentran regulados.

El proyecto se enmarca dentro de la actividad de generación. La constitución del sector es tal que las centrales de generación pertenecen a distintos actores dentro de un marco regulatorio que prevé la competencia entre ellos y el establecimiento de precios dado por el libre juego entre oferta y demanda. No obstante, a partir de la crisis de 2001-2002 este esquema quedó suspendido y reemplazado por un esquema que remunera principalmente la disponibilidad de potencia al generador, actualmente en vías de normalización (Resolución N°1, 2019). La celebración de contratos de abastecimiento de energía entre privados prevista en la ley se encuentra también suspendida y en vías de normalización, con excepción de las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes renovables, tal como es el proyecto estudiado en este trabajo. Los contratos entre privados para abastecimiento de energía de fuente renovable no sólo se encuentran permitidos, sino también fomentados por la ley 27191 de energías renovables, que pone por objetivo alcanzar un 20% de la energía generada a partir de fuentes renovables para 2025.

El parque de generación instalado en la actualidad no presenta una significativa diversificación. Según Cammesa (Cammesa, Informe mensual, Julio 2018), al momento de elaborarse el plan de Trabajo Final de Maestría, la potencia instalada total en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es de 37922MW de los cuales 24448MW son de generación térmica. Sigue la generación hidráulica (centrales de potencia mayor a 50MW) con un total de 10790MW y luego la nuclear con 1755MW.

El parque de generación renovable instalado en el SADI es de apenas 929MW (esto es: 2,4% del total), compuesto por 498MW de pequeñas (menor a 50MW) hidráulicas, 376MW de eólica, 33MW de solar y 22MW de biogas.



De esta manera, con 33MW de potencia instalada, la generación solar, tecnología que involucra el presente trabajo, representa solamente 0,087% del total.

Abordando la descripción de la oferta desde el punto de vista de la energía generada en lugar de la potencia instalada, se observa que, en el periodo comprendido entre Enero y Julio 2018, se han generado en el SADI 83303 GWh, de los cuales 54715 GWh corresponden a generación térmica, 22654 GWh a hidráulica mayor a 50MW y 4491 GWh de nuclear. Las energías renovables en su conjunto (incluyendo hidráulica menor a 50MW) totalizan 1443 GWh (1,76% del total), de los cuales 776 GWh corresponden a hidráulica, 456 GWh a eólica, 125 GWh a biomasa, 74 GWh a biogás y 12 GWh a solar. De esta manera, la energía solar representa un 0,014% del total de energía generado del año 2018, hasta el mes de Julio.

En tanto, en el resto del mundo la penetración de energías renovables ha crecido en forma sostenida durante la última década. Por ejemplo, en Estados Unidos el Estado de California fijó como objetivo (<https://www.cpuc.ca.gov>) a las principales tres distribuidoras de electricidad proporciones mínimas de energía renovable a satisfacer en sus compras de energía. En 2016 estas distribuidoras sobrecumplieron el objetivo con fracciones de energía renovable de 33% para Pacific Gas & Electricity Co., 28% para Southern California Edison Co. y 43% para San Diego Gas & Electricity. El objetivo actual es de alcanzar el 50% para el año 2030, pero la creciente penetración de energías renovables continúa provocando sobrecumplimiento y, manteniendo la tendencia actual, el Estado de California espera alcanzar esta meta en 2020, esto es: la velocidad a la que se desarrollan las renovables provocaría que el objetivo fijado se alcance diez años antes de lo previsto. Por otra parte, en Sudamérica se observa que Uruguay pasó de tener en 2013 aproximadamente 1% de su energía generada mediante fuentes renovables al récord de 44% en Enero de 2018 (Wynn, 2018).

Para fomentar la penetración de las energías renovables en la matriz energética, desde el Estado argentino se instrumentó en los años 2016 y 2017 el programa Renovar (<https://www.argentina.gob.ar/renovar>). Dentro del marco de este programa se adjudicaron 41 proyectos por un total 1732,4MW. Sin embargo, el grado de ejecución permanece muy bajo si se considera que, a Agosto de 2018, el parque instalado de generación solar en el SADI se ha incrementado desde 9MW a apenas 33MW.

En la actualidad, los cambios en las variables económicas y los indicadores de desempeño financiero de la Argentina y, en particular, el acceso y costo de financiamiento, explican en buena medida el bajo nivel de ejecución de



proyectos y requieren que los nuevos proyectos, y acaso los adjudicados aún no ejecutados, sean evaluados con la perspectiva actual y no con la correspondiente a la fecha de lanzamientos de los planes Renovar.

1.3. Justificación de la investigación

La disponibilidad de energía eléctrica constituye una limitación para el desarrollo de la actividad económica. A medida que la infraestructura de energía eléctrica se revela como insuficiente para acompañar el crecimiento económico, el tema cobra mayor relevancia en la agenda de los gobiernos de los distintos países del mundo.

Paralelamente, el impacto ambiental que implican las formas tradicionales de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles incentiva a desarrollar otras formas de generación que resulten más amigables al medio ambiente, haciendo sostenible la actividad.

Finalmente, en los últimos años los mercados energéticos internacionales han sido testigos de sostenidos y significativos progresos tecnológicos que se tradujeron en sensibles reducciones de los costos de instalación de formas de generación de energía renovable, especialmente eólica y solar.

La combinación de estos tres aspectos ha tenido como consecuencia la proliferación de proyectos de energías renovables en distintos países del mundo.

Con una penetración de apenas 1,76% de renovables en la energía generada, recurso eólico y solar en abundancia, costos de instalación de tecnología solar con tendencia a la baja, y una matriz preponderantemente térmica de bajo rendimiento y alto costo, el desarrollo de la energía solar en Argentina se considera a la vez vacante y promisorio.

Es en este contexto que el presente trabajo considera relevante evaluar la factibilidad del parque solar propuesto de manera que pueda constituir un prospecto de negocio para un inversor y a la vez la base del dossier a presentar ante una entidad financiera que participe fondeando una fracción del proyecto.

Para su desarrollo, considero que mi perfil como maestrando es adecuado y oportuno. Con una formación de grado de Ingeniero Electricista de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires, más de 10 años de experiencia trabajando en el mercado eléctrico en funciones técnicas y comerciales, actualmente desempeñándome en la realización de estudios de la

red eléctrica como Ingeniero de Sistemas de Potencia en Sacme, agente del Mercado Eléctrico Mayorista, tengo el acceso a la información necesaria del mercado, y el conocimiento y dominio de las herramientas que se requieren para analizarla generando un estudio de calidad que comprenda las vicisitudes del sector eléctrico argentino.

1.4. Problema y preguntas problematizantes

Considerando el elevado potencial para el desarrollo de generación de energía solar, el objetivo fijado por la ley de alcanzar un 20% de energía generada mediante fuentes renovables para 2025 y el bajo nivel de ejecución de los proyectos adjudicados en el programa Renovar durante 2016 y 2017, cabe plantearse qué escenario enfrenta en la actualidad un nuevo proyecto.

De esta forma cabe preguntarse:

¿Qué combinación de precio de mercado, tasa de endeudamiento, proporción de financiación y marco regulatorio da lugar a una planta solar fotovoltaica rentable en el escenario presente y cuál es la rentabilidad esperada?

En este sentido, el presente trabajo considera que la evaluación de un nuevo proyecto debe considerar con la información actual, los escenarios más probables de demanda, desarrollo de la oferta y tendencias del marco regulatorio.

Al respecto, pueden plantearse los siguientes interrogantes:

- ¿Cómo evolucionará la demanda eléctrica y, en particular, el mercado objetivo para la energía a suministrar por el proyecto?
- ¿Cómo se desarrollará la oferta de generación, que define el entorno de competencia y el nivel de precios que enfrentará el proyecto en el mercado?
- ¿Qué cambios en el marco regulatorio vigente son esperables en el curso de los años de ejecución del proyecto?
- Bajo los escenarios resultantes de la exploración de los interrogantes anteriores, ¿qué rentabilidad es esperable?
- ¿Cuáles son las variables que en mayor medida explican esa rentabilidad y cómo se ven afectados los indicadores de desempeño financiero del proyecto si se producen perturbaciones en ellas?



Estos son los interrogantes a los que el presente Trabajo Final de Maestría pretende dar respuesta.

1.5. Objetivos General y Específicos

Considerando el planteo del problema mencionado anteriormente, en el presente Plan de Tesis se propone el siguiente objetivo general:

- Determinar la combinación de precio de mercado, tasa de endeudamiento, proporción de financiación y marco regulatorio que da lugar a una planta solar fotovoltaica rentable y la rentabilidad esperada.

Para dar cumplimiento a este objetivo general, se proponen los siguientes objetivos específicos:

- Desarrollar una proyección de la demanda que permita evaluar el mercado objetivo al que venderá su energía el proyecto.
- Evaluar los escenarios más probables de expansión de la oferta de generación y, con ellos, el entorno de competencia y nivel de precios que enfrentará el proyecto.
- Analizar marcos regulatorios que han permitido el desarrollo de energías renovables en otros países, de manera de prever posibles evoluciones del marco local actual.
- Determinar la rentabilidad esperada para el proyecto operando en la condición de base.
- Identificar las principales variables que afectan la rentabilidad y evaluar el impacto de sus perturbaciones en los indicadores de desempeño financiero del proyecto.

Con el cumplimiento de estos objetivos se pretende lograr una mayor comprensión de la problemática planteada.

1.6. Hipótesis

Con el nivel de precio actual de energía renovable (del Mater: 65 USD/MWh) y el nivel de costo operado de generación de energía del SADI, en el marco regulatorio actual, resulta rentable ejecutar una planta solar fotovoltaica de 100MW en la región NOA, considerando las tasas de descuento características de la industria para el entorno local (10-12%).



1.7. Metodología, técnicas de investigación y fuentes

Para desarrollar el trabajo se plantea una metodología de investigación del tipo explicativa, en el que se analiza la información relevada con diversas técnicas.

El estudio de la demanda conlleva un análisis del tipo econométrico para establecer una relación funcional de la misma con las variables explicativas y sus respectivas proyecciones, haciendo uso de la información histórica. Un enfoque similar le cabe al análisis de la evolución del gas, un insumo clave en la cadena de valor de la industria de generación de energía eléctrica.

El examen de los costos de generación en los escenarios probables futuros requiere, nutriéndose de los resultados mencionados en el párrafo precedente y de las alternativas de expansión del parque generador a plantear, la realización de simulaciones mediante un modelo de optimización de despacho de largo plazo a mínimo costo.

Finalmente, la evaluación de precios de mercado esperados implica el estudio de los escenarios de competencia actuales para proyectos que puedan considerarse comparables.

Prevalece como técnica de investigación principal el análisis documental. La ejecución de la metodología de investigación propuesta requiere una lectura comprensiva para posterior procesamiento de las estadísticas de demanda eléctrica del mercado eléctrico mayorista de Cammesa, de evolución de la población y del producto bruto interno del INDEC (<https://www.indec.gob.ar/>), así como también otras variables que se identifiquen como claves para predecir el futuro crecimiento de la demanda.

Un relevamiento completo de la expansión en curso del parque generador exige un exhaustivo cómputo de los proyectos impulsados por el Estado a través de las Resoluciones 21 (Resolución N°21, 2016) y 287 (Resolución N°E 287, 2017), las rondas 1, 1.5 y 2 del programa RenovAr que se encuentren licitados y/o adjudicados, así como también aquellos concebidos en el ámbito del mercado a término entre privados, analizándolos según su nivel de ejecución, para con ello sintetizar un parque generador que sirva como base para construir los escenarios futuros de expansión del sistema.

Para evaluar la inversión de capital (CAPEX) del proyecto se hace necesario, no solamente realizar un benchmarking considerando los proyectos comparables que participaron RenovAr y Mater, sino también llevar a cabo un contraste con la evolución de los costos de los paneles solares a nivel mundial, para lo que se recurre a fuentes internacionales como EIA (<https://www.eia.gov/>) e IRENA (<https://www.irena.org/>).



2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL



2.1. Definiciones preliminares y conceptos clave

2.1.1. Energía

En el ámbito de las ciencias físicas, se denomina “energía” a una magnitud escalar que representa la capacidad de realizar trabajo (Halliday, 2011). La unidad de medida utilizada para cuantificarla es el Joule aunque, dependiendo de la aplicación, es habitual utilizar otras unidades que tienen su equivalente a Joule (“J”) como el megawatt-hora (“MWh”) o la tonelada equivalente de petróleo (“toe” por su sigla en inglés). Como el Joule resulta en una cantidad de energía pequeña en relación con las aplicaciones modernas, frecuentemente se encuentra expresada en miles de Joule (“kJ”) o millones de Joule (“MJ”).

2.1.2. Fuentes renovables y no renovables de energía

La energía puede clasificarse según su fuente. Una primera categorización implica dividir las fuentes entre renovables y no renovables. Se considera que una fuente es renovable cuando es virtualmente inagotable (en relación a la vida del Sol) y es restituida de manera natural en un periodo de tiempo corto, en comparación con la vida humana. Dentro de este tipo de fuentes se incluyen: solar, eólica, geotérmica, hidráulica y biomasa. En contraposición, se considera no renovables a aquellas fuentes cuya energía no es restituida en un corto periodo en relación a la vida humana. Este tipo de fuentes abarca: petróleo, gas, carbón y uranio (U.S. Energy Information Administration, 2018).

2.1.3. Consumo final de energía

El consumo final de energía es una definición de la Agencia Internacional de Energía (“IEA” por su sigla en inglés) que abarca toda la energía suministrada a los usuarios finales, para todos los usos de energía (European Environment Agency, 2009). Frecuentemente la misma es desagregada entre los sectores: industrial, transporte, residencial y comercial. Sin embargo, en este trabajo resulta también de utilidad desagregarla por tipo de energía secundaria, que es un concepto que se explica en la subsección siguiente.

2.1.4. Energía primaria y secundaria

Al estudiar el contexto energético, habitualmente resulta de interés distinguir entre energía primaria y secundaria (International Energy Agency, Energy Statistics Manual, Enero 2005). Se denomina energía primaria a aquella que resulta de la extracción o captura directa de los recursos naturales, y secundaria a la que se obtiene mediante algún tipo de transformación de energía primaria o secundaria.



Esta distinción entre primaria y secundaria resulta fundamental para caracterizar, por un lado, la utilización de los recursos naturales y, por otro, la forma de consumo final de la energía.

2.1.5. Tonelada equivalente de petróleo

Al existir diversos tipos de fuentes y formas de consumo final, para realizar comparaciones y análisis cuantitativos habitualmente se utiliza como unidad de medida la tonelada equivalente de petróleo ("toe"). Se trata de la cantidad de energía liberada por la combustión de una tonelada de petróleo y está normalizada en el valor de 41868 kJ/kg.

2.1.6. Electricidad. Tensión y corriente.

Una de las principales formas de consumo final de la energía en la sociedad moderna es la electricidad. Esta es una forma de energía secundaria típicamente obtenida luego de transformar el calor liberado en la combustión de un combustible fósil, la energía cinética del agua o el viento, o la radiación solar.

A nivel de las ciencias físicas, se denomina electricidad al fenómeno asociado a las cargas eléctricas y su movimiento o su estado estacionario (Kashy, Febrero 2019).

Se denomina con "tensión" a la fuerza electromotriz o la diferencia de potencial eléctrico (Encyclopedia Britannica, Abril 2016). Su unidad de medida es el Volt ("V") y para las aplicaciones del mercado eléctrico es habitualmente expresada en términos de miles de Volt ("kV").

La corriente eléctrica es el flujo de la carga eléctrica y su unidad de medida es el Ampère ("A").

2.1.7. Potencia y su relación con la energía.

La potencia es la velocidad con la que se desarrolla la energía y su unidad de medida es el Watt ("W"). Para las aplicaciones del mercado eléctrico es habitualmente expresada en términos de millones de Watt o megawatt ("MW").

Dada esta relación con la energía, en el mercado eléctrico es común medir la energía eléctrica en megawatt-hora (1MWh es la cantidad de energía que corresponde a una potencia de 1MW durante 1 hora) en lugar de usar Joule (Central de información y discusión de energía en Chile, 2018).



2.1.8. Energía solar. Fotovoltaica y solar térmica.

La energía solar proviene de las reacciones de fusión nuclear en el núcleo del Sol (Hanania, Agosto 2015).

La tecnología fotovoltaica convierte la luz solar directamente en energía eléctrica (NREL, 2019).

Dentro de la generación eléctrica, existe también la alternativa de concentrar la luz solar para producir calor e impulsar un generador termoeléctrico convencional.

De ambas formas de aprovechamiento, la energía solar fotovoltaica es la que ha tenido el desarrollo más sobresaliente en los últimos años (IRENA, 2018).

2.1.9. Métodos para proyección

Entre los métodos de proyección en el presente trabajo se utilizan la regresión lineal univariable y multivariable (Pérez-Tejada, H., Estadística para las ciencias sociales, del comportamiento y de la salud, 2008).

Para evaluar la bondad del modelo se utiliza el coeficiente de determinación R^2 (Pagano, R., Understanding statistics in the behavioral sciences, 2007).

Los modelos desarrollados exigen la verificación de los supuestos de linealidad, normalidad y homocedasticidad de los residuos de la regresión. Para ello se utilizan pruebas gráficas y estadísticas (Kirkwood, B, Medical statistics, 2003).

2.1.10. Despacho hidro-térmico con fuentes renovables en el largo plazo y modelos de optimización

El problema de despacho hidro-térmico con componente de energías renovables en el largo plazo (horizonte de 7 años o más) tiene como objetivo determinar la utilización óptima de los recursos energéticos minimizando el costo de producción y de energía no suministrada, teniendo en cuenta las restricciones a las que se ve sometido el sistema (Cammesa, Introducción al despacho hidrotérmico, Mayo 2018).

En general, el problema se plantea en forma matemática con modelos lineales, lo que da lugar a la utilización de programación lineal para la resolución computacional, para un sistema con un elevado número de ecuaciones y restricciones (Serra de La Figuera, D., Métodos cuantitativos para la toma de decisiones, 2007).



2.1.11. Costo de oportunidad del capital. Modelo CAPM

Para evaluar el costo de oportunidad del capital se utiliza el modelo Capital Asset Pricing Model desarrollado por Markowitz, Sharpe y Lintner (Vernimmen, Corporate finance, theory and practice, 2005). En este enfoque, el inversor se comporta como un agente completamente racional que posee la totalidad de la información y percibe el costo de oportunidad de su capital como el agregado de una tasa libre de riesgo y una prima de mercado adicional que depende del riesgo del país y de la industria en particular en la que se desenvuelve el activo a evaluar.

2.1.12. Costo promedio ponderado del capital

Dado que el proyecto puede ser financiado tanto con capital propio como con deuda, resulta de utilidad considerar el costo promedio ponderado del capital para tener en consideración el costo de cada fuente de financiamiento según su proporción y teniendo en cuenta el efecto del escudo fiscal (Berk, J. Finanzas corporativas, 2008).

2.1.13. Flujos de caja del proyecto. Tasa interna de retorno y tasa con financiamiento

Para la evaluación del desempeño financiero del proyecto propuesto se utilizan los flujos de caja del proyecto. Por una parte, se evalúa el flujo de caja operativo, sin financiamiento, para poder elaborar juicios respecto de su capacidad de generación de caja, independientemente de las proporciones de capital propio y deuda. Es utilizado para determinar la tasa interna de retorno del proyecto.

Adicionalmente se evalúa el flujo de caja del proyecto con financiamiento para el esquema propuesto y se utiliza para determinar la tasa de retorno con financiamiento (Sapag, N. Preparación y evaluación de proyectos, 2008).

2.2. Contexto energético mundial

La sociedad moderna consume cada vez mayores volúmenes de energía. Según la Agencia Internacional de Energía el consumo mundial pasó de 4661 Mtoe en 1973 a 9384 Mtoe en 2015 tal como se aprecia en la siguiente figura, lo que implica un crecimiento de más de 100% en 42 años (IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017).

World TFC¹ from 1971 to 2015 by region (Mtoe)

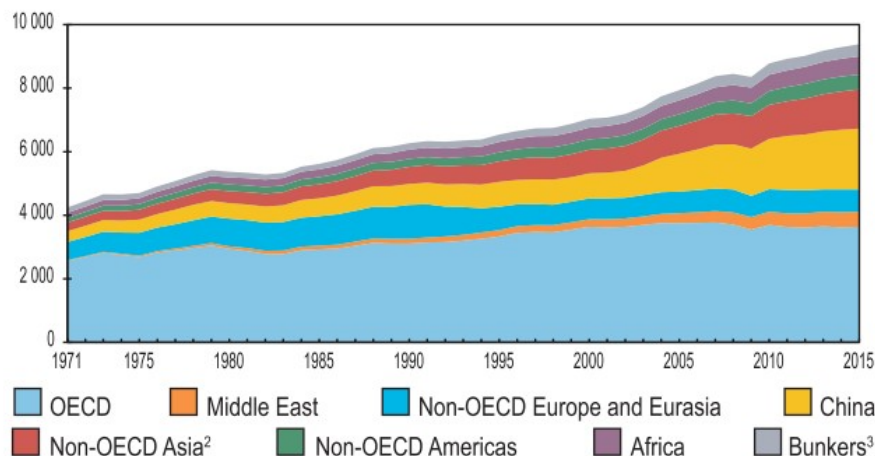


Figura 1 Consumo final de energía mundial por región. 1971-2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

Este crecimiento es principalmente explicado por China y los países de Asia no pertenecientes a la OECD, que pasaron de una participación de 14.1% del total en 1973 a 33.6% en 2015, en tanto que los países de OECD redujeron su participación en el total de 60.3% a 38.6% para el mismo periodo. La figura a continuación pone de manifiesto esta evolución.

1973 and 2015 regional shares of TFC¹

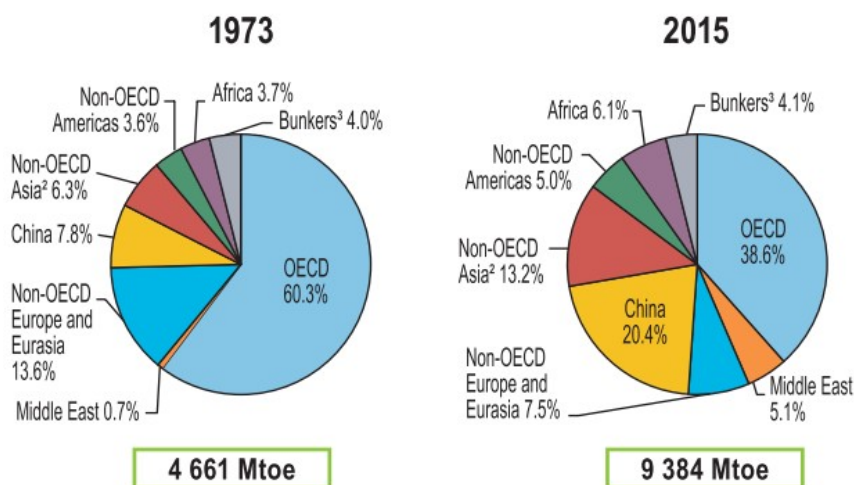


Figura 2 Participación de cada región en el consumo final de energía. 1973 y 2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

Desde el punto de vista del suministro de energía se observa un crecimiento análogo, con una oferta que evolucionó de 6101 Mtoe en 1973 a 13647 Mtoe en 2015, explicado principalmente por un aumento en la participación en el total del carbón, el gas natural y la energía nuclear. Esto se observa en las siguientes dos figuras.

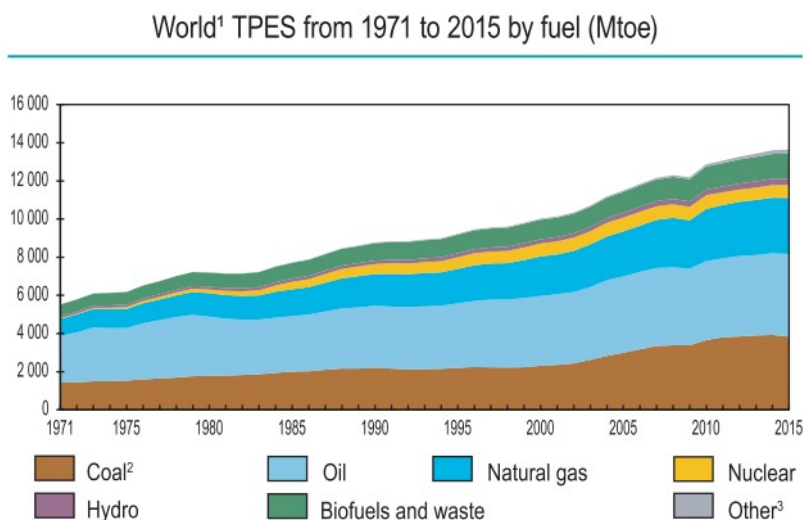


Figura 3 Oferta de energía mundial por energético. 1971-2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

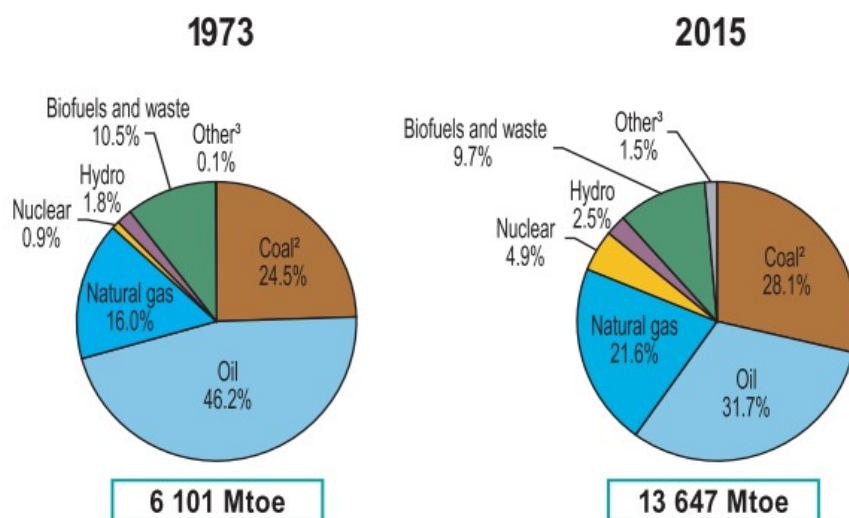


Figura 4 Oferta de energía mundial por energético. Contraste entre 1973 y 2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

Nótese en la última gráfica como, a pesar de una tasa de crecimiento notable, las energías eólica y solar representan todavía una fracción muy pequeña de la producción mundial.

El crecimiento en consumo y abastecimiento de energía resulta aún más sobresaliente para el caso particular de la energía eléctrica. Para ella se observa una evolución del consumo final de 440 Mtoe en 1973 a 1737 Mtoe en 2015, es decir, aproximadamente 4 veces.

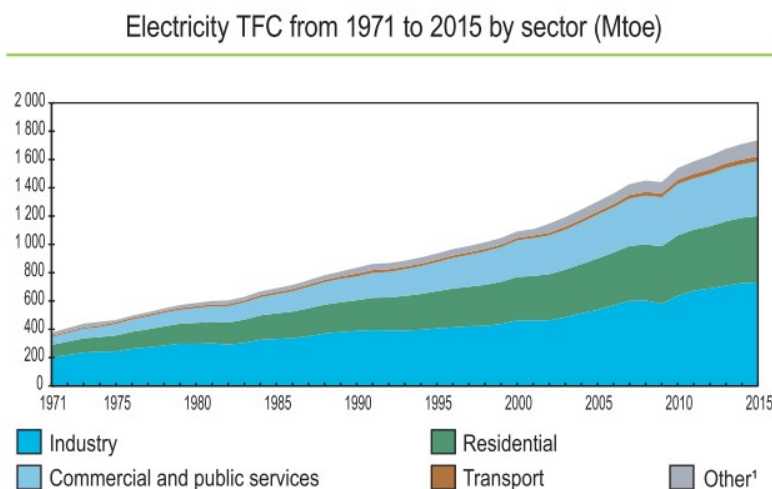


Figura 5 Consumo final de electricidad mundial por sector. 1971-2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

El mismo fenómeno observado desde el punto de vista de la oferta resulta en un incremento de la generación de 6131 TWh en 1973 a 24255 TWh en 2015.

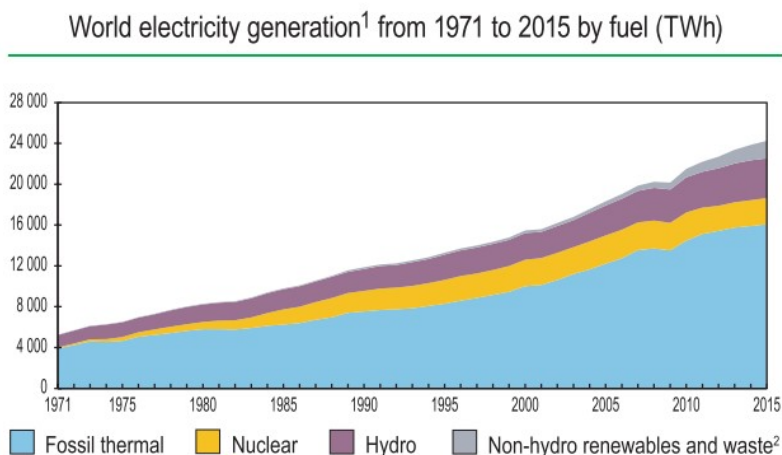


Figura 6 Generación eléctrica mundial por energético. 1971-2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

En síntesis, puede afirmarse que la sociedad moderna ha incrementado su utilización de la energía eléctrica a una tasa significativamente mayor que aquella de la energía total (4 veces versus 2 veces) en los últimos 40 años.

A pesar de que todavía su participación en la oferta de energía mundial es pequeña, cabe destacar el significativo crecimiento desarrollado por la energía eólica y solar en los últimos años.

En el periodo comprendido entre 2005 y 2015, la producción de energía eólica evolucionó de 104TWh a 838 TWh, en tanto que la solar fotovoltaica lo hizo de 4 TWh a 247 TWh como se presenta en los gráficos siguientes.

World wind electricity production from 2005 to 2015 by region (TWh)

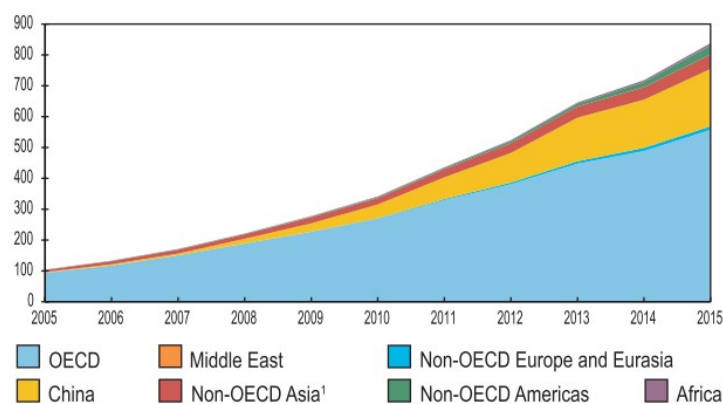


Figura 7 Generación de energía eólica mundial por región. 2005-2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

World solar PV electricity production from 2005 to 2015 by region (TWh)

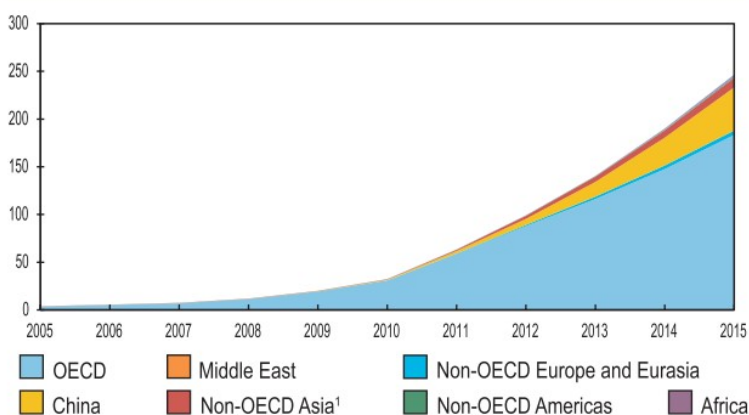


Figura 8 Generación de energía solar fotovoltaica mundial por región. 2005-2015.

Fuente: IEA, Key world energy statistics, Agosto 2017

Respecto de las tendencias futuras, importantes organismos como el World Economic Forum consideran que el cambio hacia una mayor electrificación se acentuará y acrecentará, expandiendo sus campos de aplicación en climatización (con bombas de calor) y el transporte automotor (autos eléctricos), desplazando la combustión de combustibles fósiles, a la que el uso con electricidad supera en términos de eficiencia energética (World economic forum, The future of electricity, Marzo 2017).

2.3. Contexto energético local

2.3.1. Producción y uso final de energía

Análogamente a lo revisado para el mundo en su conjunto, Argentina también ha incrementado significativamente su producción y consumo de energía y, en particular, de energía eléctrica.

Un análisis simplificado de los balances energéticos nacionales publicados por la Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda muestra que Argentina incrementó su consumo final de energía de 21Mtoe en 1971 a 56Mtoe en 2017 (Ministerio de Hacienda de la República Argentina, Balance energético nacional del año 2017, 2018). En tanto, la participación de la energía eléctrica en el consumo final aumentó de 8% a 20% para el mismo periodo, como se presenta en la siguiente figura.

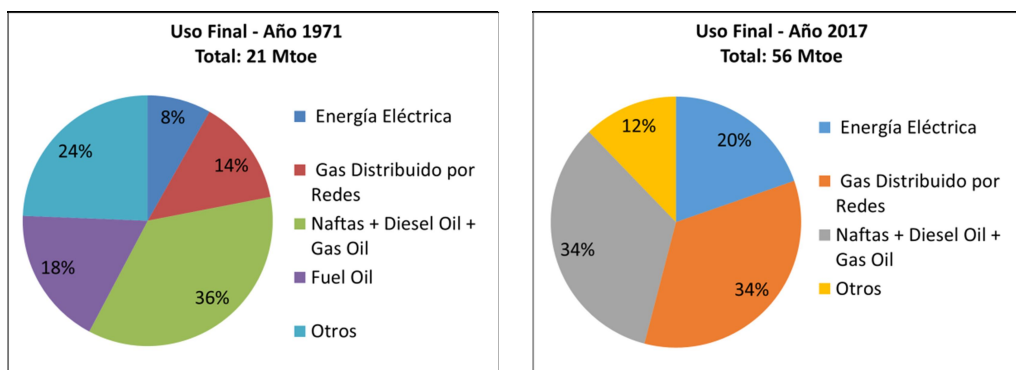


Figura 9 Consumo final de energía por energético. Años 1971 y 2017.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Ministerio de Hacienda de la República Argentina, Balance energético nacional del año 2017, 2018.

Paralelamente, el desarrollo de la oferta en el mismo periodo presenta una evolución desde 31Mtoe a 71Mtoe como muestra el gráfico a continuación.

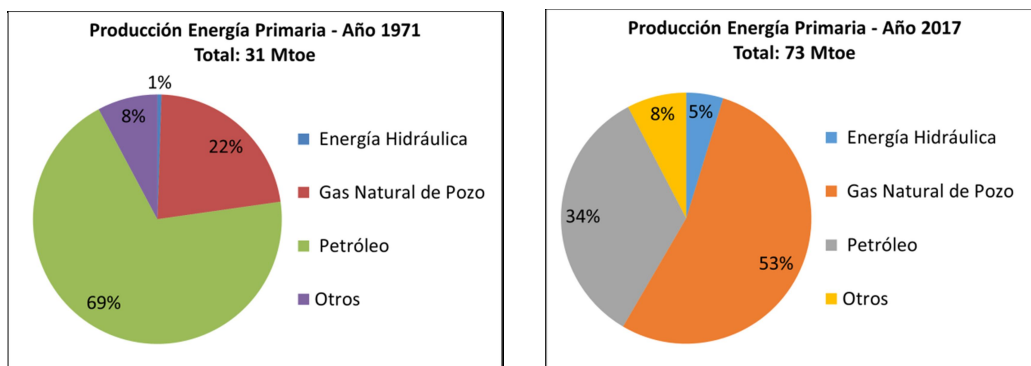


Figura 10 Producción de energía primaria por energético. Años 1971 y 2017.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Ministerio de Hacienda de la República Argentina, Balance energético nacional del año 2017, 2018.

Allí se observa adicionalmente el importante crecimiento que ha tenido la producción de gas natural, posicionándose como el energético principal del país, y constituyendo un eslabón clave en la cadena de valor de la energía. También puede destacarse la baja y, prácticamente, despreciable incidencia del carbón (incluido en “Otros” en los gráficos) en el sector energético argentino. A lo largo de los años, si bien varía la participación relativa entre petróleo y gas, los hidrocarburos en conjunto mantienen una participación de aproximadamente 90% del total.

El balance energético de 2017 incluye la información de importación y exportación de energéticos, de donde se desprende que Argentina es un importador neto. Importó en ese año un total de 18Mtoe, que corresponden principalmente a gas natural de pozo (5.5Mtoe), gas distribuido por redes (4Mtoe) y Diesel Oil y Gas Oil (3Mtoe). En tanto, la exportación resultó de 0.125 Mtoe por todo concepto.

2.3.2. Uso final de energía eléctrica: demanda

En el caso particular de la energía eléctrica, y en línea con lo presentado en la gráfica de uso final de energía para 2017, la demanda alcanzó los 132,436 GWh. La composición de dicha demanda se caracteriza por 42.2% para Residenciales, 28.9% para Consumos Intermedios y 28.9% para Gran Demanda (Cammesa, Informe anual, 2017).

Respecto de la máxima potencia del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”), el pico histórico corresponde al 8/2/2018 con 26300MW. Con una curva típica como la de la siguiente figura, durante los meses de verano es esperable encontrar una exigencia elevada durante las horas de Resto (franja horaria que comprende desde 5hs a 18hs), y que ocasionalmente supera la

demanda de las horas de Pico (franja horaria que comprende desde 18hs a 23hs).

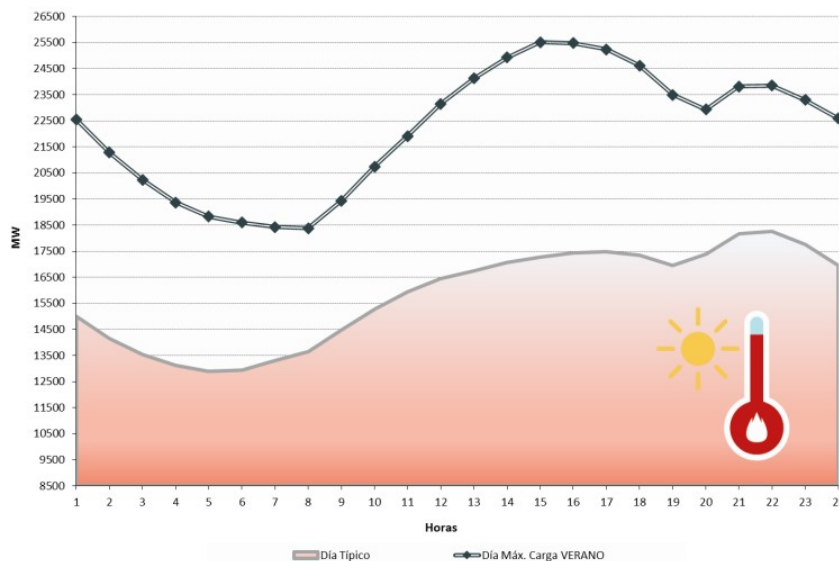


Figura 11 Demanda de verano. Día típico y día de máxima.
Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

Durante los meses de invierno la demanda se caracteriza por una curva típica como la de la siguiente figura, con la máxima exigencia durante las horas de Pico, alrededor de 21hs.

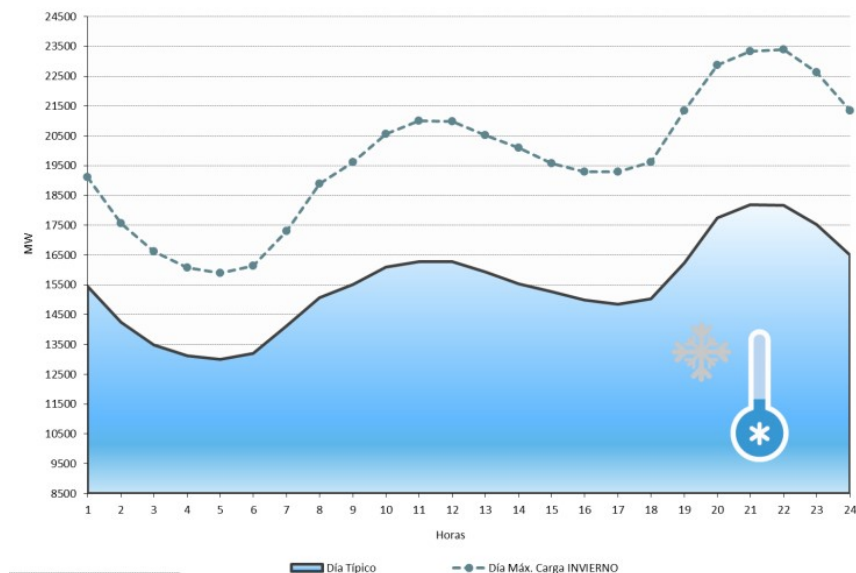


Figura 12 Demanda de invierno. Día típico y día de máxima.
Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

Si bien en los últimos años el estado de la tecnología se ha desarrollado logrando significativos avances en aplicaciones de baterías (Australian government, Department of the Environment and Energy, 2018) logrando mayores volúmenes de almacenamiento, mejores ciclos de carga y descarga, reducción de costos y optimización de sus sistemas de gestión, en la actualidad todavía no resulta técnica y económicamente viable el almacenamiento a gran escala de la energía eléctrica.

Por esta razón, en cada instante los sistemas eléctricos requieren generación que suministre la demanda y las pérdidas y se adapte a sus incrementos y disminuciones en tiempo real. La curva de demanda horaria mostrada en las gráficas anteriores requieren de un conjunto de generadores que estén suministrando potencia con una característica similar (demanda más pérdidas).

2.3.3. Producción de energía eléctrica: parque generador

El parque generador instalado presenta una marcada preponderancia de tecnología térmica. La siguiente figura muestra la potencia instalada a Febrero 2019 (Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019).

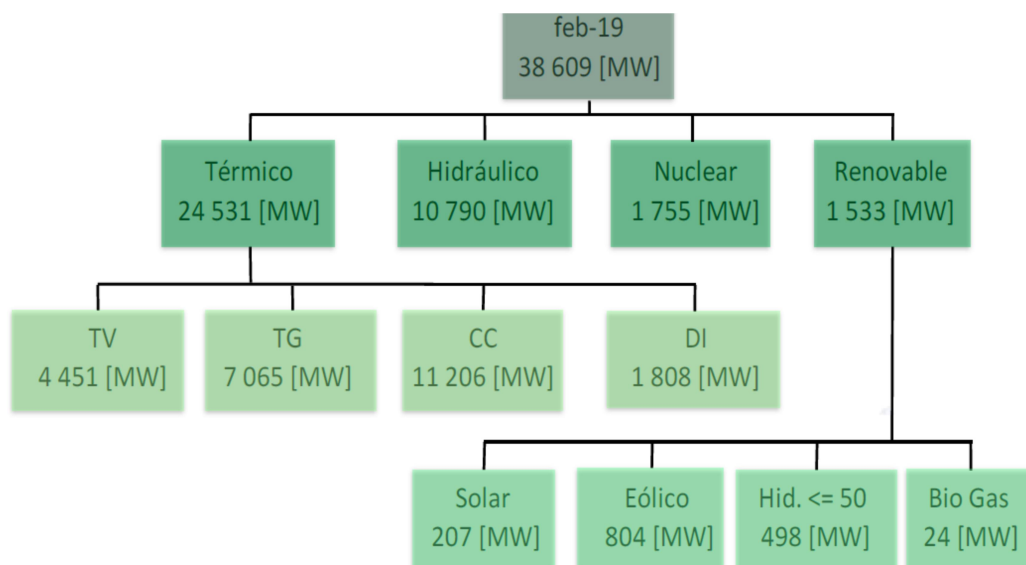


Figura 13 Potencia instalada. Distribución por tecnología.

Fuente: Cammesa, Informe mensual, 2019.

En cuanto a la energía generada, en el último informe anual de Cammesa disponible para el año 2017 (Cammesa, Informe anual, 2017) también se observa un primer lugar ocupado por las tecnologías térmicas con una participación del 65%, seguido por la hidráulica con 30% y nuclear con 4% como se muestra en la siguiente figura.

Por tipo de generación

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Part. %
CC	5,073	4,888	5,013	4,317	5,212	5,451	5,965	5,623	4,956	4,542	4,643	5,368	61,051	44.7%
TV	1,504	1,320	1,324	1,141	881	1,399	1,095	709	656	524	313	881	11,749	8.6%
TG	1,792	1,129	1,076	1,164	1,155	1,081	1,573	951	767	645	624	1,188	13,145	9.6%
DI	296	243	212	119	151	211	245	204	337	276	254	345	2,893	2.1%
Térmica	8,664	7,581	7,626	6,741	7,400	8,141	8,878	7,487	6,716	5,988	5,834	7,782	88,838	65.1%
Hidráulica	3,449	3,138	3,223	2,958	3,341	3,335	2,996	3,305	3,310	3,926	4,328	3,970	41,280	30.2%
Nuclear	637	634	510	242	194	241	252	622	610	616	507	651	5,716	4.2%
Eólica + Solar	58	43	45	47	43	55	53	56	49	57	57	69	632	0.5%
Total Generación local	12,808	11,396	11,404	9,988	10,978	11,773	12,179	11,469	10,685	10,587	10,726	12,472	136,466	100.0%

Figura 14 Energía anual por tipo de generación para 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

En cuanto a la utilización de combustibles para generación térmica predomina el gas natural, exhibiendo una participación del 84% para el año 2017 como se muestra en la siguiente figura.

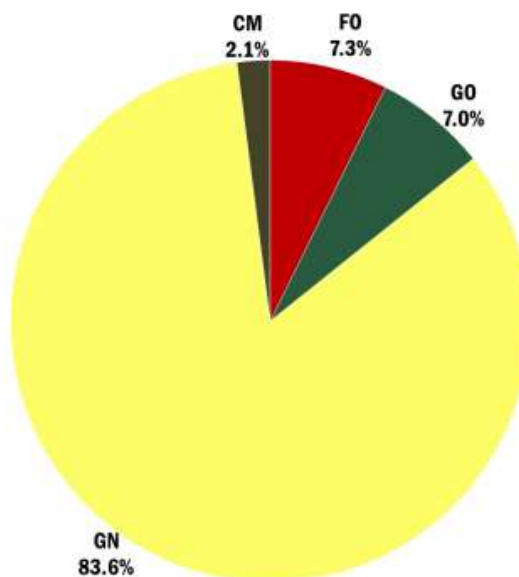


Figura 15 Participación de cada tipo de combustible en la generación térmica, considerando gas natural equivalente.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

2.4. Particularidades de la energía solar fotovoltaica

Al igual que otras tecnologías de fuentes renovables, la energía solar fotovoltaica, desde el enfoque del operador del sistema eléctrico, se considera como un recurso no gestionable dado que su disponibilidad está gobernada por el comportamiento climatológico.

Si bien la generación solar tiene un patrón diario claramente definido, su desempeño se ve afectado por las condiciones de nubosidad de manera que resultan esperables diferencias significativas dentro de un mismo día o en días sucesivos.

La siguiente figura muestra la producción de una planta solar fotovoltaica en San Juan a lo largo de un día (Cammesa, 2018).

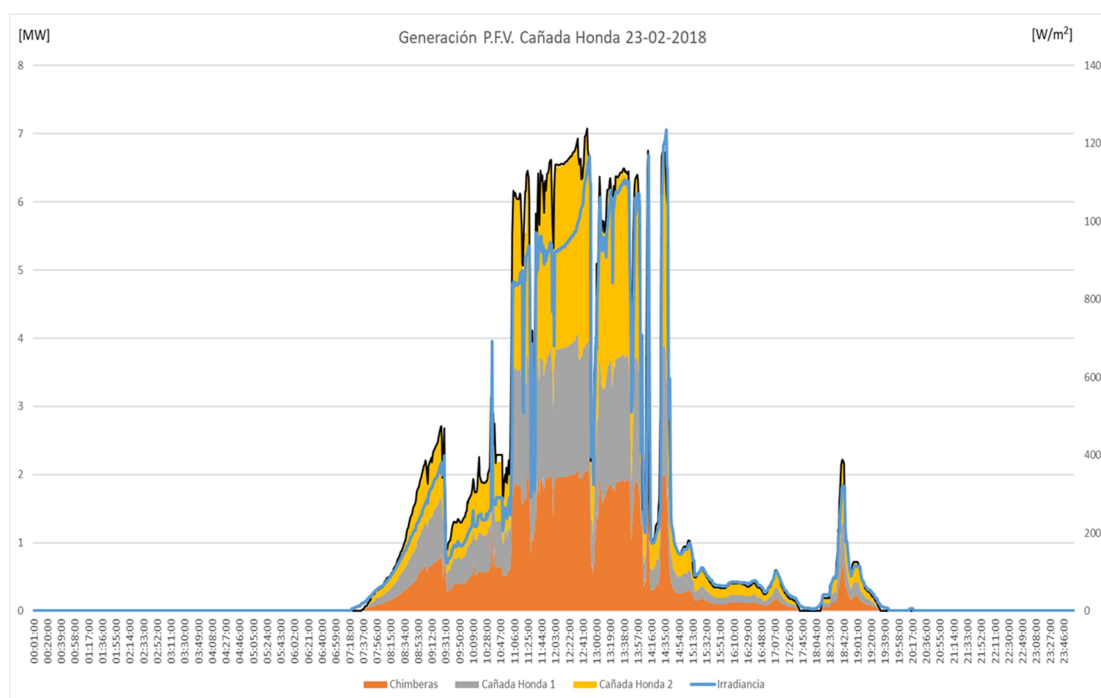


Figura 16 Perfil diario de generación de una planta solar fotovoltaica.

Fuente: Cammesa, 2018.

No pudiendo gestionar su despacho de manera discrecional una planta solar se ve imposibilitada de ofrecer potencia garantizada, a menos que complemente su generación con alguna fuente alternativa de suministro que compense su producción en los momentos en que se ve incapacitada para entregar potencia. Respecto de este punto, y como consecuencia del desarrollo sobresaliente de la tecnología de baterías de los últimos años, se ha incrementado la expectativa acerca de que una solución de energía solar asistida con



almacenamiento pueda alcanzar la viabilidad técnica-económica en aplicaciones de redes eléctricas de potencia en los próximos años.

No obstante, cuando la irradiación solar se encuentra presente, su conversión en energía eléctrica prácticamente no implica costo más allá del desgaste de los materiales y por lo tanto se considera que es una tecnología cuyo costo marginal de generación es nulo. En otras palabras, a los efectos del operador de sistema que despacha generación a costo mínimo, una planta solar puede asimilarse a una planta hidroeléctrica de pasada, en la que la energía correspondiente al agua pasante se turbinan o se pierde. Por esta razón, la ley de energía renovables (Ley N°27191, 2015) otorga prioridad de despacho a los proyectos de fuentes renovables frente a los no renovables.

El elemento que realiza la conversión de energía solar en eléctrica en este tipo de plantas es el panel de células fotovoltaicas. Desde su primer desarrollo para aplicaciones prácticas no aeroespaciales en 1954 hasta el presente la tecnología ha evolucionado enormemente (IRENA, 2018).

En la actualidad, la tecnología con mayor maduración y penetración a gran escala es la de paneles policristalinos de silicio y se espera que mantenga el liderazgo en la generación solar durante las próximas décadas o incluso más allá (Massachusetts Institute of Technology, The future of solar energy, 2015).



3. MARCO LEGAL



En esta sección se resumen las características más importantes del mercado eléctrico y su regulación, sintetizando información pública disponible en los sitios web de la Secretaría de Energía, Cammesa, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad y en síntesis realizadas por diversos actores del mercado en los prospectos elaborados durante sus operaciones de búsqueda de financiamiento en el mercado de capitales, como Central Puerto (Central Puerto, Noviembre 2016) y Genneia (Genneia, Noviembre 2018).

3.1. Antecedentes históricos

Previo a la reforma, desregulación y privatización del sector eléctrico del año 1992, los activos y la operación del sistema eléctrico argentino estuvieron bajo la órbita de empresas del Estado Nacional.

En 1990, prácticamente todo el suministro de energía en argentina era controlado por el sector público (97% de la generación total).

En el marco de dicha reforma el Gobierno Nacional llevó a cabo un extensivo programa de privatización de las industrias principales controladas por el estado, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. La Ley 23.696 sancionada en 1989, autorizaba al Estado Nacional a reorganizar y privatizar empresas del sector público. De conformidad con la Ley de Reforma de Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria eléctrica, para la estructura básica del mercado eléctrico, y para la participación de empresas privadas en las subsecciones de generación, transporte, distribución y administración.

3.2. Principales disposiciones legales

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley N° 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y Decreto N° 186/95 (en conjunto, el “Marco Regulatorio”). La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y los usuarios (la demanda). Asimismo, dicha ley dispuso la organización del mercado eléctrico mayorista (“Mercado Eléctrico Mayorista” o “MEM”) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91. El Decreto N° 186/95 creó además la figura del “participante”, destacándose entre éstos el “comercializador”, definido



como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercialice energía eléctrica en bloque. Respecto del caso de las energías renovables en particular, resulta de aplicación la Ley N°27191 de 2015.

Las provincias pueden regular los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares. Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

3.3. Actores principales del sector eléctrico

3.3.1. Secretaría de Energía (ex Ministerio de Energía y Minería) y Secretaría de Energía Eléctrica

La Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda, se ocupa de:

- la participación en la elaboración y ejecución de las políticas energéticas nacionales;
- la aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades dentro de su competencia;
- la participación en la elaboración de las políticas y regulaciones de los servicios públicos en el área de su competencia;
- el control de los entes y organismos que regulan a las concesionarias de obras y servicios públicos;
- la participación en la elaboración de regulaciones relacionadas con las licencias de servicios públicos dentro de su competencia, emitidas por la Nación o las Provincias; el ejercicio del control en relación a los entes y organismos reguladores de las áreas privatizadas o concesionadas dentro de su competencia; y
- la aplicación del Marco Regulatorio y el control de las regulaciones de las tarifas, cánones, tasas e impuestos que prevé.

A su vez, se delegó a la Secretaría de Energía Eléctrica a través del dictado de la Resolución N° 25/16 responsabilidades que incluyen:

- la modificación del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica;
- la regulación del transporte de interconexión internacional; la modificación de las reglas los Procedimientos;
- la definición de la cantidad de potencia, energía y otros parámetros técnicos que los distribuidores y grandes usuarios (usuarios cuyo consumo excede los niveles de consumo máximo establecidos por el Marco Regulatorio, los “Grandes Usuarios”) deben cumplir para incorporarse al MEM y la autorización de la entrada de nuevos actores al MEM;
- la autorización de la importación y exportación de energía eléctrica;
- las sentencias en firme que se dicten en sede administrativa respecto a los recursos de alzada interpuestos contra los actos dictados por el ENRE, los cuales constituyen el último recurso de la instancia administrativa que se puede interponer para rever los actos dictados por el ENRE (el próximo paso es la apelación judicial);
- el ejercicio de las funciones del Ministerio de Energía y Minería dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica;
- administrar el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, creado por el Artículo 33 de la Ley N° 15.336.
- la representación del capital accionario estatal en la CAMMESA;
- la definición de las reglas por las que se rige la CAMMESA garantizando transparencia y equidad;
- la determinación de los costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan a empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio;
- administrar el Fondo de Estabilización

3.3.2. Ente Nacional de Regulador de la Electricidad (“ENRE”)

La Ley N° 24.065 también creó el Ente Nacional de Regulador de la Electricidad (ENRE) como un ente autárquico en el ámbito de la Secretaría de Energía cuyas funciones principales son las siguientes:

- hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de jurisdicción nacional;
- dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM;
- establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios de empresas transportistas y distribuidoras con contratos de concesión de jurisdicción nacional;
- autorizar las servidumbres de electroducto;



- autorizar la construcción de nuevas instalaciones. Por su parte, la Ley N° 24.065 le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales. Todo eventual conflicto entre agentes del MEM deberá someterse a la jurisdicción previa obligatoria del ENRE (sujeto a futura revisión judicial).

3.3.3. CAMMESA

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA poseen una participación del veinte por ciento cada uno y son los siguientes: el Estado Nacional (representado por el Ministerio de Energía y Minería) y las cuatro asociaciones que agrupan a los segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y Grandes Usuarios).

Tiene a su cargo las siguientes funciones:

(i) administrar el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico, lo que incluye:

- determinar el despacho técnico y económico de energía (lo que incluye definir el cronograma de producción de todas las centrales generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda) en el SADI;
- maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la electricidad suministrada;
- minimizar los precios mayoristas en el mercado spot;
- planificar los requerimientos de capacidad de energía y optimizar su utilización en cumplimiento de las normas que periódicamente establece el Ministerio de Energía; y
- supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos celebrados en ese mercado;

(ii) actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;

(iii) comprar y vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación en el marco de acuerdos existentes entre Argentina y países limítrofes y/o entre agentes del MEM y terceros de países limítrofes.;

(iv) gestionar comercialmente y despachar el combustible de las centrales del MEM.

Adicionalmente a las responsabilidades mencionadas, bajo la regulación vigente, CAMMESA ha sido encomendada temporalmente con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida bajo el programa Energía Base sin costo a los generadores.

3.4. Organización del sector eléctrico

3.4.1 Composición del MEM

El MEM se compone de:

- (i) Un Mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
- (ii) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado), y
- (iii) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado spot, destinado a la compra de los distribuidores.

3.4.2. La generación en el ámbito del MEM

De conformidad con la Ley N° 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., treinta años) cuando el dique es propiedad del Gobierno Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.



3.4.2.1. Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución N° 95/2013

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores se los remunera en función de dos componentes:

- (i) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado;
- (ii) un componente fijo que apunta a remunerar al generador por cada MW de capacidad de sus unidades disponibles por hora en el MEM, con independencia del consumo de electricidad de dichas unidades.

De acuerdo al mercado spot, que regía previo al marco de Energía Base, la energía eléctrica se comercializa a precios que reflejan la oferta y la demanda. CAMMESA despacha las unidades de energía disponibles de acuerdo a los costos variables de producción determinados por los agentes generadores, ya sea en función del costo de combustible o del precio del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades de energía más eficientes. El precio del mercado spot es determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema, situado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consiste en un valor denominado "precio marginal del sistema" o "precio de mercado", y representa al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda del mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del mercado spot.

CAMMESA se encuentra regulada de modo tal de mantener bajos sus costos operativos y optimizar los precios. Conforme la regulación y los procedimientos previstos por la Secretaría de Energía y Minería, CAMMESA aplica los modelos de optimización de conformidad con la regulación vigente, utilizando las estimaciones climáticas, los niveles de los embalses, los pronósticos de precipitaciones de los próximos meses y la disposición de centrales nucleares y máquinas térmicas, de modo. Estos modelos de optimización apuntan a mantener el menor costo de operación posible y se aplican para satisfacer la demanda diaria de electricidad esperada.

A fin de abastecer la demanda de energía, CAMMESA organiza y coordina el despacho de energía eléctrica de los generadores, priorizando las unidades de energía con menor costo variable de producción, seguido de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Los generadores deben informar a CAMMESA los costos variables de producción de las centrales térmicas, que dependen de la disponibilidad de diferentes tipos



de combustibles previstos por CAMMESA (por ejemplo, gas natural, fuel oil, y gasoil).

En tanto respecta a la demanda, CAMMESA calcula las curvas de consumo horario típicas e incorpora las limitaciones de transporte de red, los requerimientos de distribuidores, Grandes Usuarios y autogeneradores que compren en el MEM, y en la demanda de países interconectados importadores que solo reciben energía eléctrica en caso de haber oferta excedente en Argentina.

Como resultado de este proceso, CAMMESA define un precio de mercado óptimo que resulta de adicionar el costo variable de transporte desde el punto de conexión del generador hasta el nodo mercado al costo variable de producción aceptado.

El procedimiento descripto se utiliza para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, muchas veces se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio spot.

3.4.2.2. El Fondo de Estabilización

El precio de la energía se transfiere a los usuarios finales a través de las empresas de servicios públicos de distribución. A los fines de establecer los precios para el usuario final, CAMMESA analiza la oferta y la demanda de energía eléctrica para el período cuyo precio se calcula. El precio estacional es un precio trimestral fijo. El Marco Regulatorio estableció un fondo de estabilización que absorbe las diferencias entre el precio estacional y el precio spot en el MEM. Cuando el precio estacional resulta superior al precio spot, se acumula un superávit en el fondo de estabilización. Todo eventual superávit se utiliza para compensar las pérdidas de períodos en los que el precio spot es superior al estacional.

Desde la aprobación de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 el 6 de enero de 2002, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM. Las medidas adoptadas de conformidad con la Ley de Emergencia Pública también distorsionaron este mecanismo, ya que a pesar de un aumento relativo del precio spot, el precio estacional permaneció “congelado” para todos los usuarios hasta el año 2004, año en el que se dispuso un ajuste parcial que no alcanzó a la demanda residencial. Como resultado, los montos recaudados de precio estacional fueron más bajos que los montos de precio spot, circunstancia que ha determinado un déficit creciente del fondo de estabilización.



3.4.2.3. Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transmisiones de Interconexión Internacional (el "IITS"), un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la Secretaría de Energía Eléctrica.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía Eléctrica y CAMMESA.

3.4.3. Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley N° 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión (operado por la empresa TRANSENER), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de electricidad entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y grandes usuarios que operan en dicha región.

La distribución de energía eléctrica sólo está regulada en el nivel federal para el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran las áreas metropolitanas del Gran Buenos Aires. EDENOR opera en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires y EDESUR opera en la zona sur, tanto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como del Gran Buenos Aires. En el resto del país, el servicio de distribución de electricidad está regulado a nivel provincial y sujeto a la concesión otorgada por las autoridades provinciales.

El servicio de transporte es prestado por concesionarios que operan y usan líneas de transporte de alta y media tensión. El servicio de transporte consiste en la transformación y el transporte de electricidad desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o grandes usuarios. La Ley N° 24.065 establece que las empresas de transporte deben



ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de energía eléctrica.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de electricidad que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por su nivel de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son:

- (a) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento;
- (b) un plazo de concesión de (noventa y cinco) años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en “períodos de gestión”, con un plazo inicial de 15 años y plazos posteriores de diez años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Nacional debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y
- (c) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de “price caps” (precio superior limitado) y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de electricidad incluyen:

- (a) un cargo de conexión,
- (b) un cargo por uso de la capacidad de transporte,
- (c) un cargo por la energía efectivamente transportada.

Adicionalmente, las empresas a cargo del transporte pueden recibir un ingreso generado por la ampliación del sistema. Las tarifas de transporte se trasladan a los usuarios finales a través de los distribuidores.

Los cargos cobrados a los usuarios finales por las empresas de distribución, incluyen:

- (a) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito anteriormente)
- (b) los costos de transporte
- (c) un valor agregado de distribución (“VAD”) que remunera al distribuidor
- (d) los impuestos.



El VAD representa el costo de brindar los servicios, incluidos los costos de inversión y desarrollo de redes, costos de funcionamiento, mantenimiento y comercialización, como también depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos estándares de eficiencia de funcionamiento y operaren consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

3.4.5. Grandes usuarios

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías:

- Grandes Usuarios Mayores o “GUMA”,
- Grandes Usuarios Menores o “GUME”
- Grandes Usuarios Particulares o “GUPA”.

Los GUMA son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado spot. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado spot son facturadas por CAMMESA. Los GUME son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot. Los GUPA son usuarios con una capacidad mínima de 0,030 MW y una capacidad máxima de 0,1 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot.

3.4.6. Comercializadores

Desde 1997, los comercializadores están autorizados a participar en el MEM actuando a título de intermediarios en ventas de energía en bloque. Actualmente, existen nueve comercializadores autorizados en el MEM, algunos de los cuales llevan a cabo transacciones con CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.) en el mercado de exportación.



3.5. Impacto de Ley de Emergencia Pública N°25.561 y principales adaptaciones del mercado eléctrico

El sector eléctrico se vio sumamente afectado por la Ley N°25.561 (“Ley de Emergencia Pública”) y las medidas adoptadas en consecuencia.

Como resultado de la ley, las tarifas de transporte y distribución de electricidad fueron convertidas a Pesos y permanecieron a valor fijo sin actualización durante años.

El proceso de renegociación de contratos dispuesto por la Ley de Emergencia Pública para los contratos de carácter público sujetos a jurisdicción federal, incluyendo las concesiones otorgadas para el transporte y distribución de electricidad en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y La Plata, progresó muy lentamente. Después de más de cinco años de negociaciones los transportistas y distribuidores de electricidad llegaron a un acuerdo con el Gobierno Nacional.

En el sector de distribución, los acuerdos de renegociación establecieron incrementos limitados en sus ingresos y en parte de las tarifas (a saber, el VAD). Estos incrementos fueron generalmente aplicados a usuarios comerciales e industriales, mientras que una revisión integral de tarifas que incluya a los usuarios residenciales ha sido pospuesta varias veces. Esta demora en actualizar las tarifas provocó un desequilibrio en los pagos que los distribuidores efectuaban a CAMMESA y en las sumas que los generadores cobraban a CAMMESA, lo cual, acelerado por el declive en el suministro de gas natural, trajo aparejada la escasez en el fondo de estabilización y demoras en el pago a generadores.

A partir de allí, diversas resoluciones y medidas fueron adoptadas por el gobierno para intentar sostener el funcionamiento del mercado eléctrico, deficitario como consecuencia del desequilibrio de ingresos y costos, y paralelamente la necesidad de mantener el parque generador y ampliarlo con nuevas obras de infraestructura que permitieran acompañar el crecimiento de la demanda.

Entre estas iniciativas se destacan los programas de “Energía Plus” y “Energía Distribuida” destinados a fomentar la inserción de nueva generación mediante un esquema de remuneración diferencial, respecto del parque generador existente y los programas FONINVEMEM, con los cuales se buscó financiar nuevos proyectos de generación a partir de los saldos adeudados a generadores.

También resultan de notable importancia las resoluciones de la Secretaría de Energía N° 95/2013 y 529/2014.



La Resolución SE N° 95/2013 dictada por la Secretaría de Energía estableció un régimen de contratación y remuneración para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM, a excepción de generadores de centrales hidroeléctricas binacionales y nucleares, así como también la potencia y energía eléctrica producida por los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM ya comprometida en el marco de los contratos regulados por la Secretaría de Energía u otros de contratos de abastecimiento de energía eléctrica que tuvieran un régimen de remuneración diferencial establecido por ella.

Adicionalmente, con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, se centralizó en CAMMESA.

Este régimen de remuneración estaba destinado a regir las operaciones económicas celebradas desde febrero de 2013. Sin embargo, la aplicación efectiva a cada generador en particular requirió que el mismo desista de cada reclamo judicial o administrativo que se haya iniciado contra el Estado Nacional, la ex SEN (actual Ministerio de Energía y Minería) y CAMMESA, en relación con el acuerdo con generadores 2008-2011 y/o relacionado con la Resolución SE N° 406/03.

El régimen remunerativo comprendía tres conceptos: remuneración de costos fijos; remuneración de costos variables, y remuneración adicional. La remuneración adicional a su vez disponía de dos conceptos: (a) remuneración adicional generador, la cual es liquidada y abonada al generador; y (b) remuneración adicional fideicomiso, la cual es incluida en un fideicomiso destinado a la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico.

Adicionalmente, la Resolución 95 suspendió transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término e impuso que una vez finalizados los preexistentes al dictado de la misma sería obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA, conforme las condiciones establecidas por la Secretaría de Energía a tal efecto. Los generadores recibirán una remuneración determinada por la metodología establecida por la Resolución 95. Con fecha 20 de agosto de 2013, la por entonces Secretaría de Energía instrumentó un mecanismo de prioridad de pago mediante el cual CAMMESA distribuiría los pagos que percibió directamente de los Grandes Usuarios del MEM por su demanda abastecida, entre aquellos generadores alcanzados por la Resolución 95. Dichos montos serían destinados de manera prioritaria a cubrir la remuneración de los generadores bajo el siguiente esquema: en forma prioritaria a cubrir en primera



medida los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa.

Con respecto a la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, posteriormente la Ley N° 27.191 excluyó la aplicación de las regulaciones que limitan la ejecución de contratos del mercado a término.

La Resolución SE N° 529/2014 dictada por la Secretaría de Energía estableció una actualización de los valores de los conceptos remuneratorios fijados en la Resolución 95 para todos los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM comprendidos en dicha resolución. Adicionalmente, incorporó para la generación de origen térmico un nuevo esquema de remuneración de mantenimientos no recurrentes (la “Remuneración de Mantenimientos No Recurrentes”), en oportunidad de incurrirse en mantenimientos mayores sobre el equipo de dichas centrales térmicas.

Luego, resoluciones ulteriores actualizaron valores de remuneración e introdujeron cambios hasta el esquema de remuneración actual, establecido por la Resolución 1/2019 de la actual Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

3.6. Esquema de remuneración actual de la generación. Resolución 1/2019.

El 28 de febrero de 2019, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, dependiente del Ministerio de Hacienda, emitió la Resolución 1/2019 que estableció el régimen actual de remuneración a los generadores, en reemplazo de resoluciones anteriores.

Según las premisas de la resolución, su objetivo es el de restituir el funcionamiento del mercado eléctrico al marco previsto en las leyes 15.336 y 24.065, considerando finalizada que la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, elevada la disponibilidad de la generación e incorporada suficiente cantidad de nueva generación eficiente (Resolución N°1, 2019).

Adicionalmente, el cuerpo de la propia resolución indica que se trata de un mecanismo ideado como transitorio, hasta que se logre un funcionamiento autónomo competitivo y sustentable con libre contratación de oferta y demanda.

De esta manera, el Anexo II de la resolución establece la remuneración de los generadores térmicos mientras que el Anexo III hace lo propio con la generación hidráulica y de otras fuentes de energía. Reciben un tratamiento

diferencial la generación nuclear y la correspondiente a emprendimientos binacionales.

El Anexo II establece que los generadores térmicos habilitados reciben una remuneración compuesta por un pago por potencia disponible mensual, y otro por energía generada y energía operada.

Se considera generadores habilitados a aquellos que no tienen contratos en el mercado a término.

La remuneración por potencia establece un “Precio Base” por tecnología y potencia según lo estipulado en la siguiente tabla.

Tabla 1 – Precios Base

Fuente: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, Resolución 1/2019, 2019.

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [U\$/MW-mes]
CC grande $P > 150$ MW	3050
CC chico $P \leq 150$ MW	3400
TV grande $P > 100$ MW	4350
TV chica $P \leq 100$ MW	5200
TG grande $P > 50$ MW	3550
TG chica $P \leq 50$ MW	4600
Motores Combustión Interna	5200

El generador tiene la posibilidad de ofrecer potencia garantizada, a través de la cual puede acceder a un precio superior establecido según la siguiente tabla:

Tabla 2 – Precios Potencia DIGO

Fuente: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, Resolución 1/2019, 2019.

Período	PrecPot DIGO [U\$/MW-mes]
Verano: Diciembre – Enero – Febrero	7000
Invierno: Junio – Julio – Agosto	7000
Resto: Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre	5500

Con paso mensual se determina la disponibilidad real (“DRP”) correspondiente a cada unidad generadora y se la contrasta con la ofrecida garantizada (“DIGO”) y en función de ello se establece su remuneración de acuerdo a las siguientes expresiones.

Si $DRP \geq DIGO$:

$$REM\ DIGO\ [$/mes] = (DRP - DIGO) [MW] * kFM * PrecMinPot + DIGO [MW] * kFM * PrecPotDIGO$$

Si $DRP < DIGO$:

$$REM\ DIGO\ [$/mes] = MAX \{REM\ BASE; DRP [MW] * kFM * PrecPotDIGO * DRP / DIGO\}$$

La remuneración por potencia está adicionalmente afectada por un factor de uso que se determina como el cociente de la generación del año móvil inmediatamente anterior sobre la disponibilidad real del mismo período. De esta manera, se establecen 3 escalones de remuneración según el factor de uso. A continuación se muestra el caso para los generadores que Por ejemplo, para los generadores que declaren DIGO.

Si $FU < 30\%$:

$$REM\ TOT\ [$/mes] = REM\ DIGO * 0.7$$

Si $30\% \leq FU < 70\%$:

$$REM\ TOT\ [$/mes] = REM\ DIGO * (FU * 0.75 + 0.475)$$

Si $FU \geq 70\%$:

$$REM\ TOT\ [$/mes] = REM\ DIGO$$

La remuneración por energía se compone de la energía generada y la energía operada, siendo esta última la correspondiente a la potencia de la máquina integrada durante las horas en las que la misma se encuentra generando.

La remuneración por energía generada se establece por tecnología y escala con un máximo correspondiente a los costos variables no combustibles indicados en la siguiente tabla.

Tabla 3 – Precios Energía Generada

Fuente: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, Resolución 1/2019, 2019.

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [U\$S/MW-mes]	Gas Natural	Fuel Oil / Gasoil	Biocomb.	Carbón Mineral
		[USD/MWh]			
CC grande $P > 150\ MW$	3050	4	7	10	
CC chico $P \leq 150\ MW$	3400	4	7	10	
TV grande $P > 100\ MW$	4350	4	7	10	12
TV chica $P \leq 100\ MW$	5200	4	7	10	12
TG grande $P > 50\ MW$	3550	4	7	10	
TG chica $P \leq 50\ MW$	4600	4	7	10	
Motores Combustión Interna	5200	4	7	10	

En tanto, la remuneración por energía operada se define en 1,4 USD/MWh para todos los casos.

El Anexo III establece la remuneración por potencia para los generadores hidroeléctricos según tipo y escalada de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 4 – Precios Potencia de generación hidroeléctrica
Fuente: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, Resolución 1/2019, 2019.

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [U\$S/MW-mes]
Unidades HI Grandes con Potencia $P > 300$ MW	3000
Unidades HI Medias con Potencia $P > 120$ y ≤ 300 MW	4000
Unidades HI Chicas con Potencia $P > 50$ y ≤ 120 MW	5500
Unidades HI Renovable con Potencia $P \leq 50$ MW	9000
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia $P > 300$ MW	1500
Unidades bombeo HB Medias con Potencia $P > 120$ y ≤ 300 MW	2500

Las energías generada y operada se establecen en 3,5 USD/MWh y 1,4 USD/MWh respectivamente.

Para la generación a partir de fuentes no convencionales, dentro de la que se incluye la solar, se establece una remuneración por energía generada de 28 USD/MWh.

3.7. Remuneración e incentivos para generación renovable

En los últimos años la República Argentina ha impulsado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En ese sentido, no sólo se ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar este tipo de energías al MEM, sino que también la ha fomentado otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

A los efectos de promover las energías renovables, en diciembre de 2006 se sancionó la Ley N° 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (el “Régimen Promocional”). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30 MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 era aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8% del consumo de energía eléctrica



nacional dentro de un plazo de diez años desde su puesta en marcha. La Ley N° 26.190 estableció también un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables a regir por diez años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 quedaría excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución 95.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley N° 26.190 fue modificada por la Ley N° 27.191. Las modificaciones introducidas perseguían el objetivo de establecer el marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables. Para tales efectos, entre otras cuestiones, esta ley:

(i) Fija metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de electricidad de Argentina, en términos del porcentaje mínimo de electricidad generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir al 31 de diciembre de los siguientes años: 8% para 2017, 12% para 2019, 16% para 2021, 18% para 2023, y 20% para 2025.

(ii) Modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles.

(iii) Crea el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables ("FODER"), que se constituye un fideicomiso en el que el Estado Nacional actúa como fiduciante y fideicomisario, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) es el fiduciario y los titulares de proyectos de inversión aprobados son los beneficiarios. El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

(iv) Establece obligaciones para los Grandes Usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales, o bien comprar dicha electricidad a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de 113 USD/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine el Ministerio de Energía y Minería. La fecha límite para acogerse a la opción de cumplir las metas de consumo a través de CAMMESA y no de manera individual es el 31 de diciembre 2017.



Conforme al Decreto 531/2016, el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en el Ministerio de Energía y Minería, especialmente en la Subsecretaría de Energías Renovables. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

- (i) El Ministerio de Energía y Minería es la autoridad de aplicación de la ley.
- (ii) Alcance del Régimen Promocional: Se aplica a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciaciones de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último. Puede acceder los proyectos que, habiendo sido seleccionados bajo las resoluciones 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la por entonces Secretaría de Energía, su construcción no haya comenzado aún y hayan sido seleccionados por la autoridad de aplicación y el contrato celebrado se rescinda. Podrán también acceder aquellos proyectos cuya construcción ya hubiere en la medida que se acepten modificaciones a los contratos celebrados conforme lo requiera la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación debe establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y definir los beneficios promocionales a otorgar a cada uno de ellos.
- (iii) Las metas previstas en la ley serán auditadas anualmente a partir del 31 de diciembre de 2018. Se admitirá un margen de error para los usuarios del 10% por año para el cumplimiento de las metas de consumo de energía de fuente renovable establecido por la ley.
- (iv) La autoridad de aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la cuenta de financiamiento del FODER a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes.

3.7.1. Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley N° 27.191

El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

- (i) Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.



(ii) Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad.

(iii) Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde la puesta en marcha del proyecto (incluido el primer ejercicio). Los activos beneficiados son los que se afecten al proyecto promovido e ingresen al patrimonio del titular del mismo con posterioridad a la aprobación de dicho proyecto.

(iv) Exención del impuesto del 10% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina.

(v) Certificado fiscal aplicable al pago de Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta e Impuestos Internos por un importe equivalente al 20% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60,00% de dichos componentes (excluyendo la obra civil) sean de fabricación nacional. Cuando los componentes no se fabriquen en Argentina o su producción sea insuficiente, el porcentaje se reduce al 30%. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP.

(vi) Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos; exención al pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto; y la liberación de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos

(vii) Los interesados en participar del Régimen Promocional deben renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo pueden acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

3.8. Programas Renovar y Mater

Se llama “RenovAr” al programa lanzado en 2016 para el abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de CAMMESA en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM (Ministerios de Hacienda, 2019).

El programa ha contado hasta el momento con 3 etapas “1”, “1.5” y “2”, y se espera para el curso de 2019 la concreción de la etapa “3 – Miniren”, destinada a proyectos de menor envergadura y la etapa 4.

En la Ronda 1 se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1142MW, con una fuerte preponderancia de tecnología eólica (707,5 MW) seguida para solar (400 MW).

La Ronda 1.5 adicionó 30 proyectos por un total de 1281,5MW íntegramente repartidos entre las tecnologías eólica (765,4 MW) y solar (516,1 MW).

Finalmente, la Ronda 2 complementó con la adjudicación de 80 proyectos por un total de 2043MW de los cuales 993,4MW corresponden a la tecnología eólica y 816,3MW a la solar.

El precio promedio ponderado para todos los proyectos fue de 54,72 USD/MWh.

Considerando exclusivamente los proyectos de energía solar, resultan 41 proyectos por un total de 1732,4MW y un precio promedio ponderado de 50,35 USD/MWh.

El “Mater” es el mercado a término para energías renovables de acuerdo al régimen establecido por la Resolución 281-E/2017.

En el ámbito del Mater los Grandes Usuarios Habilitados (demanda mayor a 300kW) tienen la prerrogativa de contratar con generadores de fuentes renovables una porción de su demanda de manera tal de cumplimentar con la cuota de renovables fijada por la correspondiente ley. La opción por defecto, en caso de no celebrar estos contratos, es adquirir la cuota de fuentes renovables a través del mecanismo de Compras Conjuntas administrados por Cammessa en representación de los Grandes Usuarios Habilitados. En dicho caso, estos últimos deberán correr con los gastos de administración y comercialización, lo que constituye un incentivo a salir del mecanismo de Compras Conjuntos y contratar en forma directa.

Adicionalmente, quienes opten por este último esquema obtienen un descuento en el cargo de reserva de máximo requerimiento térmico (es decir: la potencia) variable en el tiempo según los porcentajes: 100% (2019-2020), 75% (2021-



2022), 50% (2023-2024) y 25% (2025-2030). El porcentaje de descuento queda fijo al momento de efectivizarse la salida del esquema de Compras Conjuntas, es decir, un Gran Usuario Habilitado que sale del mismo en 2020 mantiene el descuento de 100% en el cargo de potencia durante todo el tiempo que permanezca fuera de dicho esquema.

El listado de Grandes Usuarios Habilitados publicado por Cammesa (Cammesa, Informe renovables, anexo informe Mater, 2018) disponible para Agosto 2018 indica un total de 2089 agentes totalizando una potencia media de 3600MW. En anexo se presenta un resumen de este listado.

El régimen del Mater establece la venta de excedentes de energía de los generadores a Cammesa hasta un 10% y el excedente de ello al mercado spot, otorga a los mismos el alcance de los beneficios fiscales de la Ley N° 27.191 y les proporciona prioridad de despacho.

3.9. Marco legal de otros países: Estado de California, Estados Unidos

A continuación se resumen las características principales de la organización del sector en el Estado de California. Se elige este Estado por tratarse de un distrito donde las energías renovables han proliferado bajo un marco legal que promueve la contractualización de la demanda con los generadores, como es también el caso de países como Chile y Perú, entre otros.

Es en este sentido también que recientemente la Secretaría de Energía ha instruido a Cammesa a contratar a una consultora internacional para elaborar una propuesta regulatoria con el objeto de recontratar el mercado eléctrico (<https://econojournal.com.ar/2019/05/contratan-a-una-consultora-internacional-para-re-regular-el-mercado-electrico/>).

En el Estado de California los principales actores del sector eléctrico son la California Energy Commission, la Federal Energy Regulatory Commission, la California Independent System Operator, la California Power Exchange Corporation y los Scheduling Coordinator, cuyas funciones se describen a continuación.

3.9.1. Organismo de Política Energética de California

La California Energy Commission (<https://www.energy.ca.gov/>) es el órgano de política energética primaria del estado de California y agencia de planificación. Creada en 1975, se compone de cinco miembros nombrados por el gobernador y confirmados por el Senado.



Establece las reglas de energía en California, prepara el Informe de Política Energética Integrada (IEPR) y colabora con las agencias estatales y federales, y de servicios públicos para desarrollar e implementar políticas estatales de energía.

Es responsable de la reducción de la demanda de electricidad del estado mediante la adopción de nuevas normas de eficiencia de energía. Le incumben la innovación energética, para la que invierte en programas para mejorar tecnologías; el desarrollo de las renovables, como parte del objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Certifica las centrales térmicas de 50 megavatios (MW) y mayores.

Es en sus funciones comparable al Ministerio de Energía de la República Argentina.

3.9.2. Entes Reguladores

A nivel nacional la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) agencia independiente que regula la transmisión y venta mayorista de energía interestatal (<https://www.ferc.gov/>). Tiene a cargo el asegurar la confiabilidad del sistema de transmisión interestatal de alta tensión.

Con amplias facultades para revisar las transacciones corporativas de compañías de electricidad; la ubicación de proyectos de transmisión; las licencias de proyectos hidroeléctricos. Supervisa cuestiones ambientales y conducta de las empresas relativas a informes contables y financieros e impone sanciones, entre otras. Sus incumbencias también incluyen las terminales de GNL.

En sus funciones resulta comparable con el ENRE de la República Argentina.

A nivel de estado la California Public Utilities Commission (CPUC) se encarga de las ventas minoristas de electricidad, regulando costos, requisitos de ingreso y condiciones del servicio público, y tarifas de distribución (www.cpuc.ca.gov/). Sus incumbencias incluyen la energía eléctrica y el gas natural.

En sus funciones resulta comparable con los Entes Reguladores provinciales de la República Argentina.



3.9.3. Operador del sistema

La California Independent System Operator (CAISO) es una corporación de beneficio público sin fines de lucro; único operador independiente de la red eléctrica del oeste de los Estados Unidos (www.caiso.com/).

La CAISO realiza el despacho y maneja el mercado mayorista, que incluye: un mercado de energía de tiempo real, un mercado de servicios complementarios (facilidades para el control de frecuencia y tensión, modulación de potencia de salida) y un mercado de transmisión (derechos financieros de transmisión).

Cada cinco minutos, la CAISO pronostica la demanda de energía y activa el generador de menor costo al sistema para suplir la demanda, garantizando suficiente capacidad de transmisión. Acepta ofertas balanceadas de los coordinadores de programación (SC) y de la bolsa de energía (CPX) y determina el despacho final.

Además de estas funciones la CAISO planifica la expansión de la red de transmisión.

En sus funciones, es asimilable a CAMMESA en cuanto a ente que realiza el despacho en la República Argentina. También tiene funciones comparables con Transener en lo que respecta a la operación de la red de transmisión.

3.9.4. Bolsa de Energía

La bolsa de energía está a cargo de California Power Exchange Corporation (CPX). Es una corporación estatal sin fines de lucro encargada de proporcionar los mercados Day-Ahead y Hour-Ahead para servicios energéticos y auxiliares (<https://www.energy.me/energy-terms/california-power-exchange/>).

Es independiente del operador del sistema independiente (CAISO) y de todos los demás participantes del mercado. Su reglamento y cobros por servicios están regulados por el FERC.

Abierta a todos los compradores y vendedores de energía, provee un mercado de energía eficiente y competitivo.

Los productores independientes, generadores municipales y de otros estados tienen la opción de transar su energía por medio del CPX o directamente con los consumidores.

Dentro de este mercado funciona el Trading Services (CTS) en el cual se transan futuros de energía.

Tiene la obligación de entregar la programación del despacho a la CAISO.

Existen tres mercados complementarios:

- Day-Ahead (Día Previo): se transa la energía para el próximo día, basándose en la mayor información posible. Se transa en el CPX.
- Hour-Ahead (Hora Previa): permite corregir variaciones de última hora dados por ejemplo por cambios atmosféricos que afectan la demanda. Se transa en el CPX.
- Real-Time (Tiempo Real): es el mercado spot donde se determina el precio a costo marginal. Se transa en el ISO.

En la actualidad del sector eléctrico de la República Argentina, este organismo no tiene un equivalente.

3.9.5. Coordinadores de programación

Los Scheduling Coordinator (SC) tienen la función de contratar portafolios de la oferta y demanda, programar la energía de manera económica y entregar programas balanceados al ISO.

La CAISO exige que todos los participantes del mercado designen un SC.

En el día previo, se subasta en el CPX. Luego este organismo y los SC entregan programas preferidos y ofertas de energía a la CAISO, y este determina el redespacho final.

Equivalen a los comercializadores de energía en la República Argentina.

3.9.6. Funcionamiento actual del sector y nuevos desafíos

Actualmente el mercado es regulado y administrado por las autoridades mencionadas en los puntos anteriores.

El sector de generación constituye un mercado de competencia entre los distintos oferentes y es soportado en el Power Exchange y la CAISO.

Existe una iniciativa de “descarbonización” del Estado de California. Actualmente, el programa “Renewables Portfolio Standard” (RPS) fija a las distribuidoras una proporción mínima de energía renovable que deben incluir en sus compras de energía. Los porcentajes en 2016 resultaron 33% para la distribuidora PG&E, 28% para SCE y 43% para SDB&E. El objetivo es de



alcanzar un 50% total para el 2030, pero ya hay estimaciones que indican que ese valor se dará para 2020.

Al respecto, se destaca lo indicado en el punto 2 acerca de que existe para los generadores remuneración por los “servicios complementarios”: participación en la regulación de frecuencia, control de tensión, capacidad de modulación.

En cuanto al sector de transmisión, las utilities son las propietarias de los activos, más allá de que la CAISO administre la operación de la red. La remuneración que perciben las utilities por la transmisión es un cargo regulado que busca cubrir los costos y otorgar una rentabilidad razonable por la inversión de capital. Para las expansiones de la red, la Utility solicita un incremento en la tarifa ante la FERC que revisa y decide sobre la aprobación del incremento. La CPUC obra de veedora en favor de los intereses de los usuarios. Puede encontrarse un ejemplo en la página web de CPUC que indica que PG&E busca incentivos tarifarios de transmisión por 5.1 billones de USD para un proyecto de transmisión y, de aprobarse, la línea transportaría 3000MW a lo largo de 1000 millas que permitiría conectar los nuevos recursos renovables del área de British Columbia (Canadá) con la Pacific Northwest en el Bay Area de California del Norte. Basado en las estimaciones de PG&E el desagregado de costos es de 3.2 billones de USD para la nueva línea y 1.9 billones para reforzar el sistema de transmisión existente. La CPUC presentó una protesta a la FERC el 22 de Enero de 2008 estableciendo que los intentos de PG&E para buscar incentivos de tarifa en esta etapa eran prematuros.

Las compañías PG&E, SCE y SDC&E tienen la mayoría de los activos de transmisión.

La planificación de la expansión de la red es liderada por la CAISO, y coordinada con las compañías propietarias.

Respecto de la distribución, actualmente las compañías deben presentar un plan de compra de energía de largo plazo que satisfaga los estándares exigidos por la CPUC (Public Utilities Code 454.5, AB 57).

Se evalúan las necesidades con un horizonte de 10 años, tomando como punto de partida los supuestos (entre otros, el pronóstico de evolución de la demanda) planteados por la Energy Commission y la CAISO. Se revisan cada 2 años.

Con ello se establecen las necesidades y la CPUC autoriza a las compañías a efectuar las compras.

Los planes de compra deben seguir los procedimientos preestablecidos, están sujetos a las políticas estatales y son auditados por la CPUC.



En la actualidad el sector eléctrico en California atraviesa nuevos desafíos. La CPUC (CPUC, California Customer Choice, Draft Green Book, 2018) identifica que los principales desafíos están dados por los siguientes agentes de cambio:

- Proliferación de los paneles solares sobre techo de las casas.
- Crecientes compras de energía de los usuarios a agencias comercializadoras locales (<https://cal-cca.org/>).
- Grandes clientes industriales comprando la energía directamente a generadores renovables, que habitualmente alimentan distintas instalaciones desde una planta solar o eólica muy lejana.

La combinación de estos factores hace que cada vez menos clientes obtengan su energía de las tradicionales grandes distribuidoras regionales, de manera que el esquema centralizado tradicional de toma de decisiones se ve atomizado y el mantener una red confiable, segura y económica se ve influenciada por las decisiones múltiples agentes pequeños.



4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

4.1. Evolución de la demanda hasta su estado actual

Habitualmente con el término “demanda” se identifica el agregado de consumos, incluyendo pérdidas, tanto en energía como en potencia, según la aplicación de que se trate. Cuando CAMMESA realiza su programación estacional la demanda viene expresada en cantidad de energía en GWh para la estación correspondiente. En cambio, cuando un centro del control de la red eléctrica prepara su red para enfrentar el pico de demanda, se refiere a ella como la potencia máxima en MW esperada.

De esta manera, para caracterizar la demanda se requiere abordar tanto los aspectos energéticos como de potencia máxima.

Con una dependencia cada vez mayor de la energía eléctrica por parte de la sociedad, la demanda en Argentina ha evolucionado en los últimos años con una tasa de crecimiento promedio de 3,7% interanual, de acuerdo a lo indicado en la siguiente figura (Cammesa, Informe anual, 2017).

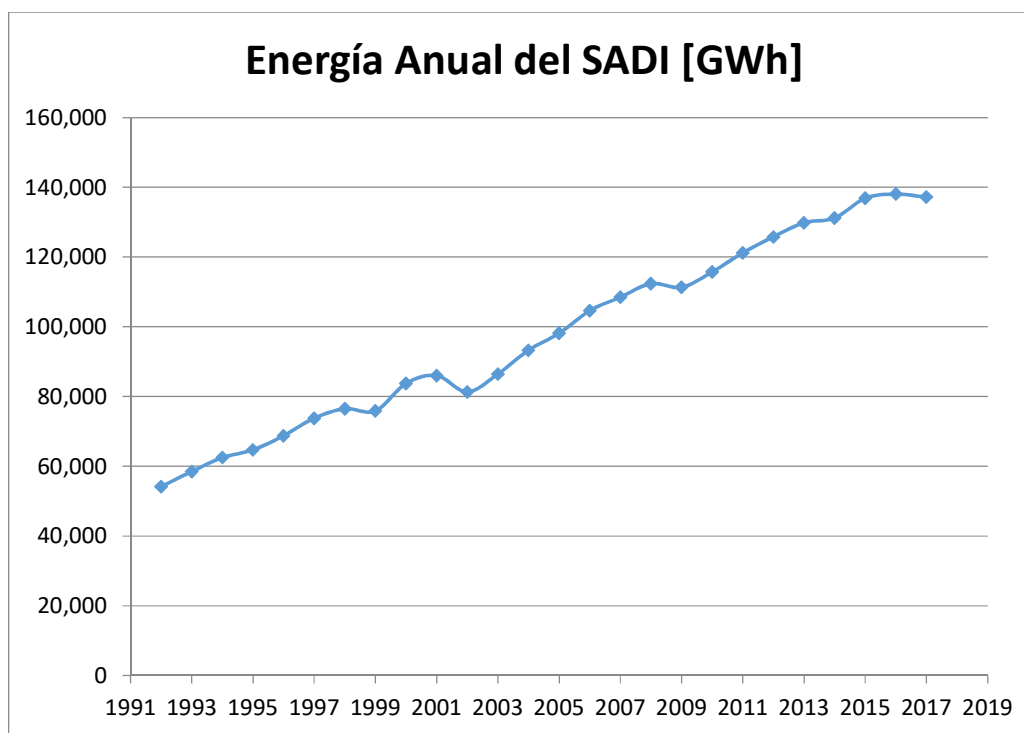


Figura 17 Energía anual del SADI. 1992-2017.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Informe anual, 2017.

En tanto, la evolución de la potencia máxima registrada para el mismo periodo arroja una tasa de crecimiento promedio interanual de 4%, de acuerdo a lo presentado en la siguiente figura.

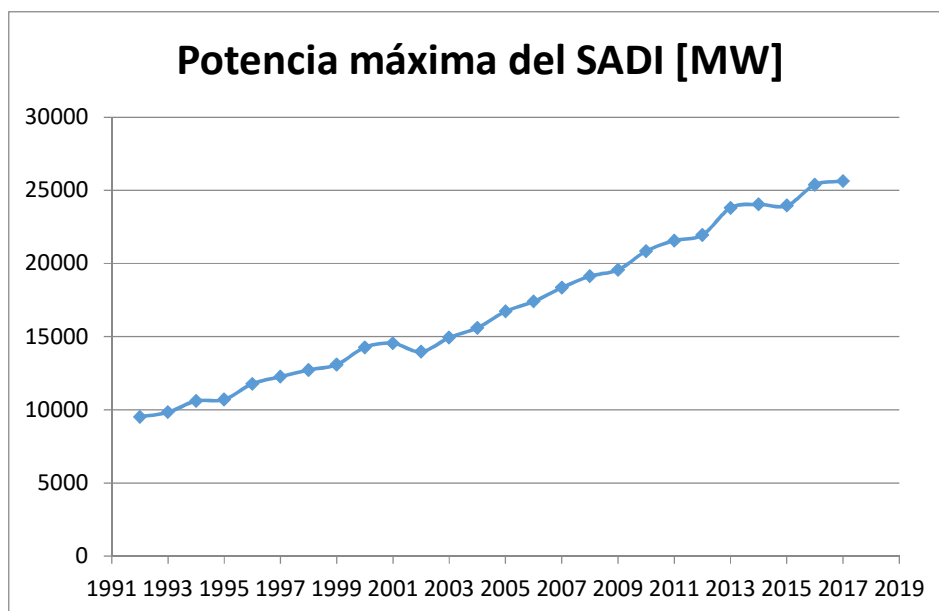


Figura 18 Potencia máxima anual del SADI. 1992-2017.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Informe anual, 2017.

La influencia de la temperatura en la demanda, dada por el consumo en climatización, da lugar a un comportamiento estacional en la demanda como puede apreciarse en la siguiente figura, en la que se alcanzan valores superiores durante verano e invierno, respecto de otoño y primavera.

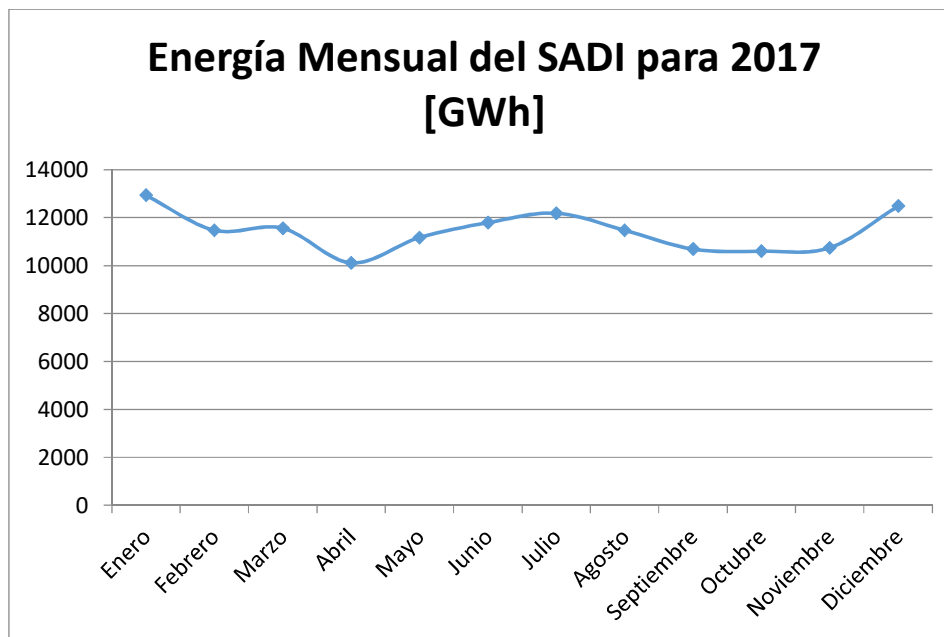


Figura 19 Energías mensuales del SADI para 2017.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Informe anual, 2017.

4.2. Caracterización por región y tipo de usuario

La demanda del SADI presenta una marcada concentración en el área GBA, seguida por las áreas Litoral y provincia de Buenos Aires como muestra la siguiente figura (Cammesa, Informe anual, 2017).

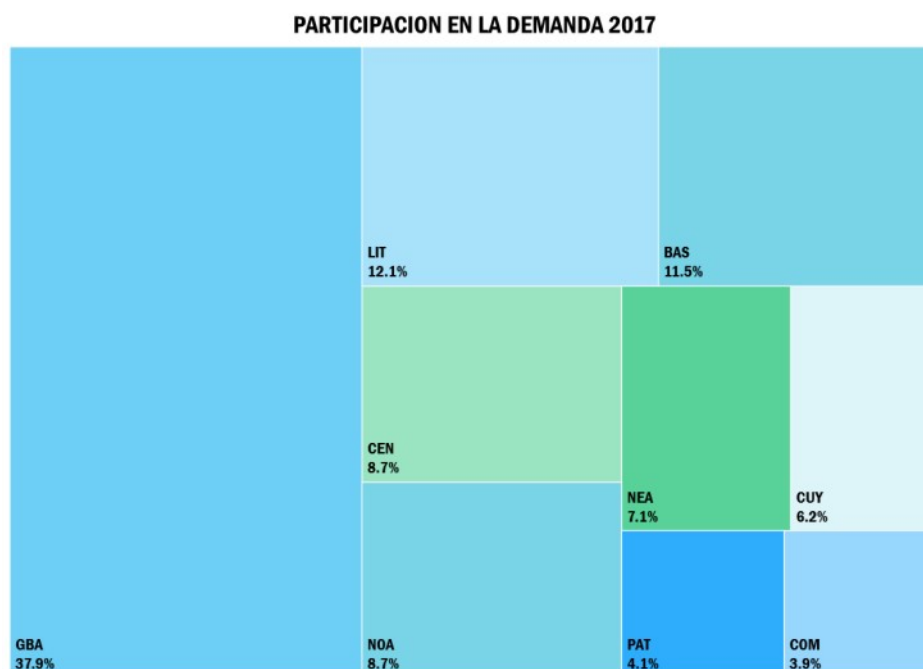


Figura 20 Participación por región en la demanda del SADI para 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

De esta manera, el área GBA con aproximadamente 30% de la población y 0.5% del territorio representa un 37.9% de la demanda total.

Caracterizada por tipo de usuario, la demanda se presenta compuesta por 42% de tipo Residencial, 29% de Consumos Intermedios y 29% por Gran Demanda para 2017.

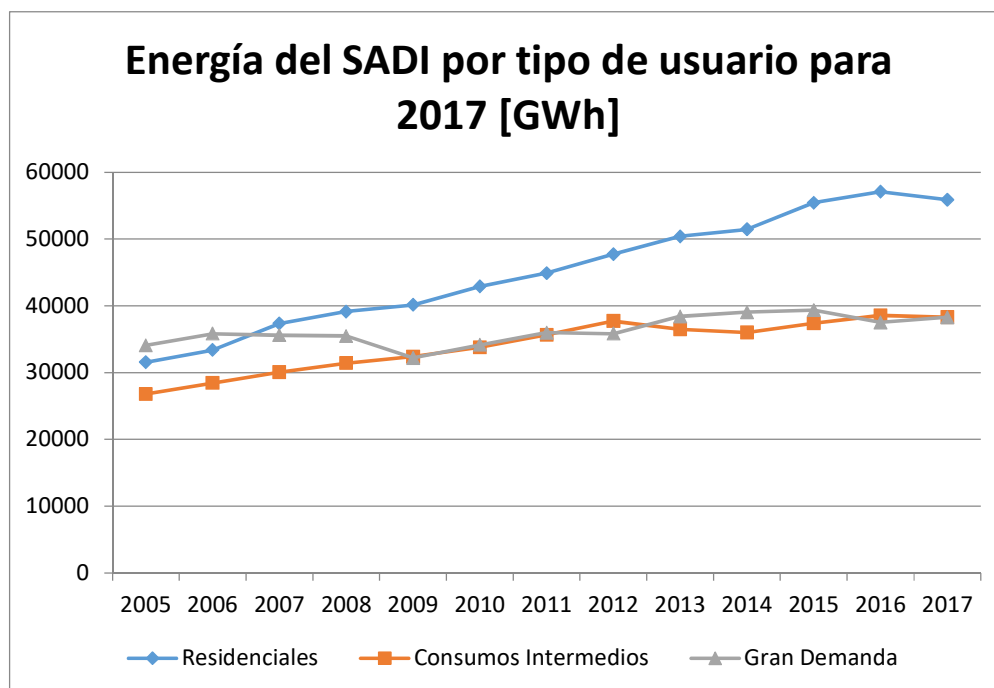


Figura 21 Evolución de la demanda por tipo de usuario. 2005-2017.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Informe anual, 2017.

4.3. Cambios de comportamiento en los últimos años

Según la Agencia Internacional de Energía, el uso de la energía destinada a la climatización ambiental está creciendo más rápido que cualquier otra modalidad de uso final de la energía en edificios, con un crecimiento de más de 3 veces para el periodo 1990-2016 (IEA, The future of cooling, 2018).

Esta creciente demanda para climatización exige los sistemas eléctricos requiriendo infraestructura de generación, transmisión y distribución para soportar el pico de demanda, lo cual impacta significativamente en los costos, especialmente teniendo en cuenta que las instalaciones son utilizadas durante periodos relativamente cortos. En países del Oriente Medio y en algunas regiones de Estados Unidos la refrigeración de los ambientes llega a representar más del 70% de la demanda durante el pico.

Según las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía, es esperable que esta tendencia se acentúe hacia 2050, momento para el cual se espera que el consumo energético en refrigeración de ambientes en edificios triplique su valor actual.

En la Argentina, este fenómeno se ve reflejado en cambios en la demanda observándose principalmente dos efectos (Margulis, Mayo 2018): el pico de

verano ha superado el pico de invierno (históricamente era lo contrario) y la máxima exigencia de demanda se ha desplazado a horas de Resto (el pico diurno supera al pico nocturno).

En las siguientes gráficas se observa en color rojo la curva de carga diaria de los días de máxima demanda correspondientes al Invierno 2007 y Verano 2007, informadas en el informe anual de Cammesa (Cammesa, Informe anual, 2007).

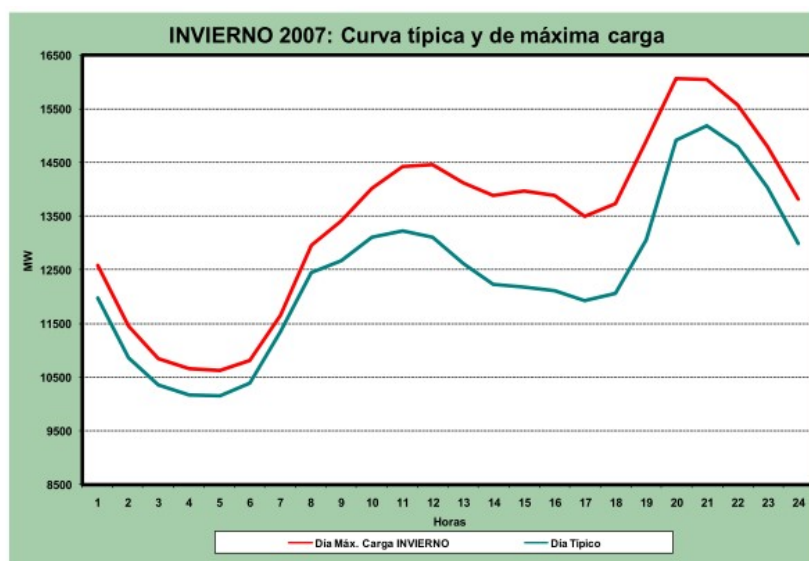


Figura 22 Curva diaria de demanda del SADI. Invierno 2007.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2007.

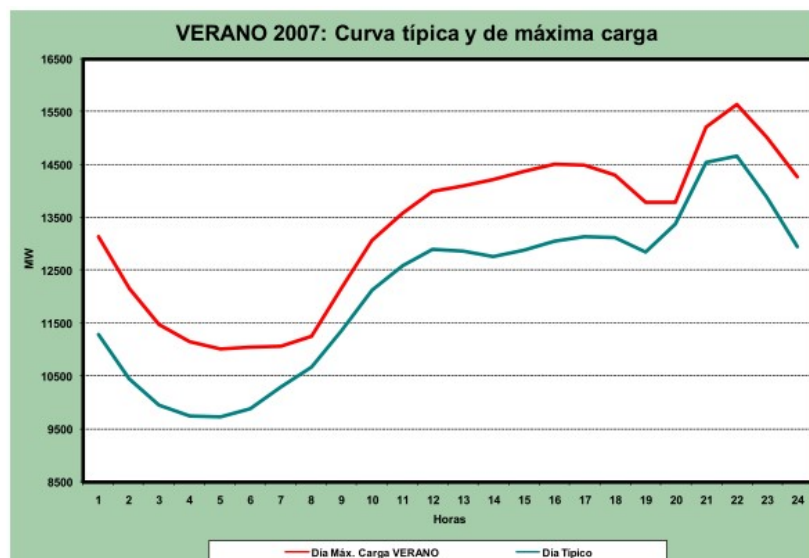


Figura 23 Curva diaria de demanda del SADI. Verano 2007.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2007.

Estas figuras muestran que el pico de invierno resultó del orden de 500MW superior al de verano y en ambos casos se dio alrededor de las 21hs.

En las siguientes gráficas se presenta con línea punteada la curva de carga diaria de los días de máxima demanda correspondientes al Invierno 2017 y Verano 2017, informadas en el informe anual de Cammesa.

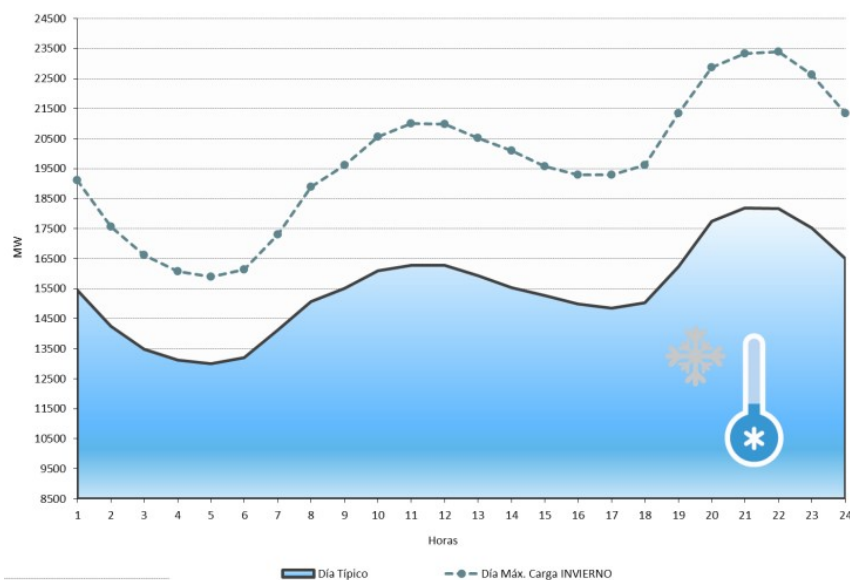


Figura 24 Curva diaria de demanda del SADI. Invierno 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

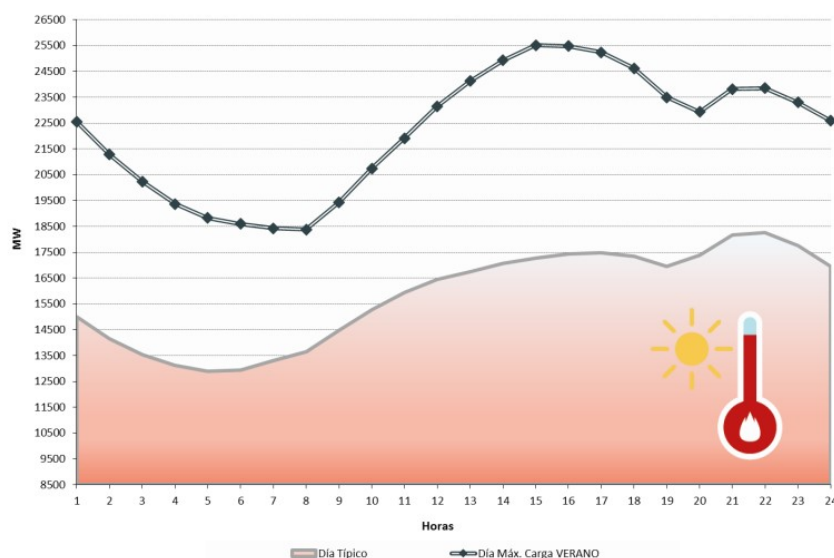


Figura 25 Curva diaria de demanda del SADI. Verano 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.



Allí se observa que el pico de invierno resultó del orden de 2000MW inferior al del verano. Adicionalmente, se observa que en verano el pico se da alrededor de las 15hs, superando en aproximadamente 1700MW al valor de las 21hs.

4.4. Tendencias y expectativas de cambio

En la actualidad se identifican 2 principales vectores de cambio en las conductas de utilización de energía que podrían impactar notablemente en el mercado eléctrico: el automóvil eléctrico y el cambio de gas a electricidad en el uso residencial y comercial.

La tecnología del automóvil eléctrico se ha desarrollado significativamente en los últimos años. La autonomía medida en alcance ha pasado rápidamente desde menos de 100 millas a más de 300 millas para algunos modelos, dando solución a uno de sus principales inconvenientes en comparación a los tradicionales automóviles de combustión interna. Simultáneamente el costo de las baterías se ha reducido en un 70% en el periodo comprendido entre 2010 y 2015, reduciendo la brecha de precios entre los automóviles eléctricos y los convencionales (World economic forum, The future of electricity, Marzo 2017).

Según una proyección del World Economic Forum, para 2020 los automóviles eléctricos se consolidarán como una alternativa económica, sin requerir subsidios, frente a los automóviles convencionales de combustión interna y es esperable que representen un 25% de ventas para 2030.

En cuanto al cambio de gas a electricidad, las aplicaciones con mayor tendencia de reemplazo de tecnología son las destinadas a sistemas de agua caliente y climatización en los sectores residencial y comercial. En esta línea la ClimateWorks Australia pronostica que para 2050 es esperable que hasta en 45% del consumo de gas residencial y comercial sea sustituido por electricidad (ClimateWorks Australia, Gas-Electricity substitution projections to 2050, 2016).

4.5. Métodos de proyección de demanda

La proyección de la demanda es esencial para la operación y planificación de los sistemas eléctricos. Típicamente, las proyecciones se clasifican según su horizonte temporal (Feinberg, 2005) en:

- Corto plazo: entre 1 hora y 1 semana.
- Mediano plazo: entre 1 semana y 1 año.
- Largo plazo: más de 1 año.



El horizonte de tiempo a considerar puede cambiar sustancialmente el enfoque del método a utilizar y también la exactitud de los resultados. Por ejemplo, para una compañía distribuidora puede resultar relativamente sencillo estimar el pico de demanda del día siguiente con una exactitud de 1-3%. Sin embargo, es imposible predecir con el mismo nivel de exactitud el pico de demanda del año siguiente, siendo que no se dispone de un pronóstico climático preciso para ese plazo.

Para las proyecciones de corto plazo, se han desarrollado una gran cantidad de métodos que incluyen la identificación del día similar, diversos modelos de regresión, series de tiempo, redes neuronales, sistemas expertos, lógica difusa y otros.

En el ámbito del presente trabajo, para estimar la demanda que enfrentará una nueva planta solar a lo largo de su vida útil, se requiere un abordaje de largo plazo. Para las proyecciones de largo plazo los enfoques de métodos estadísticos con modelos econométricos y los llamados “de uso final” son los más ampliamente utilizados.

Los modelos de uso final estiman la demanda de energía utilizando información acerca de los usuarios finales como por ejemplo: la cantidad de aparatos eléctricos, el comportamiento del consumidor, el tamaño de los hogares y otros. La información estadística acerca de los consumidores y los cambios de tendencia en sus comportamientos resultan claves para este método. El enfoque de estos modelos considera los distintos usos por sector según sea residencial, industrial o comercial. Dichos modelos están basados en que la demanda de electricidad es el agregado de los consumos de iluminación, refrigeración, calefacción, fuerza motriz y otros y, por lo tanto, explican la demanda total en función del número de aparatos presentes en el mercado. Idealmente este abordaje del problema resulta en una gran exactitud. Sin embargo, los resultados son sensibles a la cantidad y calidad de los datos de manera tal que, a menos que se cuente con una base de datos relevada rigurosamente a partir de fuentes confiables, su aplicación puede resultar en proyecciones de cuestionable exactitud.

El enfoque econométrico combina conceptos de economía y técnicas estadísticas para pronosticar la demanda. Este abordaje estima la relación entre el consumo de energía y diferentes factores que explican ese consumo. Esta relación es estimada, por ejemplo, por el método de cuadrados mínimos

De estos métodos, aquel de enfoque econométrico es el más ampliamente usado para estimaciones de largo plazo (Esteves, G., 2015). Dentro de este abordaje, predominan los modelos basados en técnicas de regresión



adoptando como variables explicativas el producto bruto interno total o per capita, la población o una combinación entre ellos (Kumaran, Agosto 2014).

4.6. Proyección de la demanda

En el presente trabajo se realiza un análisis exploratorio ensayando distintos modelos de regresión para proyectar la evolución de la demanda eléctrica.

Una alternativa ampliamente usada es la regresión simple utilizando como variable explicativa el producto bruto interno (PBI). Este enfoque requiere efectuar la regresión con valores del PBI a moneda constante, utilizando el deflactor del PBI, de manera que los datos de entrada no se vean distorsionados por efecto de la inflación.

Para llevar a cabo este análisis se utilizan aquí los valores de energía del SADI registrados por Cammesa (Cammesa, Informe anual, 2007) y los valores del PBI a USD constantes de 2010 registrados por el Banco Mundial (The World Bank, 2019) para el periodo 1992-2017.

La regresión arroja una expresión dada por la ecuación:

$$E \text{ [GWh]} = 0.335 \times \text{PBI [MUSD]} - 20621 \text{ GWh}$$

con un coeficiente de correlación de 0.96 y coeficiente de determinación R^2 ajustado de 0.92.

Proyectar la energía con esta expresión exige una proyección del PBI. Para ello se utilizan los datos publicados por FMI (International Monetary Fund, 2019). Los valores de PBI proyectados por FMI vienen dados en variación porcentual, de manera tal que resulta inmediato uniformizar los datos a USD constante de 2010. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico.

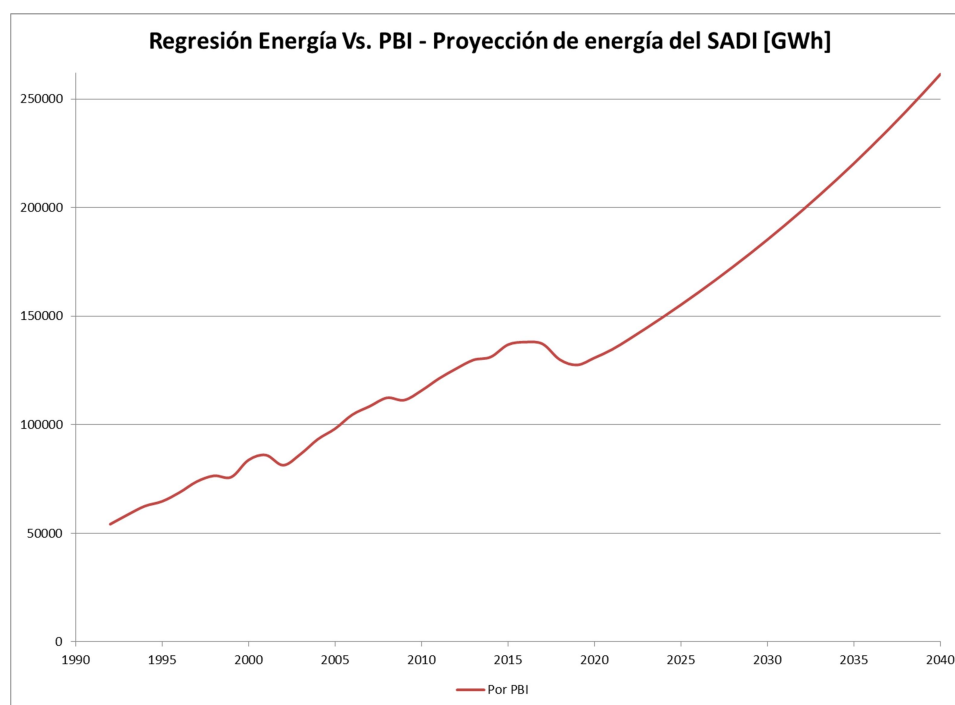


Figura 26 Proyección de energía resultante de regresión Energía Vs. PBI.

Fuente: de elaboración propia.

Otra alternativa consiste en realizar un análisis análogo utilizando la población como única variable explicativa en lugar del PBI. Llevarlo a cabo requiere datos del pasado de la población para la regresión, y datos a futuro para la proyección. Estos datos se obtienen de Banco Mundial (The World Bank, 2019) e Indec (Indec, 2013).

La regresión arroja una expresión dada por la ecuación:

$$E \text{ [GWh]} = 0.00828 \times \text{Población [nº de personas]} - 224977 \text{ GWh}$$

con un coeficiente de correlación de 0.995 y coeficiente de determinación R^2 ajustado de 0.989.

La proyección de energía que resulta de esta regresión se presenta en el siguiente gráfico.

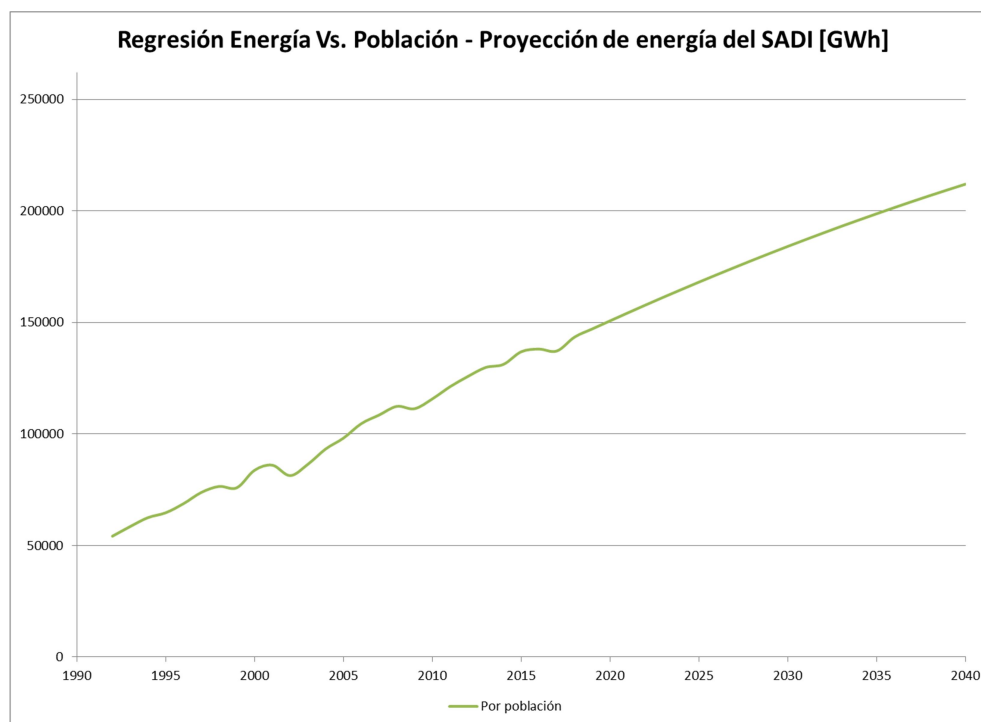


Figura 27 Proyección de energía resultante de regresión Energía Vs. población.
Fuente: de elaboración propia.

Los resultados de coeficiente de correlación y determinación presentan un mejor desempeño de esta regresión en comparación con aquella del PBI. No obstante, se observa que un modelo que explique la energía por la población únicamente se ve imposibilitado de explicar, por ejemplo, los descensos de energía de los años 2002 y 2009.

De esta manera, resultaría deseable otro modelo que combine las bondades de ambos. Sin embargo, no puede sencillamente hacerse una regresión múltiple con población y PBI porque hay una significativa autocorrelación entre las variables.

Por esta razón, se plantea la regresión multivariable con población y PBI per capita, que contribuye quitando correlación entre las variables explicativas.

La regresión arroja una expresión dada por la ecuación:

$$E \text{ [GWh]} = 0.00719 \times \text{Población} + 3.196 \times \text{PBI per capita} - 211073 \text{ GWh}$$

con un coeficiente de correlación de 0.998 y coeficiente de determinación R^2 ajustado de 0.996. Al haber incluido una variable adicional, el coeficiente de correlación es mayor. Por lo tanto, es el coeficiente de determinación R^2

ajustado el mejor indicador de la bondad de la regresión. Este indicador también resulta superior al correspondiente a las regresiones anteriores.

La proyección de energía que resulta de la regresión multivariable se presenta en el siguiente gráfico.

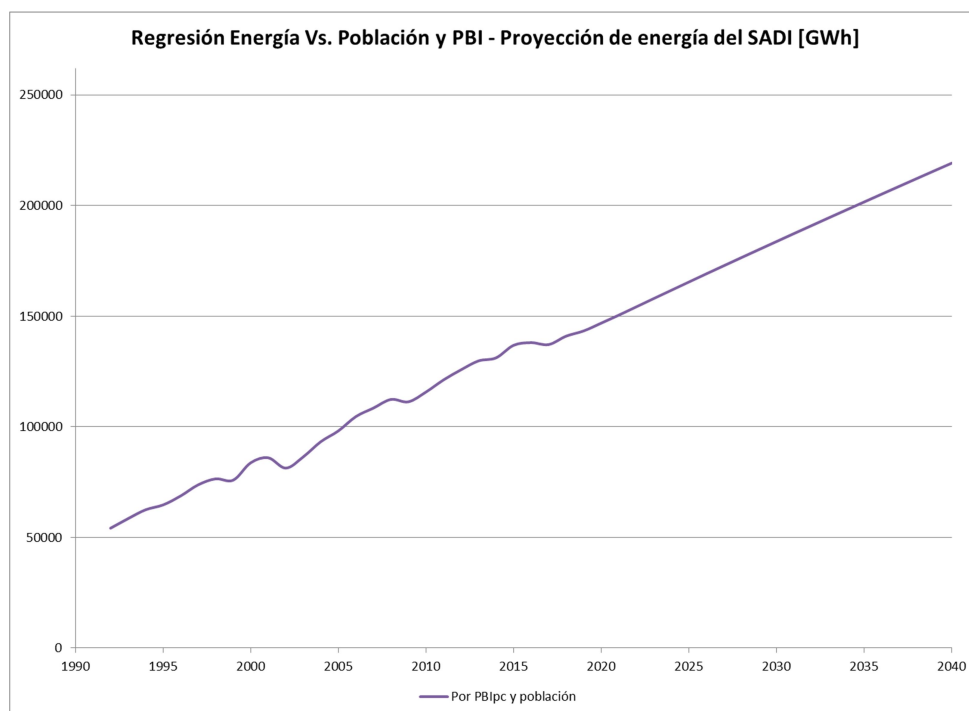


Figura 28 Proyección de energía resultante de regresión Energía Vs. Población y PBI per capita.

Fuente: de elaboración propia.

Finalmente, a modo de contraste, se lleva a cabo el abordaje más elemental que es la proyección a futuro de la tendencia histórica a tasa constante, lo que equivale a asumir un comportamiento de reversión a la media de la tasa de crecimiento en el largo plazo. Esta proyección resulta de una regresión simple de energía explicada por año como única variable explicativa.

La regresión arroja una expresión dada por la ecuación:

$$E \text{ [GWh]} = 3486 \times \text{Año} - 6890240 \text{ GWh}$$

con un coeficiente de correlación de 0.995 y coeficiente de determinación R^2 ajustado de 0.989.

La proyección resultante de esta regresión se presenta junto con las anteriores en la siguiente gráfica a modo de comparación.

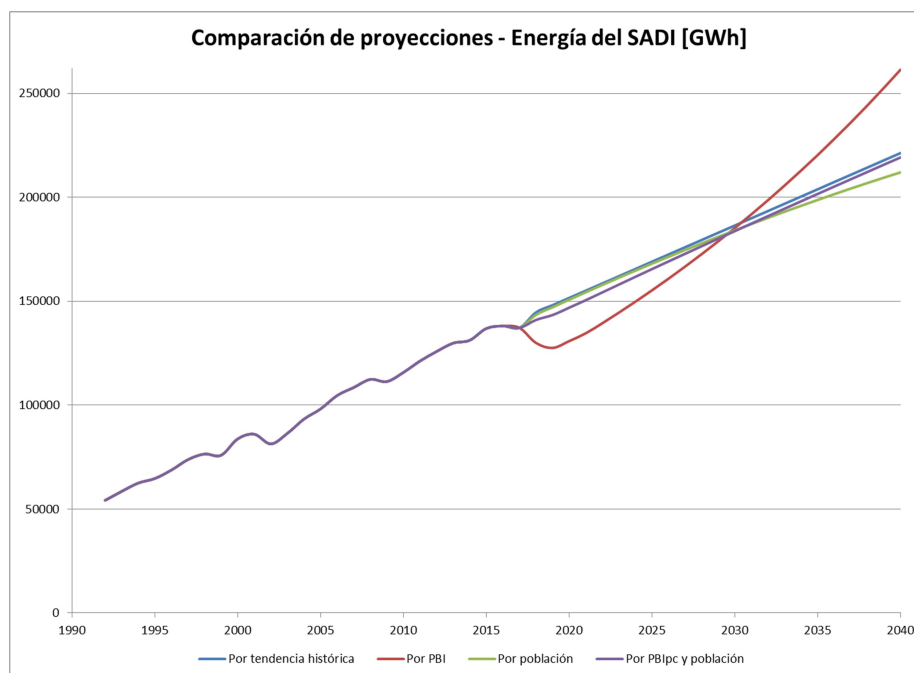


Figura 29 Proyección de energía. Comparación de proyecciones.
Fuente: de elaboración propia.

Del análisis exploratorio, se concluye que el modelo de la regresión multivariable resulta el más adecuado, de acuerdo con el resultado de los indicadores estadísticos de las distintas regresiones y, verificando que la proyección resulta coherente con aquella de la evolución histórica. Para este modelo, mediante el software Stata 14 (<https://www.stata.com/stata14/>), se realiza la verificación de los supuestos que permiten plantear un modelo de regresión lineal:

- Linealidad de la variable dependiente con las independientes tomadas de a una.

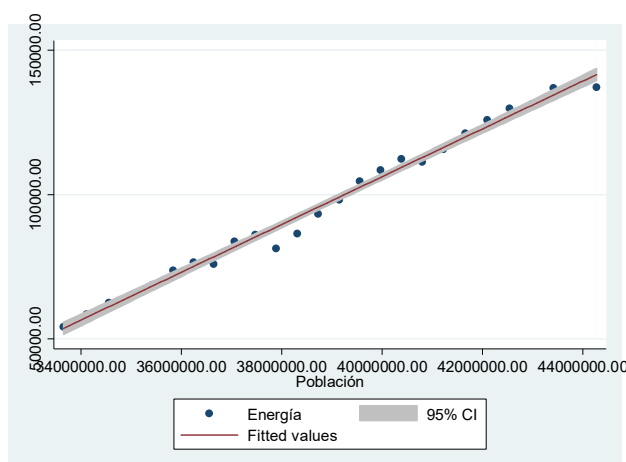


Figura 30 Asociación lineal entre energía y población.
Fuente: de elaboración propia.

Coeficiente de correlación de Spearman: 0,9959; $p < 0,001$.

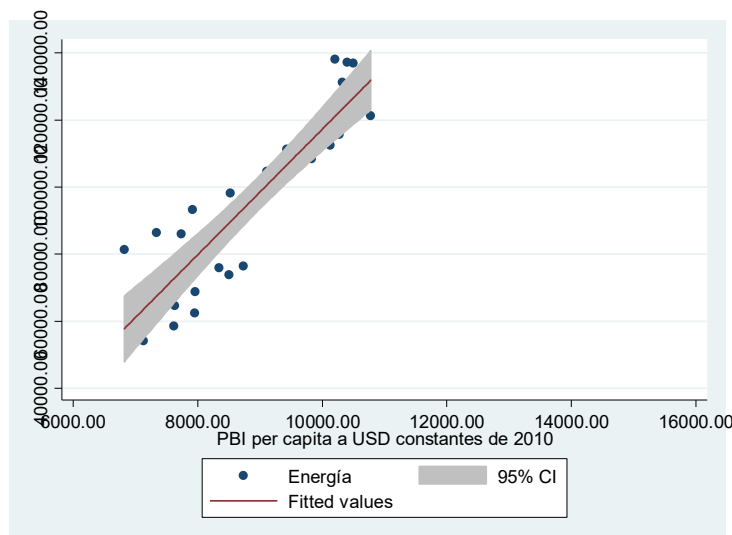


Figura 31 Asociación lineal entre energía y PBI per capita.
Fuente: de elaboración propia.

Coeficiente de correlación de Spearman: 0,8421; $p < 0,001$.

➤ Distribución normal de los residuos.

Verificación gráfica por histograma:

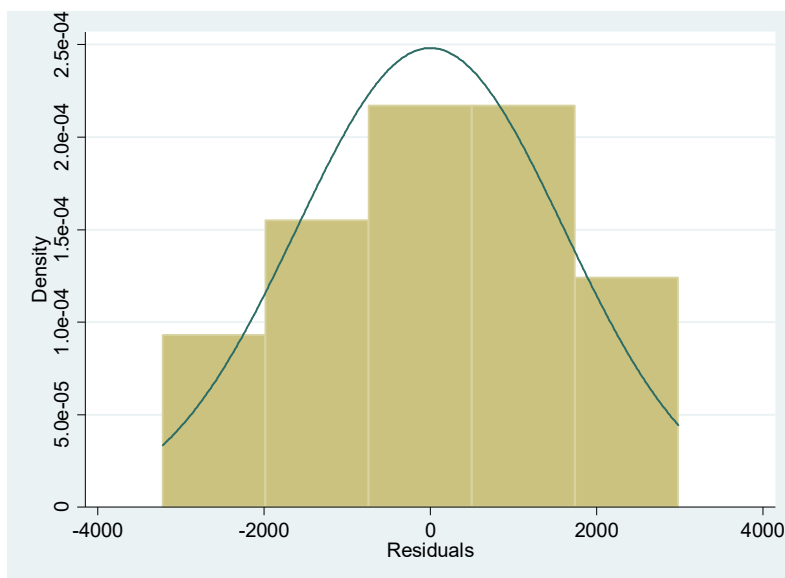


Figura 32 Histograma de residuos.

Fuente: de elaboración propia.

Verificación gráfica por P-P plot, con todos los puntos sobre la recta o lo más cercano posible:

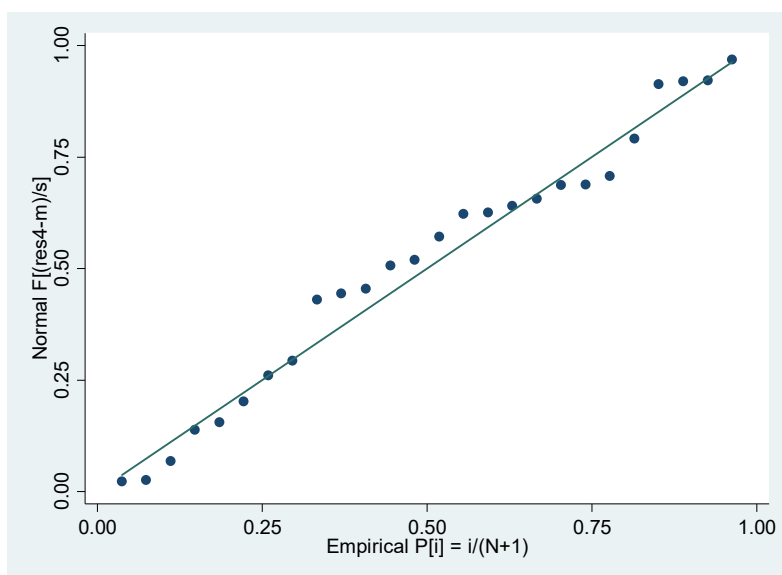


Figura 33 Verificación por P-P plot.

Fuente: de elaboración propia.

Verificación por test estadístico (Test de Shapiro-Wilk):

```
. swilk res4
```

Shapiro-Wilk W test for normal data					
Variable	Obs	W	V	z	Prob>z
res4	26	0.96819	0.910	-0.194	0.57697

Figura 34 Resultado de test de Shapiro-Wilk.

Fuente: de elaboración propia.

$p=0,57697$ NO rechaza la hipótesis nula de que los residuos tienen distribución normal.

➤ Homocedasticidad de los residuos.

Verificación gráfica de que la varianza se mantiene constante, dando lugar a una nube aleatoria de puntos alrededor del eje cero.

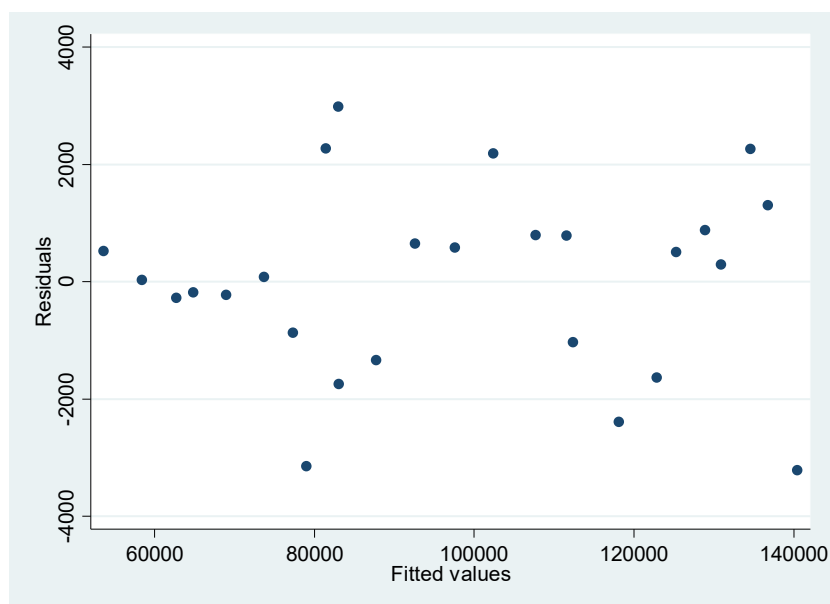


Figura 35 Verificación gráfica de varianza constante.

Fuente: de elaboración propia.

De esta manera, la verificación de los supuestos soporta la aplicabilidad del modelo y por lo tanto es el escogido para la proyección de la demanda.



5. OFERTA DE GENERACIÓN

5.1. Parque generador instalado

De acuerdo a la última información disponible al momento, Marzo de 2019, el Mercado Eléctrico Mayorista cuenta con una potencia instalada habilitada comercialmente de 38609 MW (Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019).

Si se compara con el valor récord histórico de demanda del SADI, de 26320 MW correspondiente al jueves 8 de febrero de 2018 a las 15:35hs, a priori parecería haber una considerable holgura del parque generador. Sin embargo, si se descuenta la indisponibilidad del parque térmico, que resulta de 21% para el último año móvil, la potencia no firme correspondiente a fuentes renovables e hidroeléctricas de pasada y los márgenes de reserva necesarios para la seguridad de la operación, se observa que la holgura no es tal, lo que explica porqué ha sido habitual requerir de importación para afrontar los picos.

Tal como se presenta en la siguiente gráfica, de 2002 en adelante la potencia instalada ha evolucionado a una tasa de crecimiento interanual promedio de aproximadamente 2.7%.

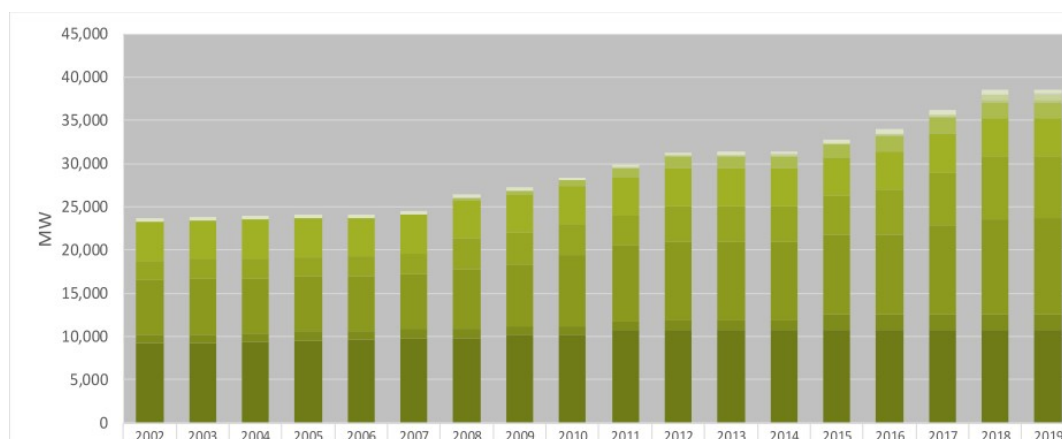


Figura 36 Evolución del parque generador. Potencia instalada. 2002-2019.

Fuente: Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019.

Este parque generador se caracteriza por una marcada preponderancia de generación térmica, que con 24531MW representa aproximadamente 64% del total. En segundo lugar sigue la generación hidráulica con 10790MW que representan aproximadamente el 28% del parque total. La potencia instalada restante se compone de 1755MW de nuclear y 1533MW de renovables.

Entre las renovables, la eólica ocupa el primer lugar en potencia instalada con 804MW seguida por la hidráulica con 498MW. La generación solar, que es en su totalidad del tipo fotovoltaica representa 13% de la potencia instalada de fuentes renovables y apenas 0,5% del parque total. Esta información se resume en la siguiente tabla.

Tabla 5 – Potencia instalada por tecnología y región
Fuente: Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019.

REGION	TV	TG	CC	DI	Térmico Total	Hidráulic a	Nuclear	Solar	Eólica	Hidro <= 50 MW	Biogas	Renovable Total	TOTAL
CUYO	120	90	374	40	624	957	0	92	0	172	0	264	1 845
COM	0	501	1 487	92	2 080	4 725	0	0	0	44	0	44	6 848
NOA	261	991	1 472	394	3 117	101	0	64	58	119	0	241	3 459
CENTRO	200	815	534	101	1 650	802	648	51	48	116	6	221	3 321
GBA-LIT-BAS	3 870	4 364	7 039	895	16 168	945	1 107	0	256	0	18	274	18 495
NEA	0	33	0	286	319	2 745	0	0	0	0	0	0	3 064
PATA	0	271	301	0	572	516	0	0	441	47	0	488	1 576
U. Móviles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4 451	7 065	11 206	1 808	24 531	10 790	1 755	207	804	498	24	1 533	38 609
% TÉRMICO	18%	29%	46%	7%	100%								
% TOTAL					64%	28%	5%					4%	100%

De los 207MW que se encuentran instalados de generación solar, 44% se encuentra en Cuyo, 31% en NOA y 25% en Centro.

Si se analiza la participación de las distintas tecnologías en la energía generada, dada su independencia de los factores climáticos como irradiación solar y viento, así como también el caudal de los ríos, la generación térmica aumenta incluso más su preponderancia. De esta manera, se observa que para el mes de Febrero 2019, de 10965 GWh de energía generada, 7644 GWh corresponden a generación térmica, representando 70% del total (64% para el medio año móvil). Entre hidráulica y nuclear representan 26%, quedando apenas 4% de renovables. En particular, la energía solar con 42 GWh representa 0.38%. En la siguiente tabla se observa la energía generada para Febrero 2019 y el promedio para el año móvil.

Tabla 6 – Energía generada por tecnología
Fuente: Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019.

(GWh)	Medio Año Móvil	feb-19
Ciclos Combinados	5 205	5 318
Turbovapor	647	830
Turbina a gas	1 184	1 290
Motor Diesel	192	206
Total Térmico Conver	7 227	7 644
Hidráulica	3 280	2 588
Nuclear	479	301
Eólica	152	230
Solar	16	42
Hidráulica Renovable	118	132
Biomasa	21	15
Biogas	13	14
TOTAL	11 305	10 965

5.2. Precios y costos

El costo monómico (es decir: energía y potencia) medio de generación del mes de Febrero 2019 alcanzó el valor de 2577 \$/MWh, en tanto que el precio monómico estacional en vigencia resulta de 2084 \$/MWh. Estos valores equivalen a 65.2 USD/MWh y 52.7 USD/MWh respectivamente, al ser convertidos considerando el tipo de cambio promedio entre dólar billete de compra y venta del Banco Nación al último día del mes (Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019).

El costo está en buena medida explicado por el uso de combustibles líquidos y el precio del barril del petróleo. Así el aumento del costo en los últimos 15 años se explica por un sostenido aumento del uso de gas oil junto con un incremento en el precio del barril de petróleo WTI (Ministerio de Energía y Minería, Precio mayorista de la energía eléctrica, 2016). Esta información se presenta en el siguiente gráfico.

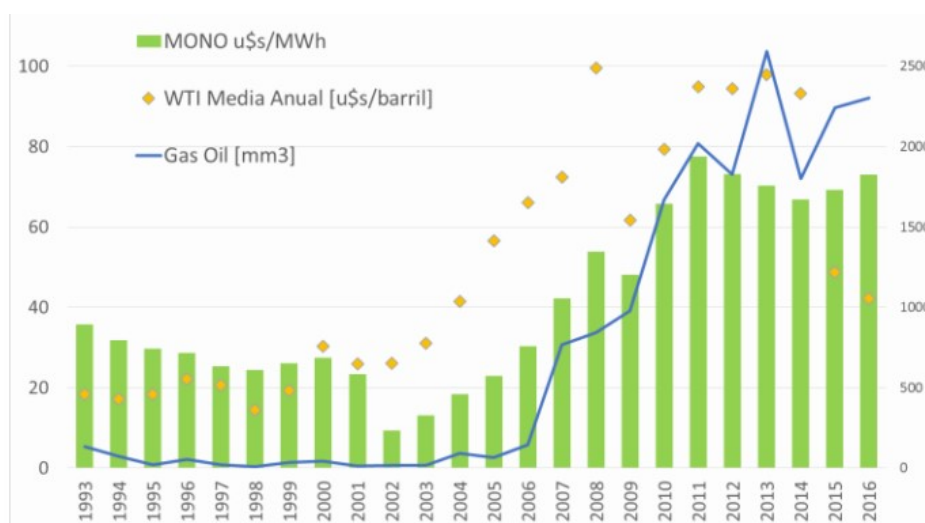


Figura 37 Evolución de costo monómico medio, precio de petróleo y consumo de gas oil.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, Precio mayorista de la energía eléctrica, 2016.

En tanto, el precio estacional es un valor sancionado. Por esta razón, la evolución de la relación entre costo y precio se explica por las divergencias entre los valores del costo, significativamente influenciados por la utilización de los distintos tipos de combustibles y sus precios, y los valores sancionados de precio estacional.

Para el mes de Febrero 2019 la relación entre costo y precio implica una traslación a la demanda de sólo el 81% del costo monómico, donde la parte complementaria es subsidiada por el Estado. Este valor de 81% es el más alto

de los últimos años, como puede verse en el siguiente gráfico donde se resumen los valores de costo, precio y relación entre ambos por año para el periodo 1993-2016 (Ministerio de Energía y Minería, Precio mayorista de la energía eléctrica, 2016).

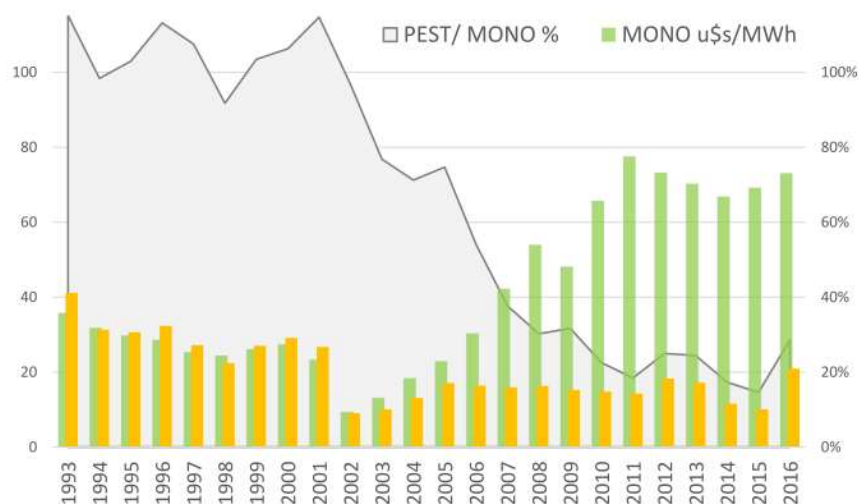


Figura 38 Evolución de costo monómico medio y el precio estacional. 1993-2016.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, Precio mayorista de la energía eléctrica, 2016.

Para complementar la información anterior con aquella disponible en la última actualización de Cammesa, en la siguiente gráfica se presenta la relación entre costo y precio estacional por mes para Enero 2016 en adelante.

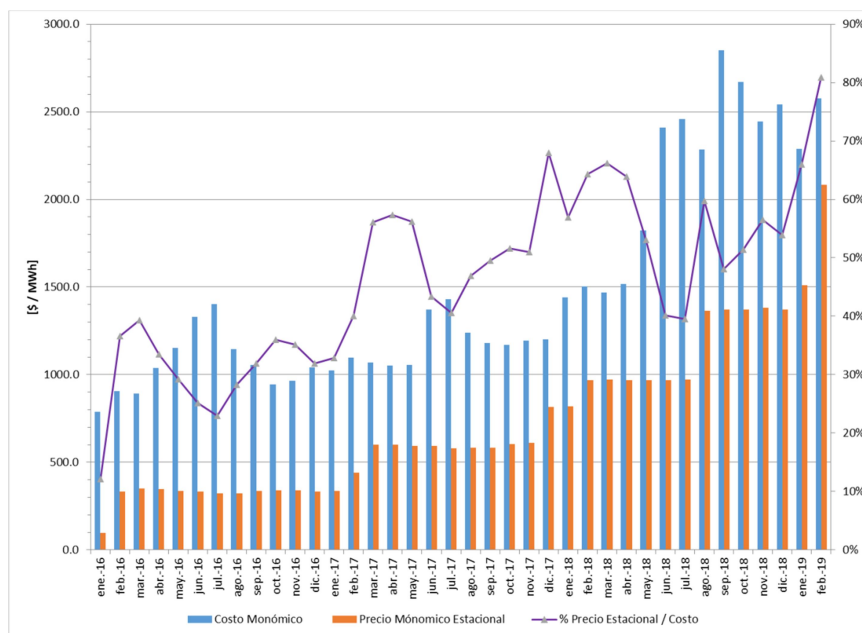


Figura 39 Evolución de costo monómico medio y el precio estacional. 2016-2019.

Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Informe mensual, Febrero 2019.

Como se observa en las gráficas anteriores de 2010 en adelante el costo monómico medio resulta sostenidamente superior a los 60 USD/MWh, y con un valor de 65.2 USD/MWh para Febrero 2019, que es el último mes reportado.

La relación entre precio estacional y costo determina el nivel del subsidio a suministrarse por el Estado pero, salvo por el impacto de la tarifa en la demanda, el costo del sector como tal queda en gran medida determinado por la composición del parque generador y el precio de los combustibles. Por esta razón, el análisis de las posibles evoluciones del costo exige proyectar las expansiones del parque generador y de los precios de combustibles.

5.3. Expansiones previstas del parque generador

De los proyectos adjudicados en el marco de los programas Renovar y el Mater, al momento solamente han ingresado al sistema los proyectos detallados en la siguiente tabla.

Tabla 7 – Proyectos renovables ingresados al SADI
Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Programación estacional Mayo-Octubre 2019, 2019.

Tipo Gen.	Central	Descripción	Potencia	Fecha Comercial
EO	ACHIEO	P.E. Achiras	48	21/09/2018
EO	ALU1EO	Parque eólico ALUAR I (MATER)	50.4	20/02/2019
EO	BANDEO	P.E. La Banderita	39.6	06/04/2019
EO	BICEEO	P.E. Bicentenario	100.8	13/03/2019
EO	CHNOEO	PE Chubut Norte	28.8	12/12/2018
EO	CORTEO	P.E. Corti	100	08/06/2018
EO	GARAE0	P.E. Garayalde	24.15	28/11/2018
EO	JUMEE0	EÓLICO EL JUME	8	16/03/2016
EO	LCASEO	PE La Castellana	100.8	18/08/2018
EO	MANAEO	YPF Manantiales Behr	99	13/07/2018
EO	PMA1EO	PUERTO MADRYN I	71.1	02/11/2018
EO	RAW3EO	EÓLICO RAWSON III GENNEIA	25.05	21/12/2017
EO	VLO2EO	EÓLICO VILLALONGA II GENNEIA (MATER)	3.45	22/02/2019
EO	VLONEO	EÓLICO VILLALONGA GENNEIA	51.75	19/12/2018
FV	CALOFV	P.S. Caldenes del Oeste	24.75	07/07/2018
FV	CHEPFV	Parque Solar Chepes LEDLAR	2	04/10/2018
FV	CUM2FV	P.S. La Cumbre II	4	28/02/2019
FV	CUMBFV	P.S. La Cumbre	22	08/09/2018
FV	IGLEFV	P.S. Iglesia Guañizuil	80	27/03/2019

Tipo Gen.	Central	Descripción	Potencia	Fecha Comercial
FV	LLANFV	Parque de los Llanos (MATER)	12	23/02/2019
FV	LLOMFV	P.S. Las Lomitas	1.7	25/09/2018
FV	NONOFV	P.S. Nonogasta	27	04/12/2018
FV	SAUJFV	P.S. Saujil	22.5	05/12/2018
FV	SJU2FV	CFV SAN JUAN I	0.48	29/05/2018
FV	TIN2FV	P.S. TINOGASTA II	7	13/04/2019
FV	TINOFV	P.S. Tinogasta	15	12/04/2019
FV	ULL3FV	P.S. Ullúm 3	32	22/12/2018
FV	ULN1FV	P.S. Ullúm N1	25	19/12/2018
FV	ULN2FV	P.S. Ullúm N2	25	19/12/2018

De esta manera, restan por incorporarse los proyectos detallados en la siguiente tabla, por un total de 5950MW. (Cammesa, Programación estacional Mayo-Octubre 2019, 2019).

Tabla 8 – Proyectos renovables aún no ingresados al SADI

Fuente: de elaboración en propia, basado en Cammesa, Programación estacional Mayo-Octubre 2019, 2019.

Tipo Gen.	Central	Descripción	Potencia	Fecha Ingreso Previsto
EO	3PI1EO	3 PICOS I ENARSA	49.5	
EO	3PI2EO	3 PICOS II ENARSA	49.5	
EO	AGUAE0	EÓLICO LA AGUADA	110	
EO	ALUAE0	Parque eólico Autogeneración ALUAR	103.6	15/05/2019
EO	AR21EO	P.E. ARAUCO II (ETAPA 1 Y 2)	100	06/05/2019
EO	AR22EO	P.E. ARAUCO II (ETAPA 3 Y 4)	95	17/12/2019
EO	AR23EO	P.E. ARAUCO II (ETAPA 5 Y 6)	100	11/11/2019
EO	ARA3EO	PARQUE EOLICO ARAUCO III S.A.	52	01/12/2019
EO	ARMAEO	Parque eólico Las Armas (MATER)	50	01/12/2019
EO	AVALEO	PARQUE EÓLICO ALTO VALLE	100	
EO	BAHIEO	Central eólico de la Bahía (MATER)	48.51	15/05/2019
EO	BAN2EO	Parque eólico La Banderita II (MATER)	10.8	
EO	BIC2EO	Parque Eólico del Bicentenario II (MATER)	21.6	15/04/2019
EO	CALMEO	Parque eólico Cerro Alto y Los Meandros	125	15/10/2019
EO	CHN3EO	P.E. CHUBUT NORTE III	57.6	30/03/2020
EO	CHN4EO	P.E. CHUBUT NORTE IV	82.8	30/03/2020
EO	DIA2EO	P.E. DIADEMA II	27.6	01/07/2019
EO	EN1MEO	P.E. ENERGETICA I fase 2 (MATER)	19.2	19/08/2019
EO	ENE1EO	P.E. ENERGETICA I	79.8	15/12/2019



Tipo Gen.	Central	Descripción	Potencia	Fecha Ingreso Previsto
EO	FRAYEO	P.E. VIENTOS FRAY GUEN	100	15/03/2021
EO	GACHEO	P.E. GENERAL ACHA	60	10/02/2020
EO	GNV1EO	P.E. LA GENOVEVA	86.625	21/05/2020
EO	GNV2EO	Parque Eólico Vientos La Genoveva II (MATER)	41.8	04/08/2019
EO	GRI0EO	PE GARCÍA Del RÍO	10	10/06/2019
EO	JAGUEO	EÓLICO LOS JAGÜELES	23	
EO	KOL1EO	KOLUEL KAYKE I ENARSA	50	
EO	KOL2EO	KOLUEL KAYKE II ENARSA	25	15/02/2020
EO	KOSTEO	P.E. Kosten	24	15/08/2019
EO	LCA2EO	Parque Eólico La Castellana II (MATER)	15.75	03/07/2019
EO	LDESEO	EÓLICO LA DESEADA	600	
EO	LEONEO	PE Cañadón León	99	14/12/2020
EO	LHEREO	PE Los Hércules	97	15/09/2019
EO	LOM1EO	LOMA BLANCA I ENARSA	50	15/03/2020
EO	LOM2EO	LOMA BLANCA II ENARSA	50	01/09/2019
EO	LOM3EO	LOMA BLANCA III ENARSA	50	15/03/2020
EO	LOM6EO	P.E. Loma Blanca 6	100	15/03/2020
EO	MAL1EO	MALASPINA I ENARSA	50	25/09/2019
EO	MAL2EO	MALASPINA II ENARSA	30	
EO	MANQEO	Parque eólico Manque	57	15/09/2019
EO	MIRAE0	P.E. Miramar	97.65	15/02/2020
EO	NEC1EO	P.E. C.Costa.At. Necochea I	37.95	01/12/2019
EO	NEU1EO	P.E. VIENTOS NEUQUINOS I	79.2	01/02/2020
EO	OLIVEO	Parque eólico Los Olivos	22.4	22/01/2020
EO	PAM1EO	EÓLICO PAMPA I	100	03/09/2020
EO	PAMEEO	Parque Eólico Pampa Energía (MATER)	50.4	24/04/2019
EO	PCHUEO	P.E. PAMPA CHUBUT	100	06/09/2020
EO	PMA2EO	PUERTO MADRYN II	150	15/11/2019
EO	POM1EO	P.E. Pomona I	100	01/07/2019
EO	POM2EO	Parque Eólico POMONA II (MATER)	11.7	01/07/2019
EO	SJMTEO	Parque eólico San Jorge y El Mataco	200	15/12/2019
EO	SOSNEO	P.E. El Sosneado	50	17/12/2019
EO	STEREO	P.E. SANTA TERESITA	50.4	15/06/2020
EO	TER2EO	Parque Eólico Los Teros II (MATER)	49.8	18/02/2020
EO	TEROEO	Parque Eólico Los Teros (MATER)	122.55	12/11/2019
EO	VSECEO	PE Vientos del Secano	50	15/09/2019
EO	WAY1EO	P.E. WAYRA I	49.4	10/03/2020
FV	ALT1FV	P.S. ALTIPLANO I	100	05/07/2020
FV	ALVEFV	P.S. Gral Alvear	17.6	27/06/2020
FV	ANCHFV	P.S. Anchoris	21.3	15/12/2019
FV	ANPCFV	P.S. ANCHIPURAC	3	15/10/2019
FV	ANT1FV	P.S. AÑATUYA I	6	01/01/2040



Tipo Gen.	Central	Descripción	Potencia	Fecha Ingreso Previsto
FV	BRO2FV	P.S. CURA BROCHERO (AMPLIACION MATER)	8	13/08/2020
FV	BROCFV	P.S. CURA BROCHERO	17	24/03/2020
FV	CABRFV	P.S. ARROYO DEL CABRAL	40	31/05/2020
FV	CAFAFV	P.S. Cafayate	80	15/06/2019
FV	CAFMFV	Central Fotovoltaica Cafayate Solar (MATER)	3	22/01/2020
FV	CASPFV	P.S. CASPOSO	7	04/08/2019
FV	CAU1FV	P.S. Caucharí 1	100	07/10/2019
FV	CAU2FV	P.S. Caucharí 2	100	08/10/2019
FV	CAU3FV	P.S. Caucharí 3	100	09/10/2019
FV	CHI2FV	CFV CHIMBERA II ENARSA	3	
FV	CHI3FV	CHIMBERA III FOTOVOLTAICA	5	
FV	CSOLFV	Cerros del Sol	5	01/12/2019
FV	DIAGFV	Proyecto Solar Los Diaguitas (MATER)	3	15/10/2019
FV	FIAMFV	P.S. Fiambalá	11	15/07/2019
FV	GZ2AFV	P.S. GUAÑIZUIL II A	100	22/11/2019
FV	HON3FV	CFV CAÑADA HONDA III ENARSA	5	
FV	LAVAFV	P.S. Lavalle	17.6	27/06/2020
FV	LDCUFV	P.S. Luján de Cuyo	22	27/06/2020
FV	LPAZFV	P.S. La Paz	14.08	27/06/2020
FV	LPUNFV	P.S. La Puna	100	03/10/2020
FV	LRINFV	P.S. La Rioja Norte	15	20/06/2020
FV	LZORFV	P.S. LOS ZORRITOS	49.5	30/06/2020
FV	LZRRFV	P.S. Los Zorros	45	30/06/2020
FV	NON2FV	P.S. NONOGASTA II	20.04	01/01/2040
FV	NON4FV	P.S. NONOGASTA IV	1	01/01/2040
FV	NON5FV	Parque Solar Fotovoltaico Nonogasta V (MATER)	14.97	01/01/2040
FV	NON6FV	Parque Solar Nonogasta VI (MATER)	13	01/01/2040
FV	P.S. S. Lorenzo	P.S.en la localidad de San Lorenzo	1.1	
FV	PASIFV	P.S. Pasip	1.15	25/04/2019
FV	PATQFV	P.S. Patquia	20	20/07/2020
FV	PIRKFV	P.S. LA PIRKA	100	13/08/2020
FV	PUESFV	P.S. EL PUESTO	12	13/08/2020
FV	SANDFV	Planta fotovoltaica Solar de los Andes (MATER)	5	25/06/2019
FV	SARMFV	P.S. Sarmiento	35	31/12/2050
FV	SAU2FV	P.S. SAUJIL II	20	01/01/2051
FV	SAU3FV	Parque Solar Saujil III (MATER)	8	01/01/2040
FV	SBERFV	P.S. Sol de Bermejo	18	07/01/2020
FV	SCARFV	Proyecto Solar San Carlos (MATER)	7	20/08/2019
FV	SPUNFV	Solares de la Punta	5	16/09/2019
FV	TAMBFV	Proyecto Solar Tamberías (MATER)	3	15/10/2019
FV	TOC1FV	Parque Solar Tocota Solar I (MATER)	60	16/12/2019
FV	TOCOFV	P.S. TOCOTA	72	01/01/2040

Tipo Gen.	Central	Descripción	Potencia	Fecha Ingreso Previsto
FV	UL42FV	P.S. ULLUM 4 (AMPLIACION MATER)	6.5	15/05/2019
FV	ULL4FV	P.S. Ullúm 4	13.5	15/05/2019
FV	ULLXFV	P.S. ULLUM X	100	13/08/2020
FV	VCS1FV	P.S. VERANO CAPITAL SOLAR ONE	99.9	15/02/2020
FV	VDOLFV	P.S. VILLA DOLORES	26.85	01/01/2040
FV	VMR2FV	P.S. VILLA MARIA DEL RIO SECO (AMPLIACION MATER)	10	15/06/2020
FV	VMRSFV	P.S. V.MARIA DEL RIO SECO	20	15/06/2020
FV	ZAPAFV	P.S. ZAPATA	37	19/10/2019

Entre la tecnología eólica y solar, Cammesa registra ingresos previstos por 2609MW para 2019 y 1989MW para 2020, mientras que el saldo restante no cuenta con previsiones.

Complementariamente, asumiendo que ha de cumplirse la cuota de energías renovables estipulada por la Ley 27.191, en los años siguientes a 2020 debería ingresar generación adicional por aproximadamente 5000MW adicionales hasta 2025, año en el que debe alcanzarse el 20% de energía generada a partir de fuentes renovables.

Se señala que, teniendo en cuenta la reducida ejecución actual de los proyectos y que, agotándose las capacidades de la red de transmisión los proyectos renovables futuros deberán incluir obras de ampliaciones, la incorporación de esos montos de nueva generación renovable se considera un supuesto optimista. En las proyecciones futuras de costo marginal operado se hace una sensibilidad al respecto de este supuesto.

Respecto del parque térmico se consideran incorporaciones correspondientes a las licitaciones de resoluciones N°820 (Resolución N° 820, 2017) y 287 (Resolución N°E 287, 2017) como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 9 – Proyectos no renovables aún no ingresados al SADI
Fuente: de elaboración propia, basado en Secretaría de Energía Eléctrica, Resolución 820/2017 y 287/2017.

Central	Tipo	Potencia [MW]	Año
San Pedro	Cierre de ciclo	53	2019
Luján de Cuyo	Cogeneración	93	2019
Brigadier López	Cierre de ciclo	140	2020
Ensenada de Barragán	Cierre de ciclo	273	2020
Arroyo Seco	Cogeneración	100	2020
Rojo	Cierre de ciclo	56	2020
La Plata	Cogeneración	84	2020

Central	Tipo	Potencia [MW]	Año
Villa María 2	Cierre de ciclo	55	2020
Barker	Cierre de ciclo	55	2020
Terminal 6	Cogeneración	100	2020
Genelba	Cierre de ciclo	185	2020
Modesto Maranzana	Cierre de ciclo	65	2020
Ezeiza	Cierre de ciclo	96	2020
El Bracho	Cierre de ciclo	200	2020
Guillermo Brown	Cierre de ciclo	200	2021
Río Turbio 1	TV	120	2021
Río Turbio 2	TV	120	2021

Para el largo plazo, posterior a 2025 se considera el ingreso de los proyectos hidroeléctricos de Condor Cliff y La Barrancosa (1300MW), así como la central nuclear Atucha IV (1000MW).

Complementariamente a los proyectos detallados en las tablas anteriores, para sostener el crecimiento de la demanda se considera el ingreso de proyectos genéricos de ciclo combinado y turbinas de gas a ciclo abierto de manera de aportar la generación necesaria no completada por los proyectos detallados y de mantener una reserva de potencia firme y asegurando que no haya energía no suministrada.

5.4. Combustibles

El último informe anual disponible de Cammesa para el año 2017 indica que, convertido a equivalente en gas natural, la participación de cada tipo de combustible uso en generación eléctrica exhibe una enorme preponderancia de gas natural, con un valor de 83.6% del total anual. Siguen el fuel oil con 7.3%, gas oil con 7% y carbón mineral con 2.1% como se muestra en la siguiente figura.

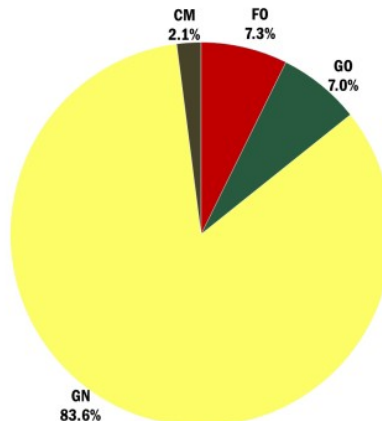


Figura 40 Participación por tipo de combustible. Equivalente en GN. Total 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

El comportamiento marcadamente estacional del consumo de gas residencial para calefacción provoca que la cantidad de gas natural disponible para generación eléctrica se vea reducida durante los meses de invierno, de manera tal que habitualmente se reemplaza por combustibles líquidos. Esta situación se ve ilustrada en la siguiente tabla que muestra la participación por mes para el año 2017 de los distintos tipos de combustibles. Allí se observa que en Junio y Julio la participación gas natural se redujo a 60% y 63.5% respectivamente, siendo reemplazada principalmente por fuel oil y gas oil.

Tabla 10 – Participación mensual por tipo de combustible en equivalente GN para 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

Participación %	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
FO	9.0%	11.7%	12.4%	7.9%	3.0%	15.6%	8.7%	2.5%	7.5%	2.7%	0.0%	1.9%	7.3%
GO	2.7%	3.6%	2.2%	1.1%	3.0%	22.5%	25.4%	7.6%	1.9%	1.6%	2.5%	2.6%	7.0%
GN	86.4%	82.4%	83.5%	87.3%	91.5%	60.0%	63.5%	87.9%	88.6%	94.0%	97.4%	93.6%	83.6%
CM	2.0%	2.3%	1.8%	3.7%	2.5%	1.9%	2.4%	2.1%	1.9%	1.7%	0.0%	1.8%	2.1%

Dado que los rendimientos de las máquinas, e inclusive en algunos casos la potencia que se puede generar, son diferentes para los distintos combustibles, si se evalúa la participación de los mismos en la energía generada en lugar de equivalente de gas natural se observan valores ligeramente diferentes a las proporciones indicadas en el gráfico anterior. La siguiente tabla presenta los valores de participación en la energía generada para 2017, donde se observa que al gas natural corresponde el 86% (en lugar de 83.6%) de la energía generada con tecnología térmica convencional.

Tabla 11 – Participación mensual por tipo de combustible de energía generada para 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

TIPO COMBUSTIBLE	CANT.	UNIDAD	GWh	GWh [%]	Consumo Específico Medio (CEM) Equiv.
GN	47	Mm3/día	76,083	86%	1,895
FO	1,286	Miles Ton	4,974	6%	2,534
CM	654	Miles Ton	1,332	2%	2,650
GO	1,397	Miles m3	6,051	7%	1,981

En dicha tabla el consumo específico medio expresado en kcal/kWh indica la cantidad de calor requerida para generar la energía eléctrica, de manera tal que su valor es inversamente proporcional al rendimiento. El valor mínimo corresponde a gas natural, lo que exhibe que el parque en su funcionamiento conjunto resulta más eficiente con este combustible en comparación con los otros.

En cuanto a los precios, Cammesa indica para 2017 los valores medios representativos para el año expresados en USD/MBTU (millón de unidades térmicas británicas, que es una unidad de calor). La siguiente tabla resume los valores para 2017.

Tabla 12 – Consumos y precios medios representativos por combustible para 2017.

Fuente: Cammesa, Informe anual, 2017.

TIPO COMBUSTIBLE	CONSUMO	UNIDAD	Precio Medio Representativo	UNIDAD	u\$/ MBTU
GO	1,397	Miles m3	6,550	\$/m3	11.5
FO	1,286	Miles Ton	6,750	\$/Ton	10.4
CM	654	Miles Ton	3,000	\$/Ton	8.4
GN	17,119	Miles Dam3	3,200	\$/dam3	5.2

Tomando en conjunto la preponderancia de la tecnología térmica convencional en la energía generada con un 64% para el año móvil, una participación del gas superior al 80% en la energía térmica generada, la mayor eficiencia frente a otros combustibles alternativos y un precio relativo significativamente menor, se pone de manifiesto la importancia del gas natural como eslabón clave en la cadena de valor del sector eléctrico.

De acuerdo a la última Programación Estacional de Cammesa (Cammesa, Programación Estacional Mayo-Octubre 2019, 2019) el precio de gas a considerar para generación durante el periodo de invierno 2019 es de 5.5 USD/MBTU, en tanto que el correspondiente al verano 2018/19 fue de alrededor de 4.2 USD/MBTU.

La producción de gas en Argentina para 2018 fue de 47021 MMm³ (millones de metros cúbicos), lo que equivale a 128 MMm³/día. De este valor, el 35% corresponde a gas no convencional.

En los últimos 10 años, la producción de gas convencional ha declinado mientras que la de gas no convencional se ha incrementado manteniendo valores que oscilan alrededor de los 45000MMm³/año como se muestra en el siguiente gráfico (Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético, 2019).

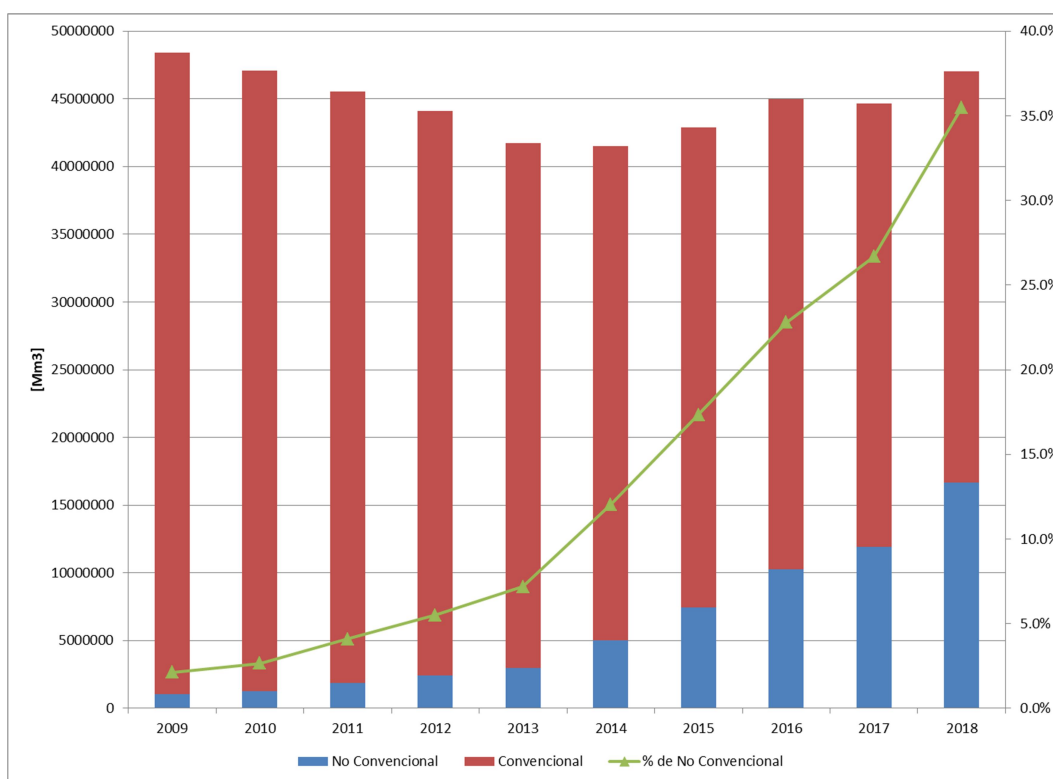


Figura 41 Producción de gas, Convencional y No convencional 2009-2018.

Fuente: de elaboración propia, basado en Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético, 2019.

En los primeros 2 meses de 2019 la proporción de no convencional alcanzó el 42.3% de la producción total, que se mantiene en el mismo nivel que el mismo periodo del año anterior, explicado por la menor producción de gas convencional.

Respecto de los precios, según el informe de commodities elaborado por el Banco Mundial (The World Bank, World Bank Commodities Price Forecast, 2018) el precio del gas natural en Estados Unidos, que es un país productor de

Shale, evolucionará con una tasa de crecimiento promedio de 3.65% interanual como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 13 – Proyección del Banco Mundial del precio del gas natural

Fuente: The World Bank, World Bank Commodities Price Forecast, 2018.

Commodity	Unit	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Natural Gas, US	US\$/MBTU	2.7	2.7	2.8	2.9	3	3.2	3.3	4

5.5. Proyecciones de costo marginal operado de generación

En esta sección se llevan a cabo simulaciones de evoluciones futuras de costo marginal operado (CMO) de generación, teniendo en cuenta las consideraciones de las secciones y subsecciones precedentes respecto de la demanda proyectada, el parque generador existente, los proyectos adjudicados, en construcción y previstos y las proyecciones de precio de gas.

Para ello se utiliza el software “Oscar & Margo” de optimización y despacho hidro-térmico con fuentes renovables de Cammesa (Cammesa, Visual Margo, Manual de Usuario, 2018).

La elaboración del caso toma como punto de partida la base de datos de largo plazo publicada por Cammesa y los costos variables de producción de cada generador publicados en la última programación estacional (Cammesa, Programación Estacional Mayo-Octubre 2019, 2019).

En anexo se presentan las salidas del programa para las distintas simulaciones. Los resultados presentados corresponden a “crónica cero”, es decir, el promedio de todas las crónicas. Los valores monetarios de salida del programa están expresados a pesos constantes, y se han convertido a USD en esta sección para el análisis.

El caso base, siguiendo los lineamientos planteados en las secciones y subsecciones precedentes, da lugar a los siguientes resultados.

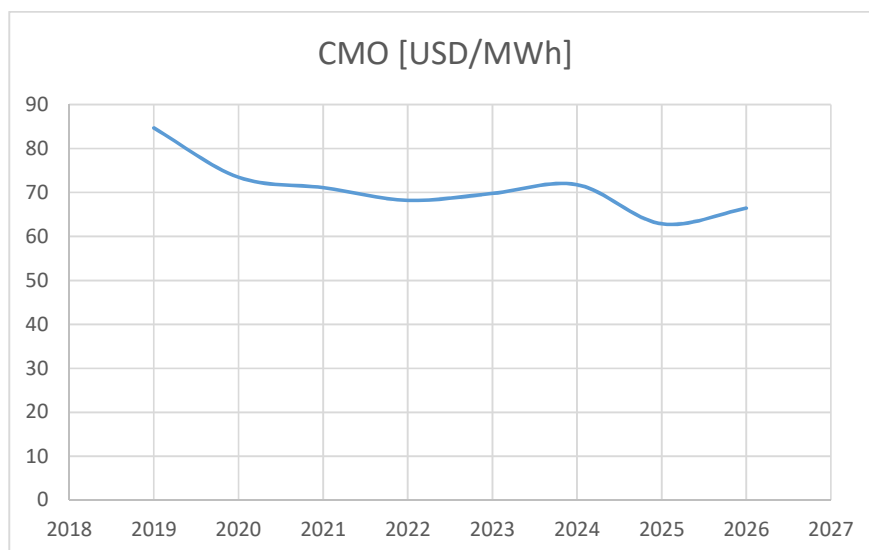


Figura 42 Costo marginal operado para caso base.

Fuente: de elaboración propia

La simulación del caso base arroja un CMO de 85 USD/MWh para el año 2019. Luego se observa una acentuada caída en el CMO en el año 2020 respecto de 2019, explicada por el considerable ingreso de proyectos renovables con fecha prevista de habilitación comercial para ese periodo, asumiendo que son honrados los compromisos de ingresos. A partir de allí, entre 2020 y 2025 la simulación contempla un ingreso gradual de futuros proyectos renovables aún no definidos, en cantidad suficiente para garantizar la proporción exigida por ley. Esta generación renovable tiende a bajar el CMO al desplazar generación térmica con combustibles líquidos. Por otra parte, el paulatino aumento del precio de los combustibles en términos reales tiende a subir el CMO. En 2025, el ingreso de la central Atucha IV y las nuevas centrales hidroeléctricas, implican un descenso puntual del CMO para ese año, que luego continúa creciendo hacia 2026 con la misma tendencia de los años anteriores.

Para el periodo de simulación se observa un CMO en el caso base sostenidamente superior a 65 USD/MWh, con la única excepción puntual del año 2025, en el que alcanza los 62 USD/MWh, explicado por el incremento de generación nuclear e hidroeléctrica de gran porte.

Complementariamente, tal como se indica en la subsección que trata las expansiones futuras del parque de generación, se simula una “Variante 1” en la que no ingresan todos los proyectos renovables necesarios para cumplir el porcentaje previsto por la ley. Para la sensibilidad se adopta que, en el periodo 2020-2025 ingresa la mitad de generación renovable respecto del caso base, dando lugar a los siguientes resultados.

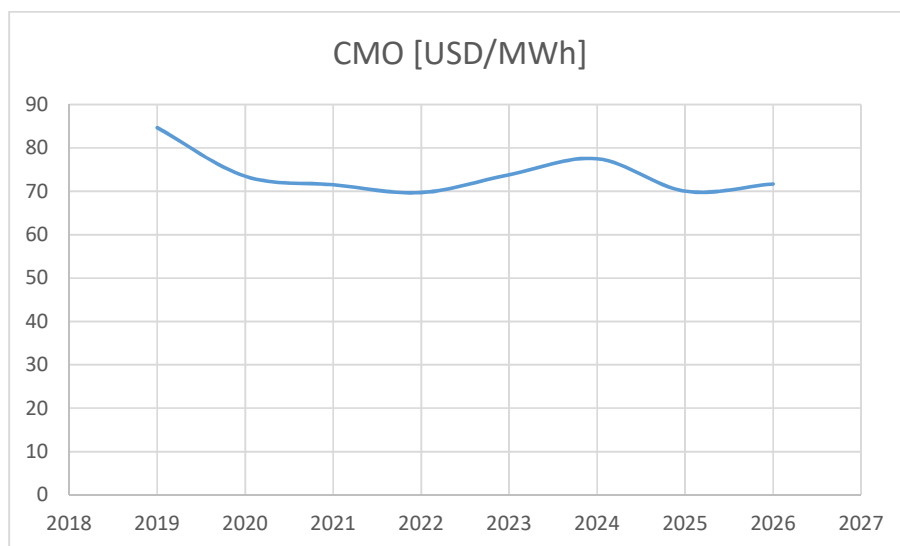


Figura 43 Costo marginal operado para Variante 1.

Fuente: de elaboración propia

El efecto observado es que de 2021 en adelante el costo del sistema es alrededor de 5 USD/MWh más elevado que en el caso base.

También se analiza una “Variante 2” respecto del caso base con mayor disponibilidad de gas para generación eléctrica, asumiendo a partir de 2022 la incorporación de un gasoducto nuevo y un incremento de la producción de gas hacen posible admitir una cuota 10% superior a la del caso base, dando lugar a los siguientes resultados.

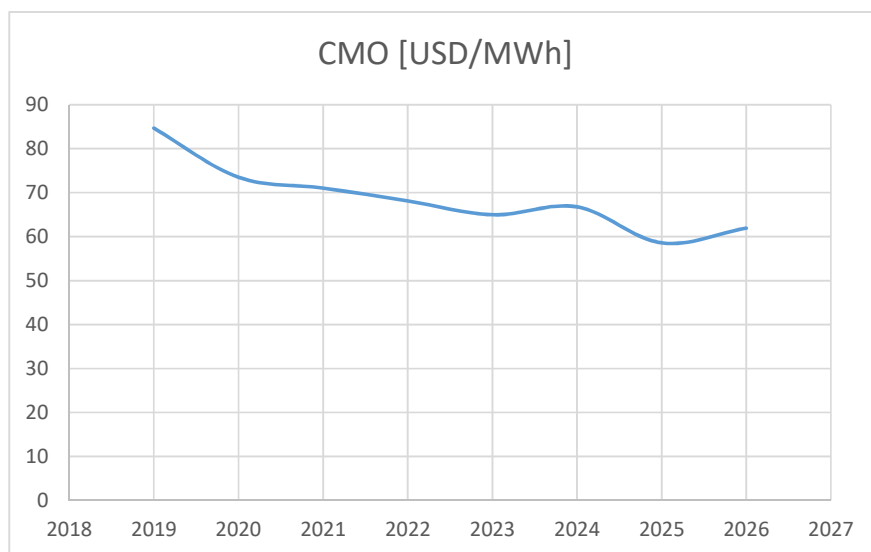


Figura 44 Costo marginal operado para Variante 2.

Fuente: de elaboración propia



El efecto observado es un descenso del CMO de aproximadamente 5 USD/MWh a partir de 2022. Esto hace en el año 2025 haya un valor puntual que perfore el nivel de los 60 USD/MWh, para retomar el sendero creciente en 2026.



6. EL PROYECTO: “PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO OLACAPATO CHICO”

6.1. Descripción del proyecto

El proyecto propuesto se encuentra ubicado en Olacapato Chico, en la frontera interprovincial entre Salta y Jujuy, a aproximadamente 4km de los parques solares actualmente en construcción en Caucharí, Susques (Jujuy) y a 1.6km de la nueva Estación Transformadora del Altiplano.

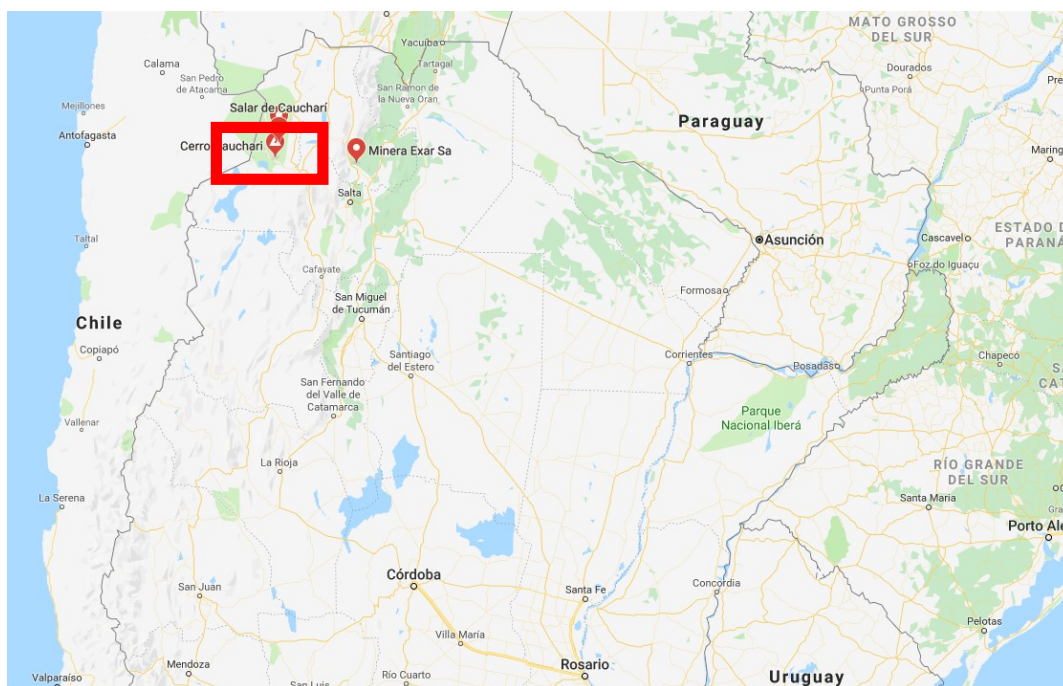


Figura 45 Ubicación del proyecto en Argentina.

Fuente: Google Maps, recuperado del sitio <https://www.google.com.ar/maps>

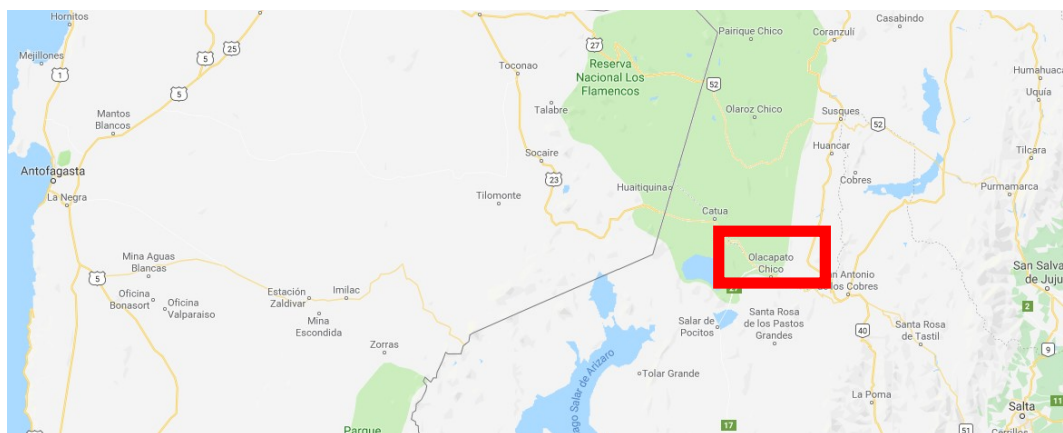


Figura 46 Ubicación del proyecto. Ampliado en frontera interprovincial Jujuy-Salta.

Fuente: Google Maps, recuperado del sitio <https://www.google.com.ar/maps>

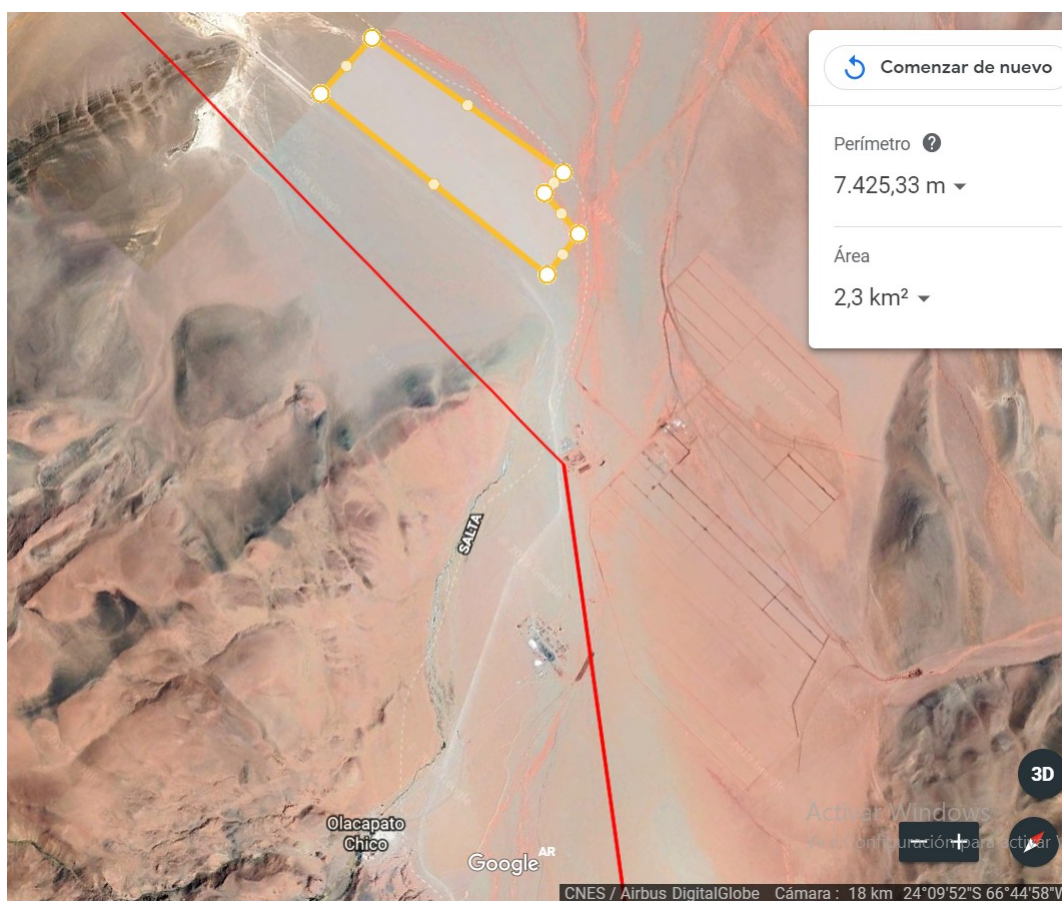


Figura 47 Ubicación del proyecto. Ampliado en terreno.

Fuente: Google Maps, recuperado del sitio <https://www.google.com.ar/maps>

6.1.2. Datos principales de la zona de implantación del proyecto.

La zona de implantación elegida para el proyecto se caracteriza por una irradiación global horizontal de 2394 kWh/m^2 , lo que se considera un recurso privilegiado según se obtiene de las observaciones de NASA (<https://power.larc.nasa.gov/>).

La temporada templada dura casi 5 meses, del 21 de octubre al 16 de marzo, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 18°C según las mediciones de Weatherspark (<https://es.weatherspark.com/>). El día más caluroso del año es el 11 de diciembre, con una temperatura máxima promedio de 20°C y una temperatura mínima promedio de 3°C .

La temporada fría dura casi 3 meses, del 19 de mayo al 10 de agosto, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 12°C. El día más frío del año es el 13 de julio, con una temperatura mínima promedio de -5°C y máxima promedio de 10°C.

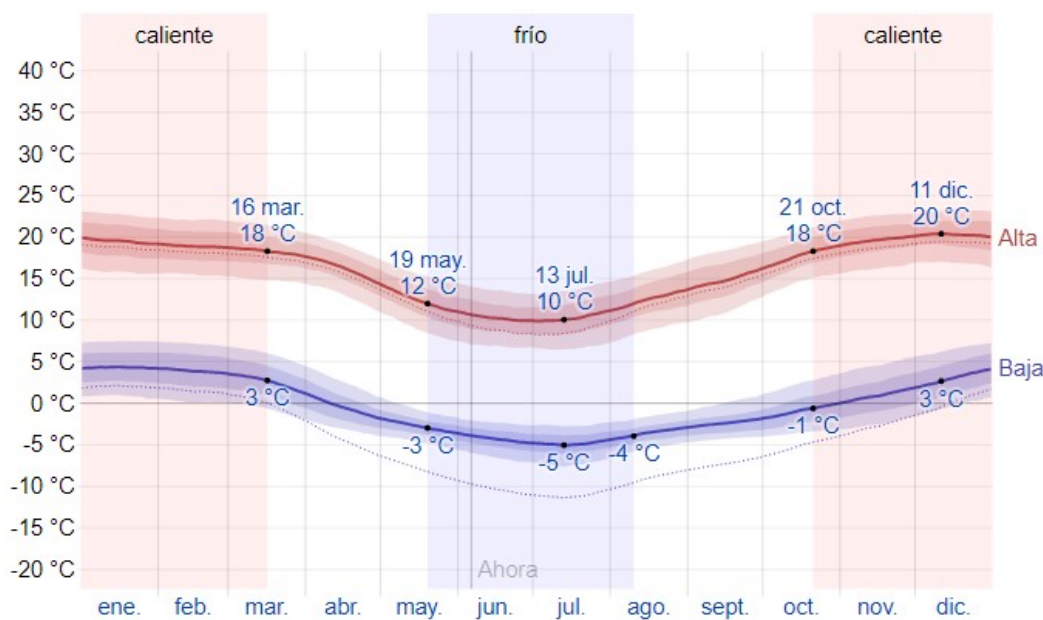


Figura 48 Temperaturas máximas y mínimas.

Fuente: Weatherspark, recuperado del sitio <https://es.weatherspark.com/>

La duración del día varía durante el año. El día más corto es el 21 de junio, con 10 horas y 42 minutos de luz natural; el día más largo es el 22 de diciembre, con 13 horas y 35 minutos de luz natural.



Figura 49 Horas de sol.

Fuente: Weatherspark, recuperado del sitio <https://es.weatherspark.com/>

La salida del sol más temprana es a las 6:30 el 29 de noviembre, y la salida del sol más tardía es 1 hora y 37 minutos más tarde a las 8:07 el 4 de julio. La puesta del sol más temprana es a las 18:46 el 8 de junio, y la puesta del sol más tardía es 1 hora y 31 minutos más tarde a las 20:17 el 14 de enero.

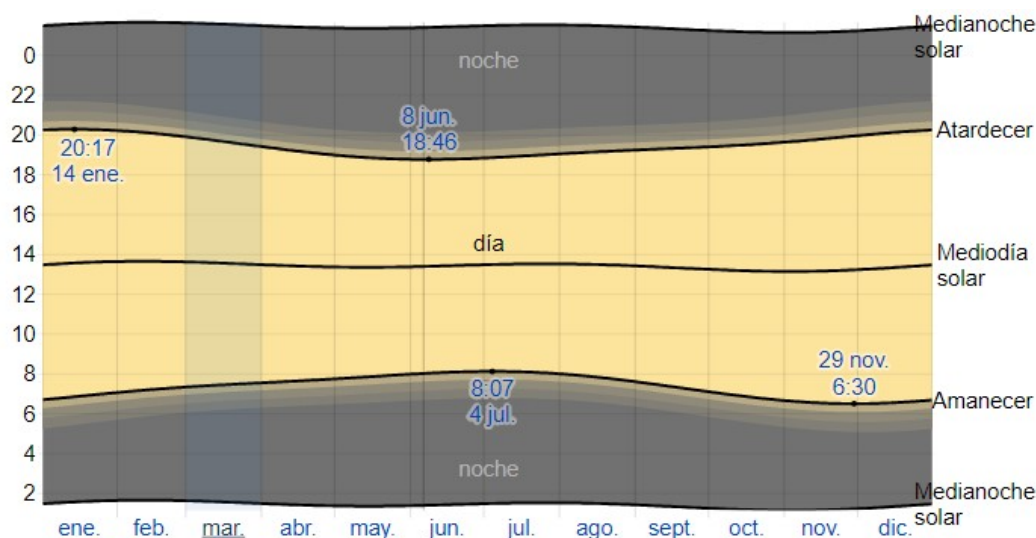


Figura 50 Salida y puesta del sol.

Fuente: Weatherspark, recuperado del sitio <https://es.weatherspark.com/>

6.1.3. Características de acceso.

La ubicación del proyecto es cercana a la Ruta Nacional 51 y se encuentra a unos 400km (650km de ruta) del Puerto Angamos en Antofagasta, Chile. Esta es una alternativa ya probada, dado que fue utilizada para proyectos actualmente en construcción cercanos a la zona de emplazamiento (<http://www.portalminero.com/pages/viewpage.action?pageId=154546643>).

6.1.4. Datos principales del parque.

A los fines del presente trabajo se realiza un dimensionamiento aproximado de la planta de manera tal que permita evaluarse la producción de energía esperada y la inversión necesaria.

Para ello se realiza una simulación con el software PVSyst (<https://www.pvsyst.com/>), una herramienta desarrollada para el diseño de plantas solares fotovoltaicas.

Considera la irradiación solar correspondiente a las coordenadas geográficas de la localización del proyecto y permite seleccionar de base de datos los tipos de paneles a utilizar para determinar la superficie necesaria, la cantidad de módulos y su disposición, la utilización de seguidores, la cantidad y tipo de convertidores dc/ac, y la producción de energía anual esperada detallada por mes.

Así, para una potencia de salida a la red eléctrica de 100MW, se considera la utilización de paneles de 340Wp (potencia pico), agrupados en 28 módulos de 12132 cadenas cada uno, totalizando 339696 paneles y dando lugar a una potencia global de 115.5MWp. Cuenta con seguidores de simple eje para un rango de +/- 55 grados.

Este parque da lugar a una producción esperada como la presentada en la siguiente figura:

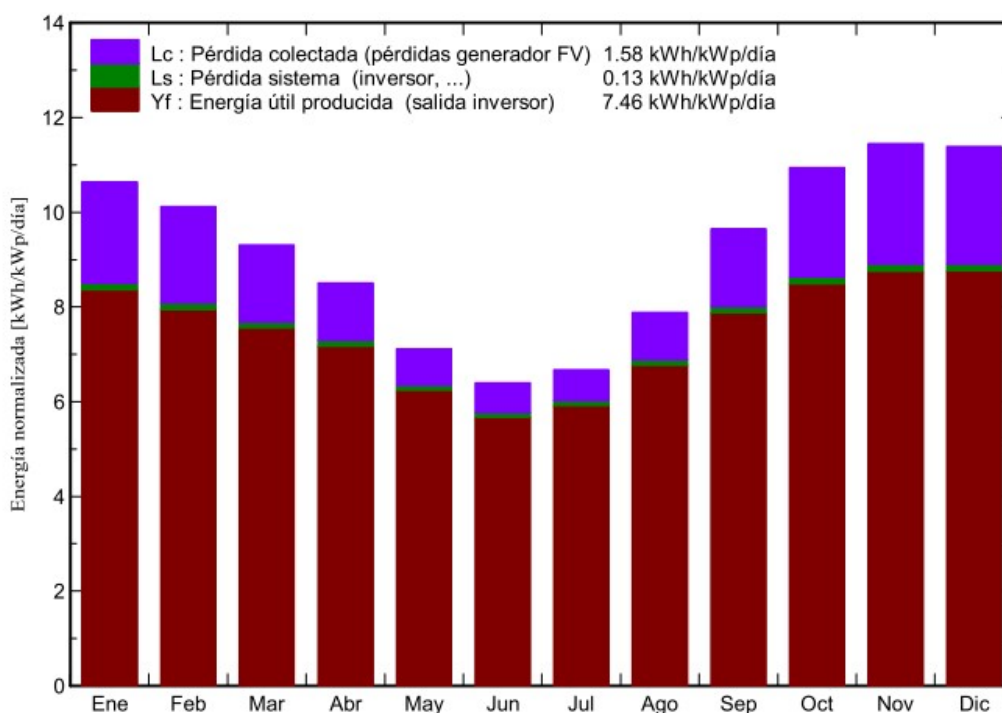


Figura 51 Producción del parque solar.

Fuente: de elaboración propia

El valor de energía útil producida de 7.47kWh/kWp/día, implica una producción esperada del parque de 314996 MWh/año.



Para los paneles se considera un factor de degradación de la producción anual del 0.5%, en línea con los valores actuales de la industria (<https://energyinformative.org/lifespan-solar-panels/>).

6.2. Conexión al SADI

La conexión al SADI se realiza a través de la línea existente de 345kV que vincula Estación Transformadora Cobos (Termoandes) en Salta con Estación Transformadora Andes en Chile.

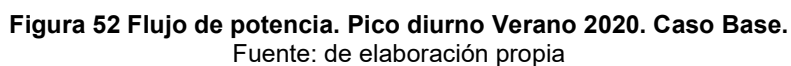
Siendo que la Estación Transformadora Altiplano se encuentra actualmente en construcción e incluye la obra eléctrica de apertura de línea, y los campos complementarios para acometida, se considera ampliar dicha estación para ingresar al SADI en ese punto. Si bien este enfoque resulta atractivo por aprovechar infraestructura existente y en construcción, exige una evaluación del impacto que la potencia a incorporar por el proyecto ocasionará a la red eléctrica. Particularmente, se necesita analizar si el proyecto causará congestiones en los electroductos o erosionará el perfil de tensiones, de manera tal de identificar la existencia de eventuales restricciones al despacho. En este sentido, se evalúa el nivel de carga de equipos en comparación con su máximo valor admisible en régimen permanente, y que las tensiones en barras se encuentren dentro de los rangos admisibles para operación normal (+/-3% para los niveles de 500kV y 345kV, y +/-5% para el nivel de 132kV).

Para ello se evalúa en esta sección el escenario de ingreso del proyecto en la red, en condiciones exigentes de demanda y generación en el área de influencia para estudiar los niveles de carga de los electroductos y establecer una comparación para los casos con proyecto y sin proyecto, de manera tal de cuantificar el impacto producido en la red eléctrica. Se incorpora al parque generador del área los proyectos en construcción (PS Caucharí I, II y III, por un total de 300MW), así como también aquellos que fueron adjudicados (PS Puna y PS Altiplano, por 100MW cada uno).

La siguiente figura muestra el esquema eléctrico de la red en el punto de conexión del proyecto, y está basado en la guía de referencia de Transener (Transener, Guía de Referencia 2019-2026, 2019) y ha sido adaptada con el agregado de este proyecto a los fines del corriente análisis.

Para la elaboración de los casos se utilizan demandas correspondientes al pico diurno (la franja horaria de “Resto”) del verano 2020 y valle de invierno 2020.

Se presentan a continuación los casos base tal como están desarrollados en guía de Transener, sin modificación del despacho.



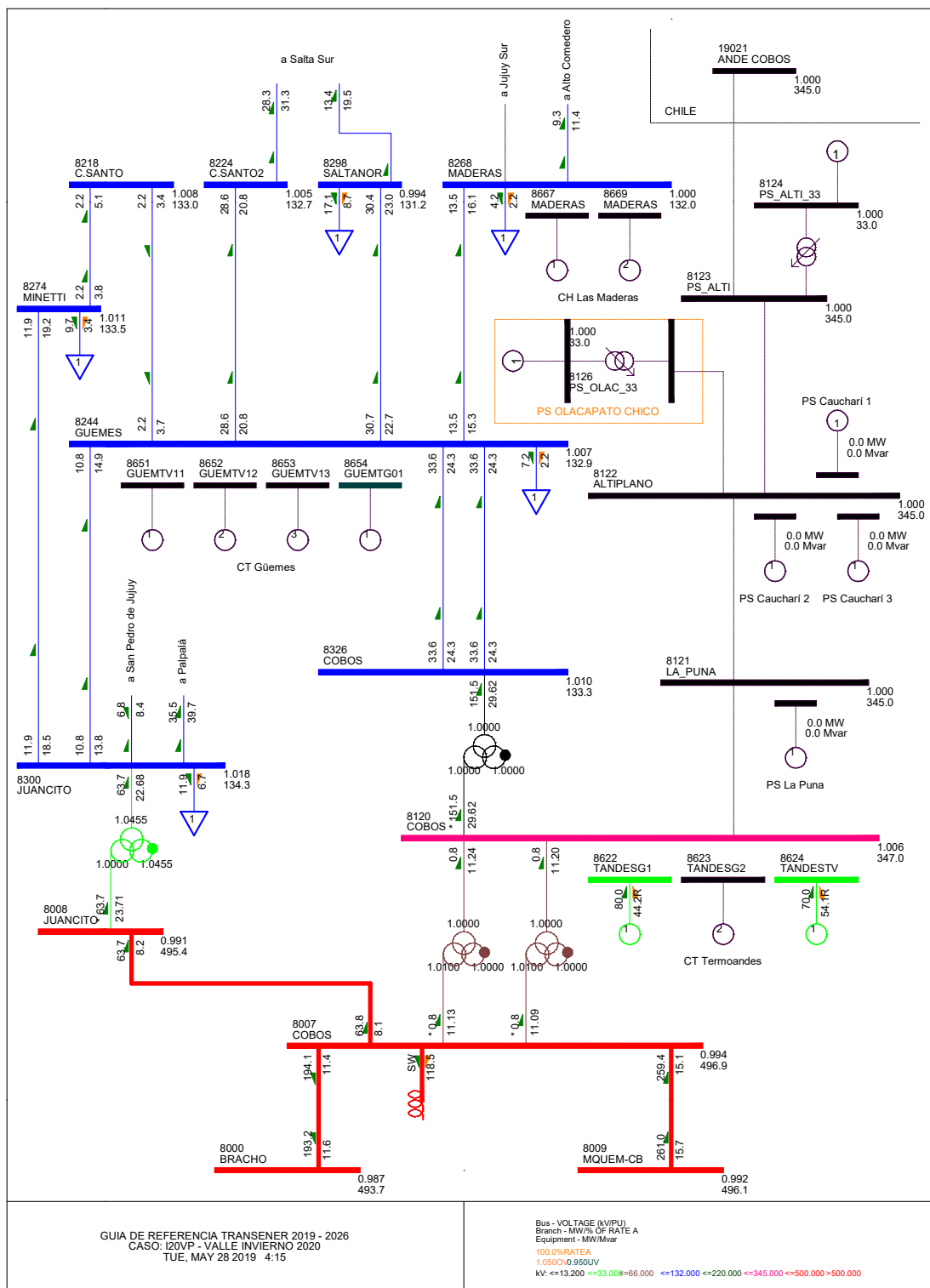


Figura 53 Flujo de potencia. Valle Invierno 2020. Caso Base.
Fuente: de elaboración propia



Se observa en los casos de referencia un reducido despacho térmico, a pesar de no considerar la generación solar en el área. En el escenario de pico diurno la generación de Termoandes inyectada en el nivel de 345kV se reparte casi en partes iguales hacia los niveles de 500kV y 132kV. En el caso de valle, que considera solamente medio ciclo combinado de Termoandes, la generación fluye casi completamente hacia el nivel de 132kV, estando los transformadores 500/345kV de Cobos casi completamente descargados.

Para evaluar el impacto de la inserción del proyecto en los escenarios de mayor exigencia se modifica el despacho para elaborar una variante de máximo despacho de generación en el área de influencia del proyecto. Para balancear el sistema, el monto de generación adicionado en el área del NOA se compensa reduciendo generación en las áreas de Comahue y Litoral (generación hidroeléctrica).

En el caso de valle se despacha completo el ciclo combinado de Termoandes, que en el caso original de guía de referencia de Transener disponía solamente de una turbina de gas y una de vapor, con el medio ciclo combinado restante fuera de servicio.

Se despachan todas las unidades turbovapor de Central Térmica Güemes. Se adopta el criterio de que todas las unidades de esta tecnología, por su restricción de no poder arrancar y tomar carga rápidamente, deben estar como mínimo despachadas en su mínimo técnico, de manera de estar previamente preparadas para tomar mayor carga en caso que las condiciones climatológicas impliquen una reducción en el despacho renovable (nubosidad) o para suplirla durante el pico nocturno. Esto último, contar con parque generador gestionable despachado y previsto para subir su potencia, es un recurso necesario para afrontar lo que se denomina “curva del pato” (NREL, Overgeneration from Solar Energy in California: A field guide to the duck chart, 2015) a documento de NREL), es decir, el momento en que la generación disminuye porque oscurece a la vez que la demanda crece porque se acerca al pico nocturno.

La turbina de gas de Central Térmica Güemes se despachó en el caso de pico diurno y se dejó fuera de servicio en el caso de valle, debido a que se trata de una tecnología con capacidad de arrancar y tomar carga rápidamente, sin requerir largos periodos de precalentamiento como las unidades turbovapor.

A continuación, se presentan los flujos de potencia correspondientes a estos casos.

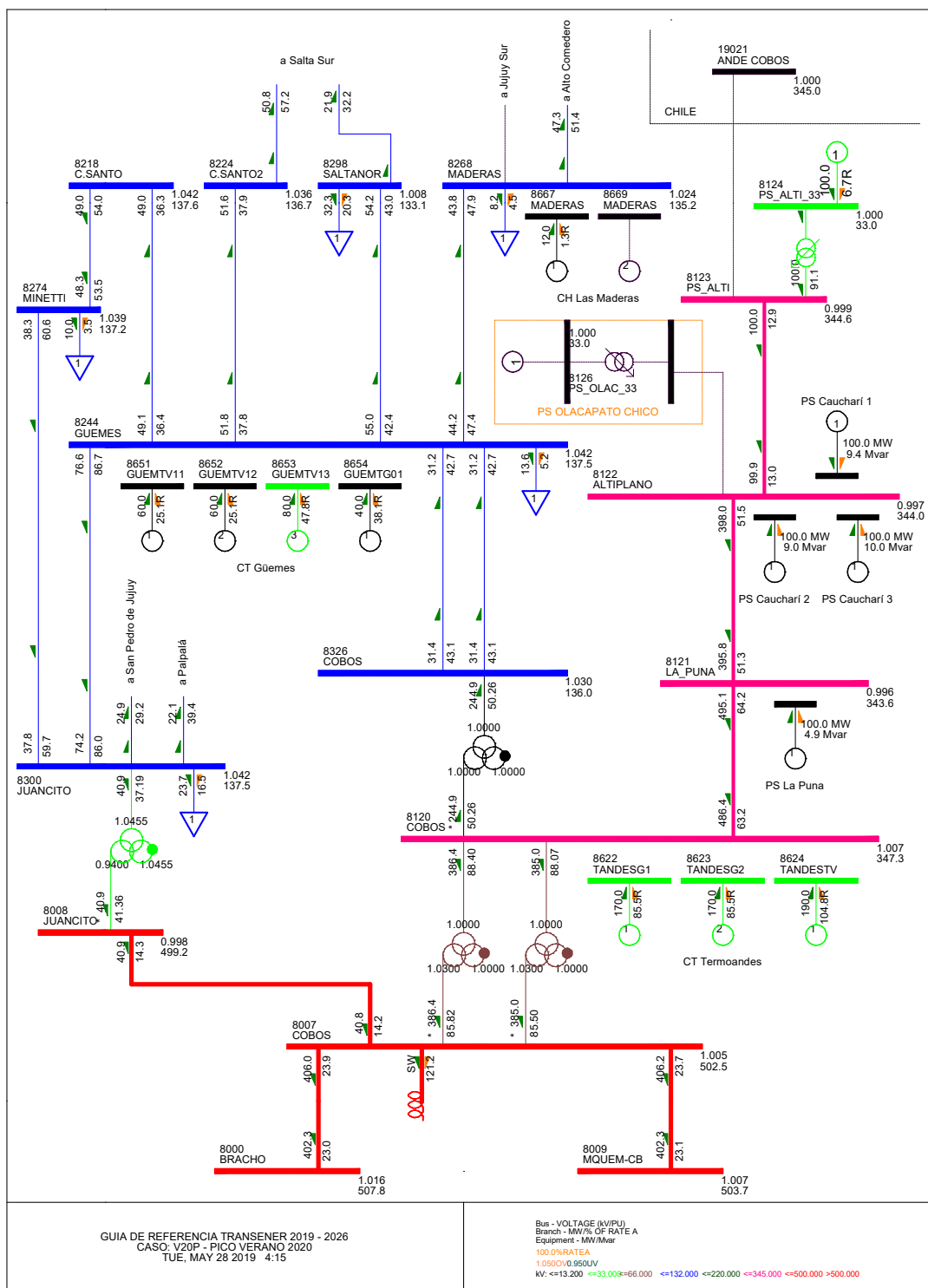


Figura 54 Flujo de potencia. Pico diurno Verano 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacato Chico fuera de servicio.
Fuente: de elaboración propia

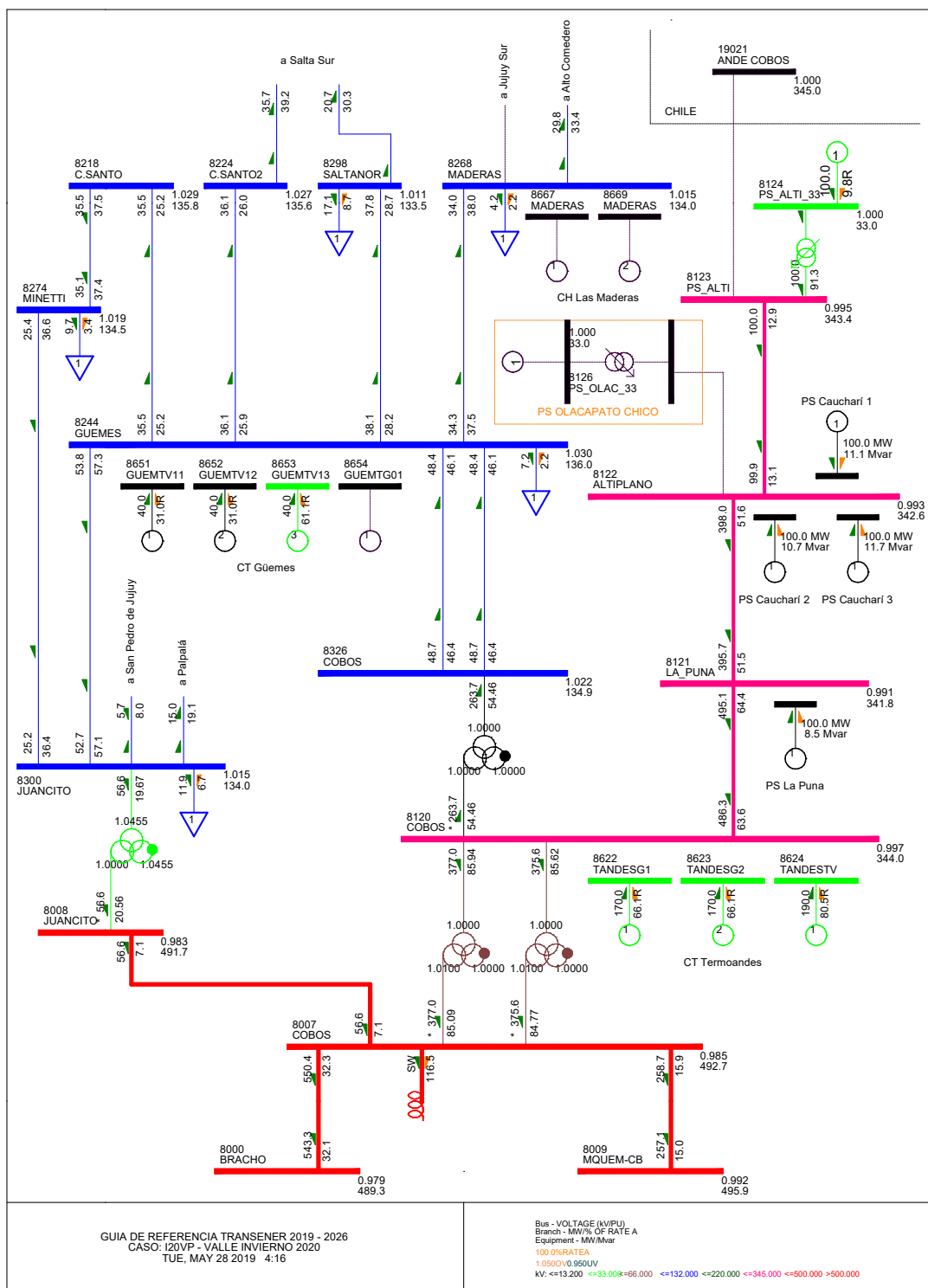


Figura 55 Flujo de potencia. Pico diurno Verano 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapato Chico en servicio.
Fuente: de elaboración propia



En estos casos de máxima generación en el área de influencia se observa que los transformadores de E.T. Cobos de 500/345kV alcanzan niveles de carga de 88% y 86%, mientras que el transformador 345/132kV alcanza 50% y 55% para los escenarios de pico diurno y valle respectivamente. En tanto, la línea Güemes – San Juancito 132kV alcanza 87% y 57% para pico diurno y valle respectivamente.

No se producen sobrecargas y se observa un adecuado perfil de tensión en todas las barras.

Finalmente, se incorpora el proyecto despachando a máxima potencia para evaluar su impacto en los circuitos afectados como se muestra en las figuras a continuación.

Allí se observa que los niveles de carga de los transformadores 500/345kV de E.T. Cobos se elevan a 97% y 95%, mientras que el transformador 345/132kV alcanza 55% y 59% para los casos de pico diurno y valle respectivamente. En tanto, la línea Güemes – San Juancito 132kV alcanza 92% y 63% para pico diurno y valle respectivamente. No se producen sobrecargas y se observa un adecuado perfil de tensión en todas las barras.

De esta manera, para los escenarios considerados, no se identifican restricciones al despacho.

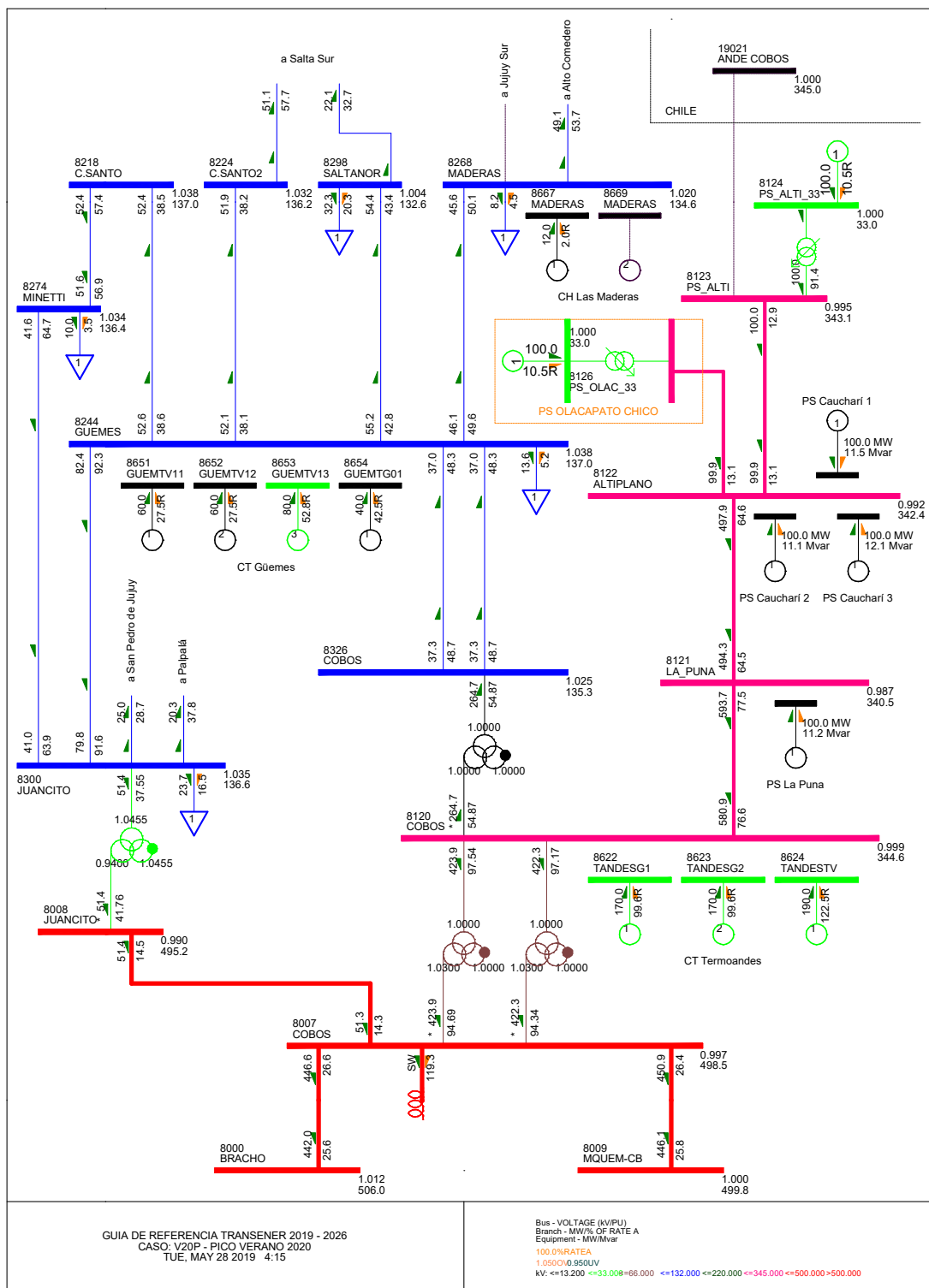


Figura 56 Flujo de potencia. Valle Invierno 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapato Chico fuera de servicio.

Fuente: de elaboración propia

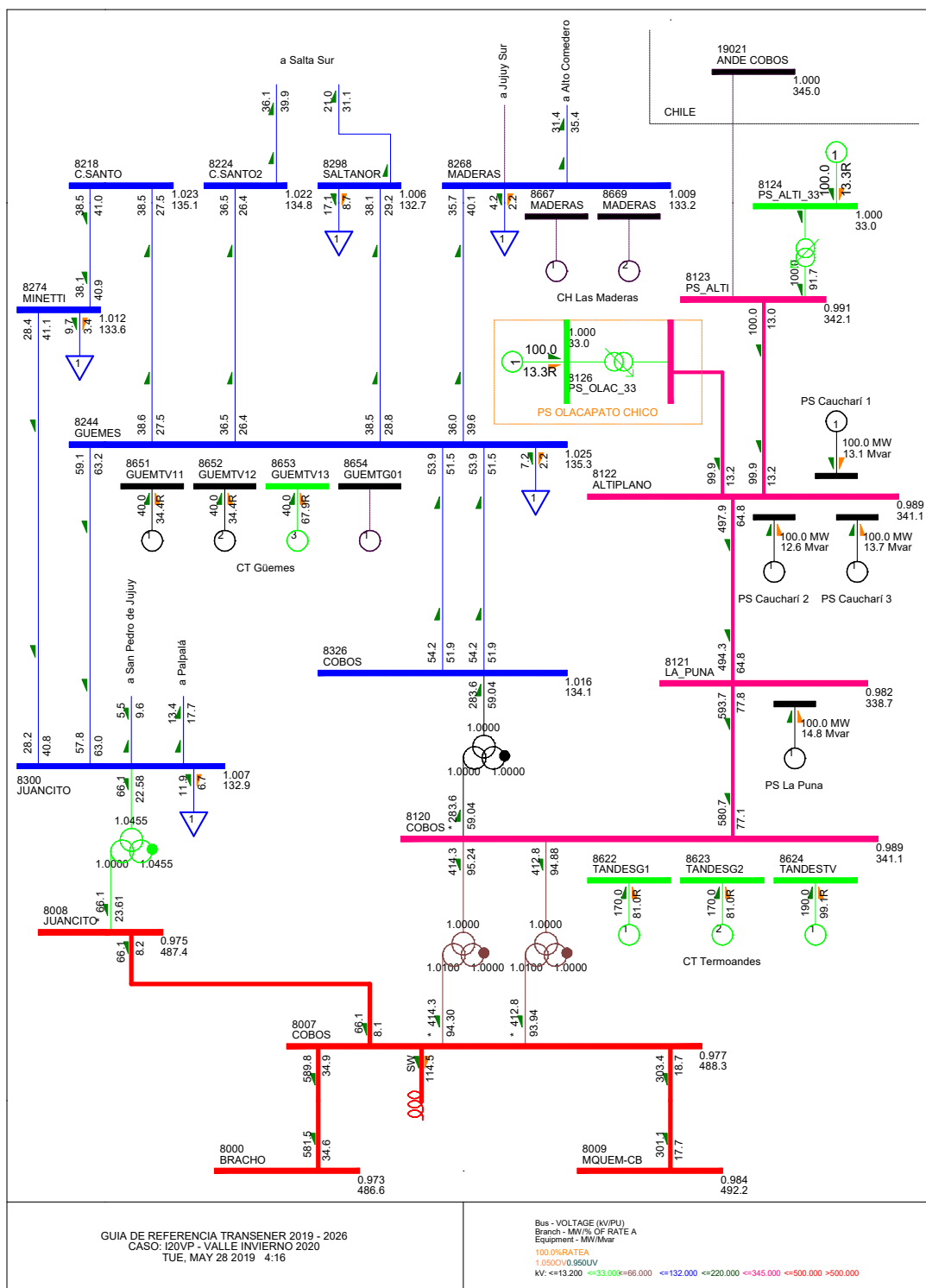


Figura 57 Flujo de potencia. Valle Invierno 2020. Máxima generación en área de influencia. PS Olacapat Chico en servicio.

Fuente: de elaboración propia

Las siguientes tablas presentan un resumen de los porcentajes de carga de las líneas de transmisión y transformadores respecto su máximo valor admisible en régimen permanente y la tensión en por unidad respecto de la tensión nominal.

Tabla 14 – Porcentaje de carga de equipos

Fuente: de elaboración propia

Equipo	Pico diurno - Verano 2020			Valle - Invierno 2020		
	Base	Máx. Gen. PS F/S	Máx. Gen. PS E/S	Base	Máx. Gen. PS F/S	Máx. Gen. PS E/S
COBOS 500.00-JUANCITO 500.00	18.7	14.3	14.5	8.2	7.1	8.2
COBOS 500.00-BRACHO 500.00	9.0	23.9	26.6	11.6	32.3	34.9
COBOS 500.00-MQUEMADO 500.00	3.9	23.7	26.4	15.7	15.9	18.7
LA_PUNA 345.00-COBOS 345.00	0.0	64.2	77.5	0.0	64.4	77.8
COBOS 132.00-GUEMES 132.00	52.9	43.1	48.7	24.3	46.4	51.9
GUEMES 132.00-JUANCITO 132.00	42.4	86.7	92.3	14.9	57.3	63.2
GUEMES 132.00-C.SANTO 132.00	16.9	36.4	38.6	3.7	25.2	27.5
GUEMES 132.00-C.SANTO2 132.00	30.8	37.9	38.2	20.8	26.0	26.4
GUEMES 132.00-SALTANOR 132.00	35.5	43.0	43.4	23.0	28.7	29.2
GUEMES 132.00-MADERAS 132.00	23.5	47.9	50.1	16.1	38.0	40.1
T1 COBOS 500/345/33kV	31.6	88.4	97.5	11.2	85.9	95.2
T2 COBOS 500/345/33kV	31.4	88.1	97.2	11.2	85.6	94.9
T3 COBOS 345/132/13.2kV	53.6	50.3	54.9	29.6	54.5	59.0
T1 JUANCITO 500/132/33kV	54.0	41.4	41.8	23.7	20.6	23.6

Tabla 15 – Tensión en barras

Fuente: de elaboración propia

Barra	Pico diurno - Verano 2020			Valle - Invierno 2020		
	Base	Máx. Gen. PS F/S	Máx. Gen. PS E/S	Base	Máx. Gen. PS F/S	Máx. Gen. PS E/S
COBOS 500KV	1.020	1.005	0.997	0.994	0.985	0.977
JUANCITO 500KV	1.012	0.998	0.990	0.991	0.983	0.975
BRACHO 500KV	1.024	1.016	1.012	0.987	0.979	0.973
M.QUEMADO 500KV	1.023	1.007	1.000	0.992	0.992	0.984
COBOS 345KV	1.019	1.007	0.999	1.006	0.997	0.989
LA_PUNA 345KV	1.000	0.996	0.987	1.000	0.991	0.982
COBOS 132KV	1.020	1.030	1.025	1.010	1.022	1.016
GUEMES 132KV	1.017	1.042	1.038	1.007	1.030	1.025
JUANCITO 132KV	1.048	1.042	1.035	1.018	1.015	1.007

6.3. Monto de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).

Para la conformación del CAPEX se utilizan referencias de mercado obtenidas de organismos reconocidos, con la limitación que ello implica en cuanto a actualización de montos y sobrevaluación respecto de ofertas comerciales de proveedores.

Para compensar este efecto, el valor total de inversión por MW instalado se compara contra los valores de referencia del mercado de 800 USD/kW instalado para la tecnología solar fotovoltaica (<https://renewablesnow.com/news/scatec-equinor-to-buy-117-mw-solar-project-in-argentina-616852/>).

En su informe del primer trimestre de 2018, el National Renewable Energy Laboratory (NREL, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark Q1 2018, 2018) presenta los siguientes montos para valuación de inversión de planta solar de una escala de 100MW con seguidores solares de 1 eje, a conectarse a la red eléctrica. Todos los valores se expresan en USD/Wp:

- Paneles fotovoltaicos: 0.3 USD/Wp
- Convertidores dc/ac: 0.05 USD/Wp
- Obra civil: 0.13 USD/Wp
- Obra eléctrica: 0.08 USD/Wp
- Otros costos directos asociados al montaje: 0.1 USD/Wp
- Costos indirectos y rentabilidad esperada del contratista: 0.185 USD/Wp
- Contingencias: 0.022 USD/Wp

Lo que da lugar a 0.767 USD/Wp que, considerando los 115.5 MWp de la planta, totalizan 88.6 MUSD.

Estos valores no contemplan la obra de conexión al sistema, consistente en la elevación de 33kV a 345kV a través de un transformador y la ampliación con un campo de línea de 345kV en ET Altiplano, para las cuales resulta suficientemente conservadora una estimación de 6 MUSD.

De esta forma, el CAPEX total resulta de 94.6 MUSD, es decir 946 USD/kW instalado. Este monto es 18% superior al valor de referencia, por lo que se considera suficientemente conservador para plantear un caso base, sobre el cual ensayar sensibilidades. El valor indicado corresponde al monto sin IVA, resultando de especial utilidad en esa forma para considerar el beneficio fiscal de devolución anticipado de IVA, que permite netear su impacto en el año de la inversión.

En cuanto a OPEX, el mismo informe de NREL indica un monto de 14 USD/kW, incluyendo mantenimientos programados y no programados de todos los



equipos a lo largo de su vida útil, limpieza de paneles, reemplazo de todos los convertidores dc/ac a los 15 años, erogaciones correspondientes a higiene y seguridad de la planta, seguros y gastos administrativos y legales entre otros.

Adicionalmente incluye impuestos nacionales y estatales. En este caso particular, la ley salteña (Ley Provincial N°7823, 2014) concede al proyecto exención de impuestos por lo que no se consideran ingresos brutos y tasas municipales, que deberían ser descontados. Sin embargo, con el objeto de asumir un supuesto conservador, se considera el valor indicado por NREL sin realizarle descuentos por este concepto.

A este valor se adicionan 2.59 USD/kW en concepto de alquiler del terreno (<https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=12226>), que se considera un monto suficientemente conservador por corresponder a una locación con costo de oportunidad de aprovechamiento del terreno, en tanto que el emplazamiento del proyecto propuesto no presenta alternativas atractivas de explotación.

De esta manera, el OPEX resulta de 16.59 USD/kW, lo que representa 5.3 USD/MWh.

6.4. Financiamiento

En la coyuntura actual el financiamiento en el mercado de capitales se considera prohibitivamente costoso o poco factible. Los bonos emitidos hace 2 ó 3 años por compañías energéticas para el financiamiento de proyectos renovables se caracterizan por un muy bajo o nulo volumen de operación (<https://www.puentenet.com/cotizaciones/bonos/argentina>), por lo que la referencia de precio y tasa queda distorsionada.

De esta manera no resulta admisible considerar los valores de tasa a la que se colocaron estas obligaciones, ni tampoco es posible determinar actualmente su tasa de retorno real, por el hecho de no existir prácticamente transacciones.

Las referencias de financiamiento de 70% y hasta 80% del total de un proyecto con tasas de entre 6 y 8% que caracterizó las primeras etapas del programa Renovar en 2016 y comienzos de 2017 ya no son utilizables.

Resulta más adecuada la búsqueda de financiamiento con objetivos menos ambiciosos en cuanto a tasas y proporción del total del proyecto, y a través de organismos multilaterales que cuentan con líneas crediticias destinadas a energías limpias como el Banco de Inversión de Comercio Exterior (BICE) (<https://www.bice.com.ar/productos/inversion-en-energias-renovables/>), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)



(<https://www.iadb.org/es/temas/energia/energia-renovable%2C19008.html>), la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) (<https://www.afd.fr/es>) y otros similares.

Así, puede tomarse como referencia la iniciativa compartida entre BICE y AFD (<http://www.energiaestrategica.com/57764-2/>) que se caracteriza por:

- Monto máximo: 40 MUSD ó 70% del total del proyecto
- Plazo máximo: 15 años, con 24 meses de período de gracia
- Tasa: Libor + spread entre 5% y 8.5%

Con esta referencia, resulta suficientemente conservador considerar para el proyecto un financiamiento de 40% del proyecto, a la tasa de 9.05% (Libor + promedio del spread), con plazo de 15 años y sin período de gracia.

Estas consideraciones permiten elaborar un caso base muy conservador probable, sobre el que luego es posible ensayar sensibilidades y variantes con otros financiamientos.

6.4. Precio con contrato y condiciones comerciales destacables.

Con la última información disponible en el mercado, correspondiente a la apertura de sobres económicos de la Licitación Pública N°42582 de Aysa, se conoce que Central Puerto ofreció un precio de 61.5 USD/MWh en tanto que YPF Luz lo hizo con un precio de 64.66 USD/MWh, correspondiendo ambos valores a la oferta básica por un contrato de abastecimiento de energía por 10 años (<http://www.energiaestrategica.com/central-puerto-se-queda-con-la-licitacion-para-proveer-de-energia-renovable-a-aysa-pero-el-contrato-continua-en-negociaciones/>).

En tanto, los montos correspondientes a la alternativa de contrato de abastecimiento de energía por un plazo de 20 años resultaron de 59 USD/MWh en el caso de Central Puerto y 60.66 USD/MWh para YPF Luz.

En cuanto a condiciones comerciales particulares se destacan los compromisos de energía a transar por la parte vendedora y compradora.

La parte vendedora se obliga a entregar (o pagar, “delivery or pay” por su expresión en inglés) al menos el 80% del volumen de energía contratado. Este valor representa una cantidad inferior a la correspondiente a probabilidad de excedencia de 90% según se aprecia en la curva de producción presentada en anexo.

A su vez, la parte compradora se obliga a tomar (o pagar, “take or pay” por su expresión en inglés) hasta un 10% más del volumen de energía contratado.

Se establece también una exención de penalidades en caso que la fecha de ingreso comercial de la planta se aplase hasta 3 meses de la fecha estipulada según cronograma del proyecto.

Por otra parte, respecto de los contratos con proveedores, se destaca que la construcción de la planta se ejecuta como es habitual con la modalidad de llave en mano, en la que los riesgos de construcción y performance se trasladan al contratista principal.

6.5. Estimación del costo de oportunidad del capital

Para evaluar la bondad del proyecto desde el punto de vista del inversor, es necesario realizar una estimación del costo de oportunidad del capital.

Para ello se utiliza el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). De esta manera, el costo de oportunidad se concibe como el agregado de una tasa considerada como libre de riesgo y una prima que contempla diferencial del mercado tomado en su conjunto, afectado por un factor de ponderación que considera la industria en particular (en este caso: generación de energía renovable) y el financiamiento.

$$k_E = R_f + R_p + \beta_L \times (R_m - R_f)$$

donde:

- k_E es el costo de oportunidad del capital
- R_f es la tasa libre de riesgo
- R_p es el riesgo país
- β_L es el factor de ponderación
- R_m es la rentabilidad esperada del mercado en su conjunto

Para la tasa libre de riesgo R_f se adopta el rendimiento de la deuda del tesoro de Estados Unidos a 30 años, valuada en 2.53% (<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/textview.aspx?data=yield>).

El riesgo país es el diferencial de tasa que pagan los bonos soberanos de un país sobre la tasa libre de riesgo. Este valor resulta 9.47% (<https://www.puentenet.com/cotizaciones/riesgo-pais>).

Para la rentabilidad esperada del mercado en su conjunto, se considera la tasa histórica utilizando el índice S&P500 promedio para los últimos que resulta de 6.6% (<https://dqydj.com/sp-500-historical-return-calculator/>).

Para el factor β , se requiere el valor sin considerar financiamiento para la industria correspondiente (β_u : “ β unlevered” ó “ β desapalancado”), y luego corregirlo por la estructura de financiamiento de aplicación (β_L : “ β levered” ó “ β apalancado”) como se presenta a continuación:

$$\beta_L = \beta_u \times (1 + (1-t) \times D/E)$$

donde:

- t es la tasa de impuesto a las ganancias, de 35% en este caso.
- D es el porcentaje financiado con deuda, 40% en este caso.
- E es el porcentaje financiado con capital propio, 60% en este caso.

Para la industria de energías limpias y renovables el β_u resulta de 0.77 (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html), de manera tal que β_L se calcula en 1.103.

Con estos valores, el costo de oportunidad del capital resulta:

$$k_E = 2.53\% + 9.47\% + 1.103 \times (6.6\% - 2.53\%) = 16.5\%$$

De esta manera, este valor puede usarse como tasa de corte para evaluar si el proyecto resulta atractivo para el inversor, remunerándole el costo de oportunidad.

6.6. Desempeño financiero

Considerando las características clave del proyecto de acuerdo a lo determinado en las secciones anteriores y que se resumen a continuación:

- Producción anual: 315 GWh (primer año, luego sufre un declive por degradación de los paneles fotovoltaicos a una tasa del 0.5% anual).
- Factor de planta: 0.31.
- Precio de la energía: 59 USD/MWh (con ajuste por inflación en USD).
- CAPEX: 94.6 MUSD.
- OPEX: 16.59 USD/kW (con ajuste por inflación en USD) -> 8.9% de la facturación en el primer año.
- Financiamiento: 40% del proyecto, a tasa del 9.05%, a 15 años y sin periodo de gracia.
- Plazo de vida el proyecto: 25 años (para los 5 años posteriores al contrato se considera un precio conservador de 50 USD/MWh, expresado en valores nominales presentes).
- Periodo de amortización a los fines impositivos: 17 años (70% de la vida útil).

- Tasa de impuesto a las ganancias: 35%.
- Acumulación de quebrantos para impuesto a las ganancias: 10 años, de acuerdo a beneficio fiscal especial para energías renovables.

Al proyecto corresponde una tasa interna de retorno (sin considerar financiamiento) de 13.7% y una tasa de retorno para la compañía (considerando financiamiento) del 17.3%, y por lo tanto se considera factible.

A continuación se presenta un resumen del flujo de caja del proyecto para los primeros años, mostrando los conceptos principales:

Tabla 16 – Resumen de flujo de caja
Fuente: de elaboración propia

Año	0	1	2
Degradación de panel anual	0.50%		
Producción (MWh)	314,996	314,996	313,421
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00
Factor de ajuste		0.0%	1.7%
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	59.00	60.00
Total de Ingresos (USD)		18,584,764	18,806,201
Costos			
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800
Alquiler del terreno		259,900	264,318
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:			
IIGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559
Flujo de caja sin financiamiento	-94,588,500	12,892,932	13,018,524
Tasa interna de retorno	13.7%		
Con financiamiento:			
Devolución de capital de la deuda		-1,283,577	-1,399,741
Intereses de deuda		-3,424,104	-3,307,940
Pago total en concepto de deuda		-4,707,681	-4,707,681
IIGG (35%) con financiamiento		2,833,496	2,941,780
DSCR		2.99	3.01
Flujo de caja con financiamiento	-56,753,100	9,383,687	9,468,622
Tasa de retorno con financiamiento	17.3%		

En anexo se presenta el flujo de caja completo.

Desde el punto de vista del estado de resultados anual, se observa que la incidencia de los costos de operación es baja con apenas 1.6 MUSD en



comparación con los costos de capital que totalizan 8.8 MUSD entre amortización contable e intereses. En tanto, desde el punto de vista de los flujos de fondos, esta característica se traduce en que el proyecto resulta fuertemente generador de caja.

La relación entre obligaciones de deuda (intereses más devolución de capital) sobre flujo de caja disponible (relación de cubrimiento de servicios de deuda, "DSCR" por su sigla en inglés) es típicamente un indicador monitoreado por los financistas del proyecto (<https://www.investopedia.com/terms/d/dscr.asp>), porque refleja la capacidad del proyecto para honrar sus compromisos con ellos. Es habitual que se requiera un margen de entre 20% y 50%, es decir, un factor DSCR de 1.2. a 1.5 (<https://financere.nrel.gov/finance/content/staying-cash-flow-positive-investor-requirements-re-project-financing>). Para los valores presentados en el flujo de caja este indicador resulta del orden de 3, por lo que se verifica que el financiamiento en estas condiciones debería considerarse altamente probable y los financistas deberían percibir una capacidad de pago suficientemente holgada y un nivel de riesgo reducido.

6.7. Sensibilidades y variantes

Habiendo evaluado el proyecto para un conjunto de valores de las variables principales que se considera suficientemente conservador a continuación se ensayan distintas sensibilidades y se observa su impacto en la tasa de retorno con financiamiento.

Así se observa que una sensibilidad de +/-20% con pasos de 10% en el precio obtenido por contrato para la venta de energía arroja la siguiente variación en la tasa de retorno con financiamiento.

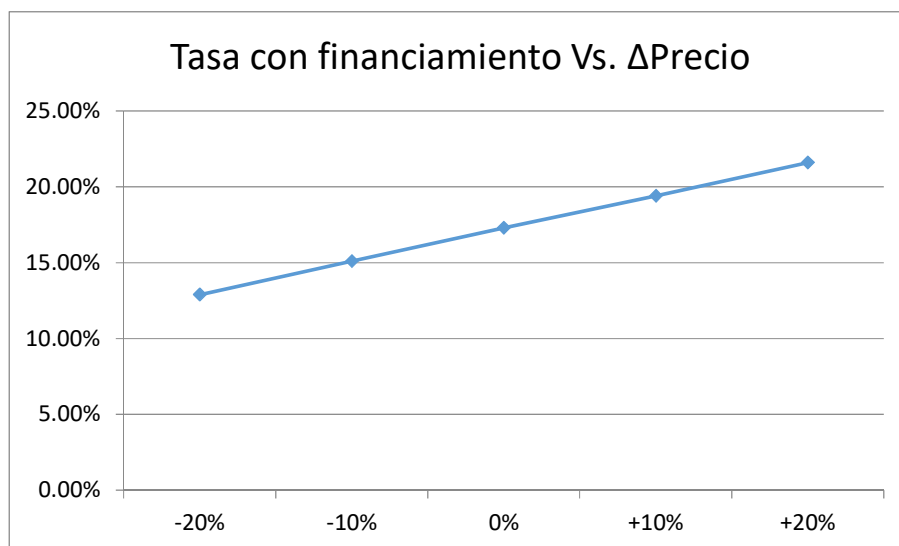


Figura 58 Sensibilidad al precio de contrato.

Fuente: de elaboración propia

Se observa que la tasa de retorno con financiamiento se eleva hasta 21.6% y se erosiona hasta 12.9% para los casos de incremento y decremento del 20% en el precio respectivamente.

Dado que esta sensibilidad tiene un impacto directo sobre los ingresos del proyecto, el resultado de su análisis es extrapolable a variaciones en el factor de planta, es decir, en producciones mayores o menores a las esperadas.

La sensibilidad al Capex naturalmente presenta una característica con pendiente negativa como se presenta a continuación.

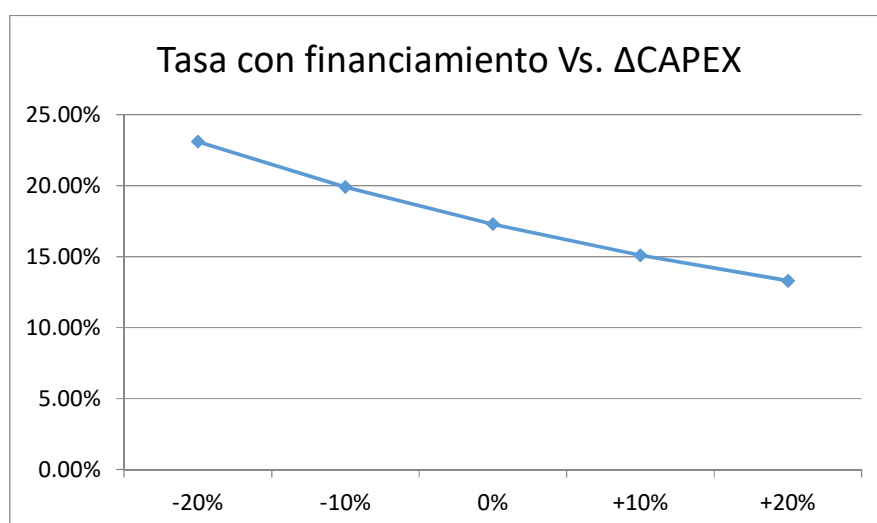


Figura 59 Sensibilidad al Capex.

Fuente: de elaboración propia

La tasa de retorno con financiamiento se eleva hasta 23.1% y se erosiona hasta 13.3% para los casos de decremento e incremento del 20% en el Capex respectivamente.

Respecto del OPEX, se observa que la tasa de retorno con financiamiento presenta una baja sensibilidad en comparación con las variables anteriores como se muestra en la siguiente figura.

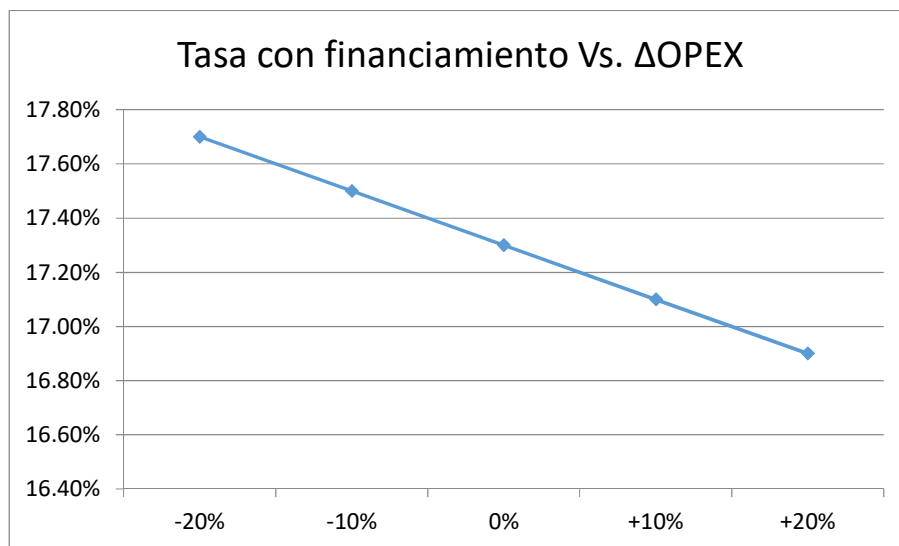


Figura 60 Sensibilidad al Opex.

Fuente: de elaboración propia

Esta baja sensibilidad se percibió en la subsección anterior en la que se destacó la baja incidencia de los costos de operación. La tasa con financiamiento se eleva hasta 17.7% y se erosiona hasta 16.9% para los casos de decremento e incremento del 20% en el Opex respectivamente.

El porcentaje de financiamiento con deuda se tomó conservadoramente en 40% para el caso base pero, teniendo en cuenta que las restricciones que determinaron este valor son coyunturales y que, tanto en el resto del mundo como también en la Argentina en el pasado reciente, la proporción de deuda para este tipo de proyectos ronda el 70/80%, para esta variable en particular resulta de interés analizar un rango mayor de sensibilidad, tal como se muestra en la siguiente figura.

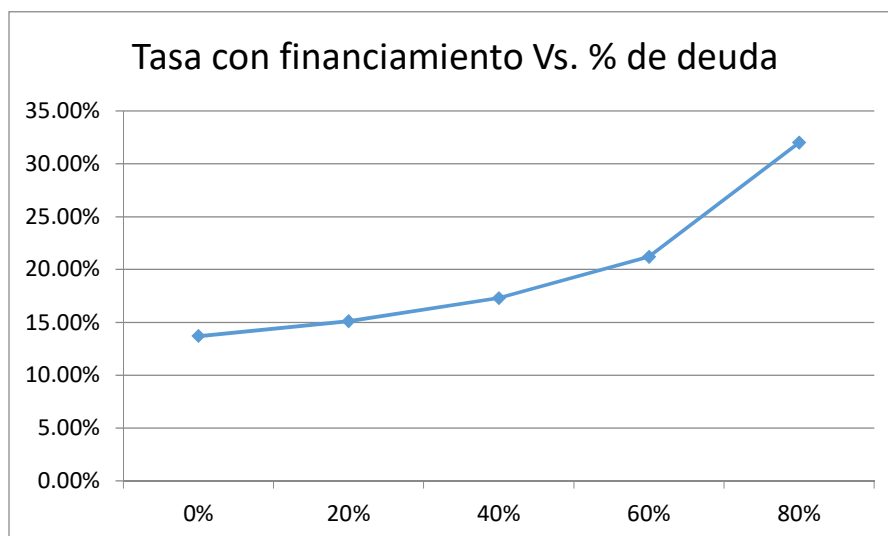


Figura 61 Sensibilidad al nivel de apalancamiento del proyecto.

Fuente: de elaboración propia

Se observa una aceleración en el crecimiento de la tasa de retorno con financiamiento, explicada por la combinación de los efectos del escudo fiscal y la diferencia entre la tasa interna de retorno del proyecto y la tasa de endeudamiento. Para el caso de 80% de financiamiento con deuda la tasa de retorno con financiamiento alcanza el valor de 32%. Con este nivel de apalancamiento el DCSR se erosiona hasta 1.6, manteniéndose dentro del rango indicado como aceptable en la industria.

Finalmente, la sensibilidad respecto de la tasa de deuda exhibe un comportamiento moderado tal como se presenta en la siguiente figura.

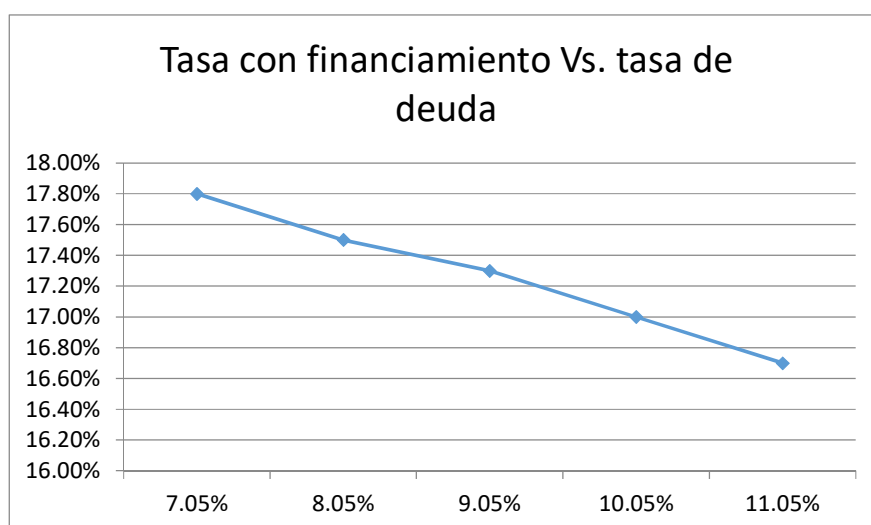


Figura 62 Sensibilidad a la tasa de deuda.

Fuente: de elaboración propia

Un aumento de 2 puntos porcentuales en la tasa de deuda reduce la tasa de retorno con financiamiento a 16.7% en tanto que una reducción de 2 puntos porcentuales eleva la tasa de retorno con financiamiento a 17.8%.

De esta manera se observa que resulta atractivo buscar mayor proporción de financiamiento a costo de pagar más tasa. Por ejemplo, lograr 60% en el porcentaje de deuda con una tasa de 11.05% da lugar a una tasa de retorno con financiamiento de 20%.

Los flujos de fondo para estas sensibilidades se encuentran en anexo.

A continuación se presenta una tabla con la elasticidad de la tasa de retorno con financiamiento respecto de cada una de las variables para las que se practicaron las sensibilidades.

Tabla 17 – Elasticidad de la tasa de retorno con financiamiento para diversas variables
Fuente: de elaboración propia

Variable	Elasticidad
Precio	1.21
Capex	-1.27
Opex	-0.12
% de deuda	0.45
Tasa de deuda	-0.16

Se observa que el Opex y la tasa de deuda tienen un impacto en la tasa de retorno con financiamiento relativamente menor, en comparación con el precio, el Capex y la proporción de deuda. Entre estos 3 factores, el precio y el Capex tienen mayor incidencia que el porcentaje de deuda con que se financia el proyecto. Sin embargo, el precio y Capex son variables sobre las que no es esperable encontrar considerables apartamientos respecto de los valores de mercado analizados en las subsecciones anteriores. En cambio, para el porcentaje de deuda fue adoptado un valor considerablemente conservador debido a una situación coyuntural y por lo tanto es la variable que se considera más atractiva para explorar alternativas que se traduzcan en mayores tasas de retorno.



7. CONCLUSIONES



Del análisis de factibilidad y desempeño financiero para la planta solar fotovoltaica “Olacapato Chico” de 100MW ubicada en la región noroeste de Argentina propuesta en este trabajo se concluye que la misma resulta factible y presenta una tasa de retorno con financiamiento de 17.3% en las condiciones de mercado evaluadas, entre las cuales se destaca: precio de 59 USD/MWh para un contrato de venta de energía a 20 años en el marco del Mater, con una proporción de financiamiento con deuda del 40% a 15 años, sin periodo de gracia y a una tasa del 9.05%.

Dicho análisis requirió realizar un modelo econométrico de proyección de la demanda que permitió establecer el tamaño del mercado futuro sobre el cual la planta solar fotovoltaica pretende vender su energía.

También resultó necesario analizar la expansión de la oferta para, junto con la proyección de la demanda, evaluar el costo marginal operado de generación esperable para los años futuros de forma tal de poder establecer niveles de precios de largo plazo basados en un enfoque racional de costos. Se obtuvieron valores superiores a 65 USD/MWh.

El abordaje comercial de la planta solar hacia el mercado requirió un análisis del marco regulatorio argentino, que fue a su vez complementado con el de otros países, y del que resultó la determinación de buscar contratos a término de venta de energía en el marco del Mater. El benchmarking permitió establecer un precio de contrato a 20 años de 59 USD/MWh y que fue a su vez contrastado y validado con el nivel de precios de largo plazo basados en un enfoque racional de costos, mencionado en el párrafo anterior.

Habiendo obtenido una tasa de retorno con financiamiento de 17.3% para el caso base fueron ensayadas diversas variantes. Se identificó que el monto de Capex, el precio del contrato y el porcentaje de financiación con deuda del proyecto resultan las variables que en mayor medida afectan la rentabilidad del proyecto, en tanto que el monto de Opex y la tasa de deuda, impactan en una proporción menor. Se distinguió que el porcentaje de financiación con deuda es la variable que ofrece las mayores oportunidades para mejorar la tasa de retorno con financiamiento del proyecto. Por otra parte se destacó que, de no ser porque la planta de Olacapato Chico aprovecha en buena medida la infraestructura existente del sistema de transporte, el impacto en el Capex de una expansión mayor en la red eléctrica resultaría en una considerable erosión en los indicadores de desempeño financiero.

Complementariamente, en el desarrollo del trabajo se pudo poner de manifiesto la predominante concentración de generación térmica en la matriz energética



de Argentina y resaltar la vacancia existente para la penetración de generación a partir de fuentes renovables.

La investigación mostró que a nivel mundial, entre las alternativas renovables, la generación solar fotovoltaica presenta el mayor crecimiento en los últimos años siguiendo el fuerte y sostenido descenso en el costo de los paneles. Esta tendencia se vuelve aún más promisorio si se da crédito a la tendencia actual y las expectativas futuras al respecto del desarrollo del almacenamiento en baterías.

En el desarrollo del trabajo también se puso de manifiesto la situación coyuntural del limitado acceso al financiamiento. Por una parte, el elevado nivel de riesgo país se traduce en un costo de oportunidad del capital propio estimado en 16.5% para este tipo de inversión, sometiendo a gran presión al desempeño financiero de la misma para considerarse de interés. Así, la planta solar fotovoltaica propuesta supera la prueba de factibilidad, pero con un exiguo margen. Por otra parte, la reducida proporción de deuda y el elevado valor de tasa a la cual se considera suficientemente factible cerrar el financiamiento, se transforman en la principal restricción que impide alcanzar retornos superiores para el escenario estudiado.

En síntesis, la creciente penetración a nivel mundial de la generación solar fotovoltaica, la pronunciada reducción de los costos fundamentales en esa industria, la vacancia existente para este tipo de generación en la matriz energética argentina, los niveles de precio de la energía, tanto actuales como esperables en el largo plazo, y el hecho de que el proyecto resulte rentable incluso ante la coyuntura actual, principalmente expresada por el riesgo país y la dificultad de acceso y costo del financiamiento, permiten considerar atractivo el desarrollo de este tipo de tecnología de generación y, en particular, la planta de Olacapato Chico evaluada.



8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



Australian government, Department of the Environment and Energy. (2018). Solar PV and batteries. Sitio web de energy.gov.au. Recuperado de: <https://www.energy.gov.au/households/solar-pv-and-batteries>

Berk, J y Demarzo P., (2008). Finanzas corporativas, Estado de México, México: Editorial Pearson.

California Independent System Operator. (2016). Business practice manual for the transmission planning process, Abril 2016.

California Public Utilities Commission. (2018). California Customer Choice, Draft Green Boo, Mayo 2018.

Central de información y discusión de energía en Chile. (Diciembre 2018). Sitio web de Central Energía. Recuperado de: <http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/>

Central Puerto. (2016). Prospecto, programa de obligaciones negociables simples. (Noviembre 2016). Sitio web de Central Puerto. Recuperado de: <http://investors.centralpuerto.com/Cache/1500106605.PDF?O=PDF&T=&Y=&D=&FID=1500106605&iid=5000988>

ClimateWorks Australia. (2016). Gas-electricity substitution projections to 2050, Septiembre 2016.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2014). Los procedimientos. (Marzo 2014). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/InstrProcedimientos.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2018). Informe mensual. (Julio 2018). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2018). Informe anual de 2017. (2018). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2019). Informe mensual Febrero 2019. (2019). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2018). Integración de renovables a la operación y el despacho, Julio 2018.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2018). Informe renovables, anexo informe Mater. (Agosto 2018). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/Pages/Mater.aspx>



Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2008). Informe anual de 2007. (2008). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2018). Introducción al despacho hidrotérmico, Mayo 2018.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2019). Programación estacional Mayo-Octubre 2019. (2019). Sitio web de Cammesa. Recuperado de: <http://portalweb.Cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. (2018). Visual Margo, Manual de usuario, Mayo 2018.

Encyclopedia Britannica. (Abril 2016). Sitio web de Britannica. Recuperado de: <https://www.britannica.com/science/electric-potential>

Esteves, G., Bastos, B., Cyrino, F., Calili, R. y Souza, R. (2015). Long term electricity forecast: a systematic review. *Procedia Computer Science*. 55. 549-558. Sitio web de Research gates. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/282556431_Long_Term_Electricity_Forecast_A_Systematic_Review

European Environment Agency. (2009). Final energy consumption – Outlook from IEA. (Junio 2009). Sitio web de European Environment Agency. Recuperado de: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/final-energy-consumption-outlook-from-iea>

Feinberg, E., y Genethliou, D., (2005). *Applied Mathematics for power systems*, Boston, Estados Unidos de América: Editorial Springer.

Genneia. (2018). Prospecto, programa de obligaciones negociables simples. (Noviembre 2018). Sitio web de Genneia. Recuperado de: <https://www.genneia.com.ar/wp-content/uploads/2018/11/Prospecto-del-Programa-de-Obligaciones-Negociables.pdf>

Halliday, D., y Resnick, R., (2011). *Fundamentals of physics* 9th edition, NJ, Estados Unidos de América: Editorial John Wiley & Sons Inc.

Hanania, J. (Agosto 2015). Nuclear fusión in the Sun. Sitio web de Energy Education. Recuperado de: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Nuclear_fusion_in_the_Sun

INDEC. (2013). Estimaciones y proyecciones de población 2010-2040. Total del país. N°35.

International Energy Agency. (2005). *Energy Statistics Manual*. (Enero 2005). Sitio web de International Energy Agency. Recuperado de: <https://webstore.iea.org/energy-statistics-manual>



International energy agency. (2017). Key world energy statistics 2017. (Agosto 2017). Sitio web de International energy agency. Recuperado de: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>

International energy agency. (2018). The future of cooling. (2018). Sitio web de International energy agency. Recuperado de: <https://www.iea.org/futureofcooling/>

International Monetary Fund. (2019). IMF DataMapper, Real GDP Growth. Sitio web de International Monetary Fund. Recuperado de: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/OEMDC/ADVEC/WEO_WORLD

International renewable energy agency. (Diciembre 2018). Solar energy. Sitio web de IRENA. Recuperado de: <https://www.irena.org/solar>

Kashy, E. (Febrero 2019). Sitio web de Britannica. Recuperado de: <https://www.britannica.com/science/electricity>

Kirkwood, B. y Sterne, J., (2003). Medical statistics. Massachusetts, Estados Unidos: Editorial: Blackwell Science.

Kumaran, J. y Kumar, G. (2014). A simple regression model for electrical energy forecasting. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. Vol.3, Issue 8.

Ley N°24065, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 19 de Diciembre de 1991.

Ley N°27191, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 23 de Septiembre de 2015.

Ley Provincial N°7823, Boletín Oficial de Salta, Salta, Argentina, 26 de Junio de 2014.

Margulis, D. (Mayo 2018). Cambios en la forma de demanda de electricidad en Argentina. Sitio web de Economía de la energía. Recuperado de: <http://www.economiadelaenergia.com.ar/cambios-en-la-forma-de-demanda-de-electricidad-en-argentina/>

Massachusetts Institute of Technology. (2015). The future of solar energy. (2015). Sitio web de MIT. Recuperado de: <http://energy.mit.edu/research/future-solar-energy/>

Ministerio de Energía y Minería. (2016). Precio mayorista de la energía eléctrica. (2016). Sitio web de Ministerio de Energía y Minería. Recuperado de: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf

Ministerio de Hacienda de la República Argentina. (2018). Balance energético nacional del año 2017. (2018). Sitio web de Ministerio de Hacienda. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/balances-energeticos-0>



Ministerio de Hacienda. (2019). Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Sitio web de Renovar. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/renovar>

National renewable energies laboratory. (Febrero 2019). Solar Photovoltaic technology basics. Sitio web de NREL. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html>

National renewable energies laboratory. (Noviembre 2015). Overgeneration from Solar Energy in California: A field guide to the duck chart. Sitio web de NREL. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf>

National renewable energies laboratory. (Noviembre 2018). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. Sitio web de NREL. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>

Pagano, R., (2007). Understanding statistics in the behavioral sciences 9th edition, Estado de California, Estados Unidos: Editorial Wadsworth.

Pérez-Tejada, H., (2008). Estadística para las ciencias sociales, del comportamiento y de la salud, Santa Fe, México: Cengage Learning Editores.

Resolución 1/2019, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 1 de Marzo de 2019.

Resolución 21/2016, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 9 de Marzo de 2016.

Resolución 281-E/2017, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 18 de Agosto de 2017.

Resolución 820/2017, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 25 de Septiembre de 2017.

Resolución E 19/2017, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 27 de Enero de 2017.

Resolución E 287/2017, Boletín Oficial de la República Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 1 de Diciembre de 2017.

Sapag Chain, N. y Sapag Chain R., (2008). Preparación y evaluación de proyectos. Bogotá, Colombia: Editorial: McGraw-Hill.

Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético. (2019). Producción de Pozos de Gas y Petróleo - 2019. (2019). Sitio web de Secretaría de Modernización. Recuperado de: https://datos.gob.ar/dataset/energia-produccion-petroleo-gas-por-pozo-capitulo-iv/archivo/energia_8bc0d61c-0408-43d4-a7bc-7178fcb5d37e

Serra de la Figuera, D., (2007). Métodos cuantitativos para la toma de decisiones. Barcelona, España: Editorial: Ediciones gestión 2000.



The World Bank. (2018). World Bank Commodities Price Forecast. (Octubre, 2018). Sitio web de The World Bank. Recuperado de: <http://pubdocs.worldbank.org/en/823461540394173663/CMO-October-2018-Forecasts.pdf>

The World Bank. (2019). Argentina Data. Sitio web de The World Bank. Recuperado de: <https://data.worldbank.org/country/argentina>

Transener. (2019). Guía de referencia 2019-2026.

U.S. Energy Information Administration (Agosto 2018). Sitio web de U.S. Energy Information Administration. Recuperado de: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=about_home

World economic forum. (2017). The future of electricity. (Marzo 2017). Sitio web de International energy agency. Recuperado de: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf

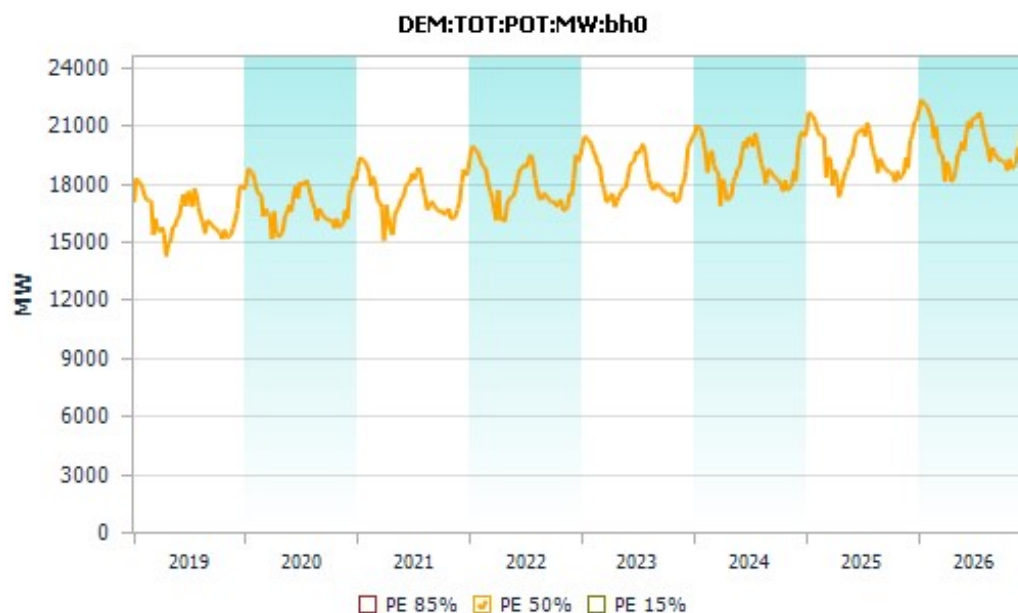
Wynn, G. (Abril 2018). Sitio web de Institute for Energy Economics & Financial Analysis. Recuperado de: <http://ieefa.org/ieefa-update-a-renewable-energy-revolution-in-uruguay-for-all-the-world-to-see/>



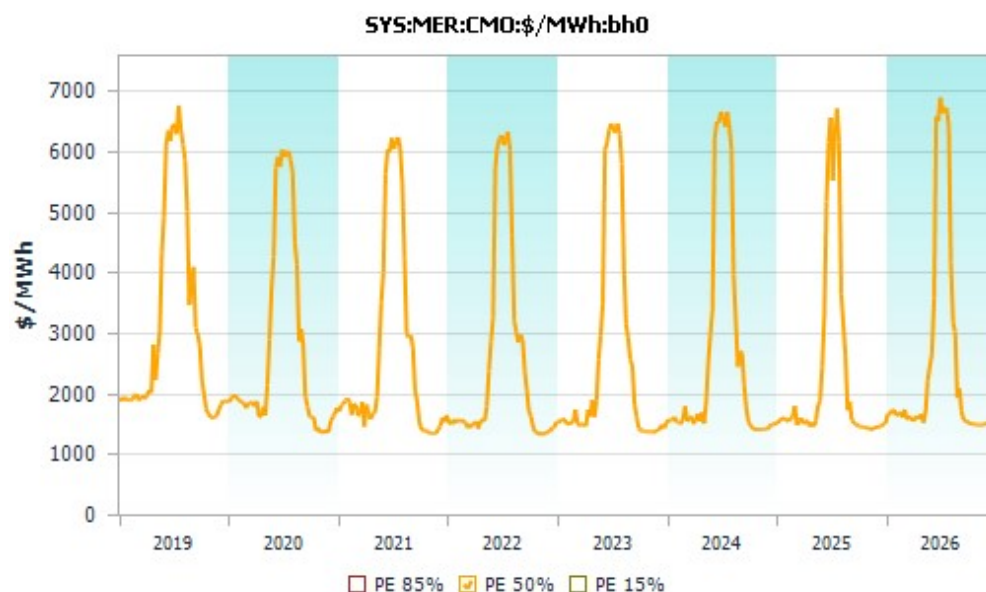
9. ANEXOS

9.1. Salidas de Oscar & Margo. Proyección de CMO.

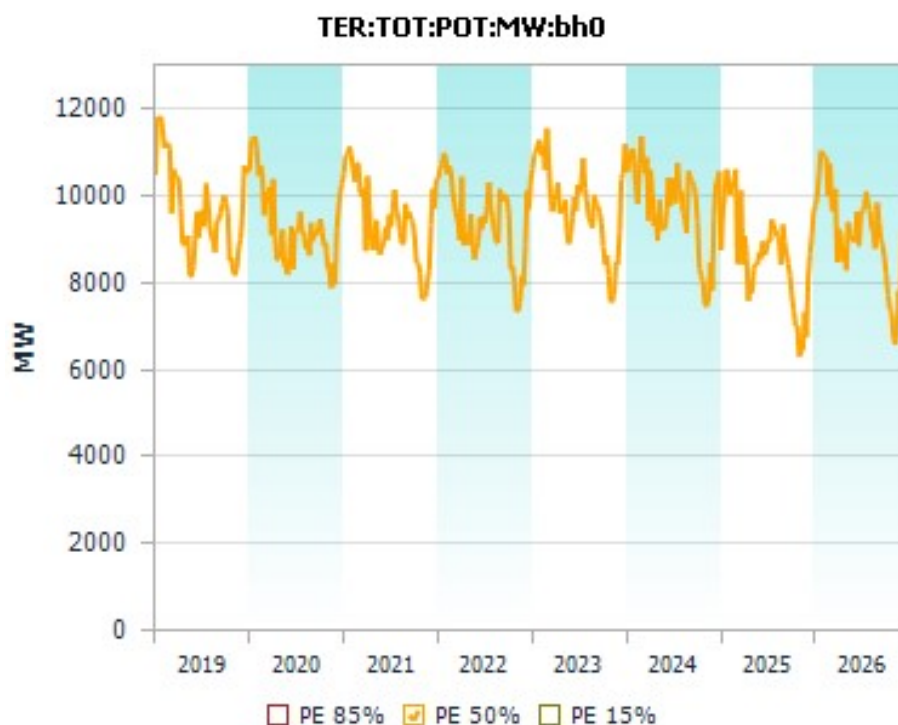
9.1.1. Caso base – Demanda expresada en potencia media



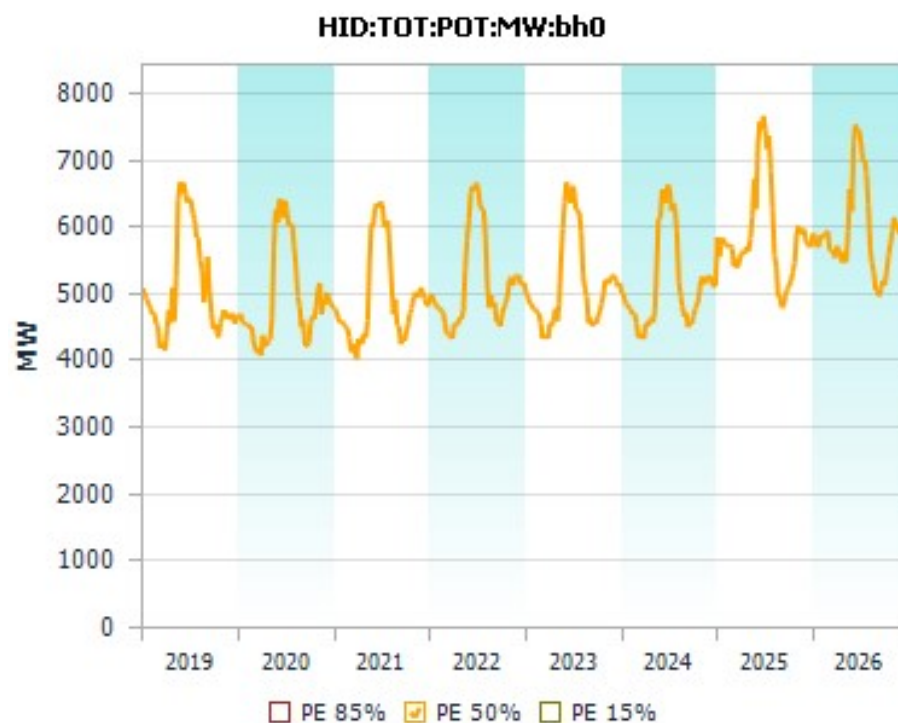
9.1.2. Caso base – CMO expresado en \$ constante por MWh



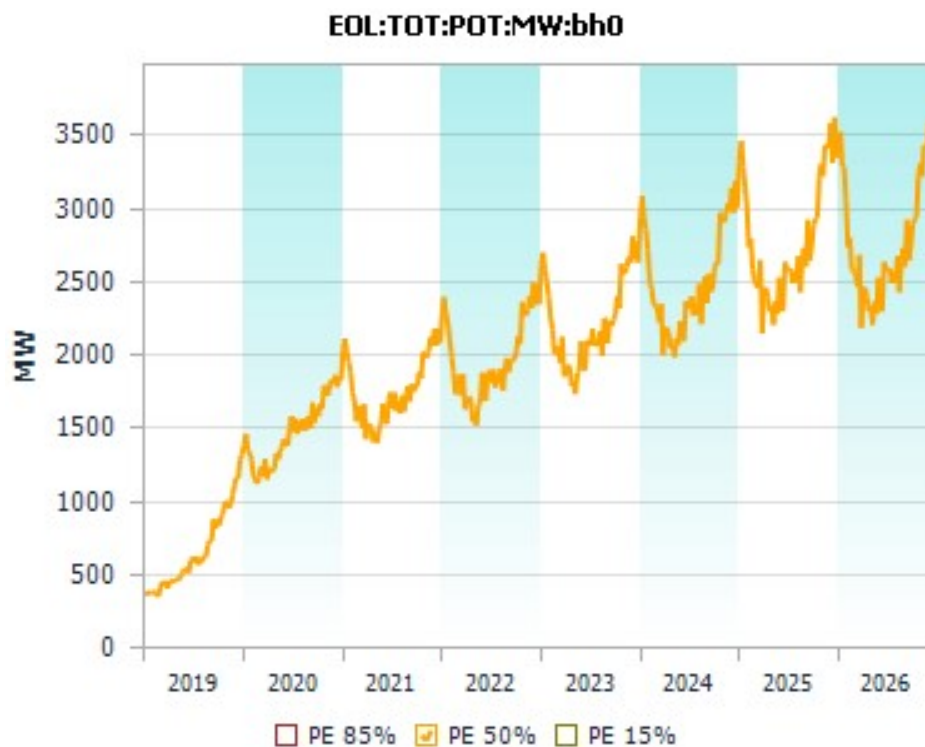
9.1.3. Caso base – generación térmica expresada en potencia media



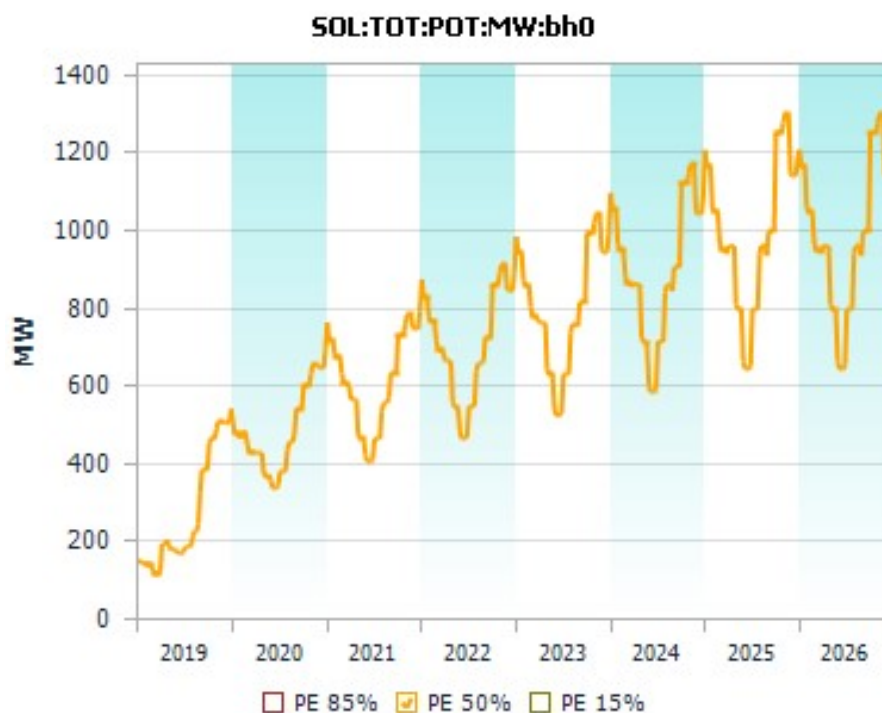
9.1.4. Caso base – generación hidroeléctrica expresada en potencia media



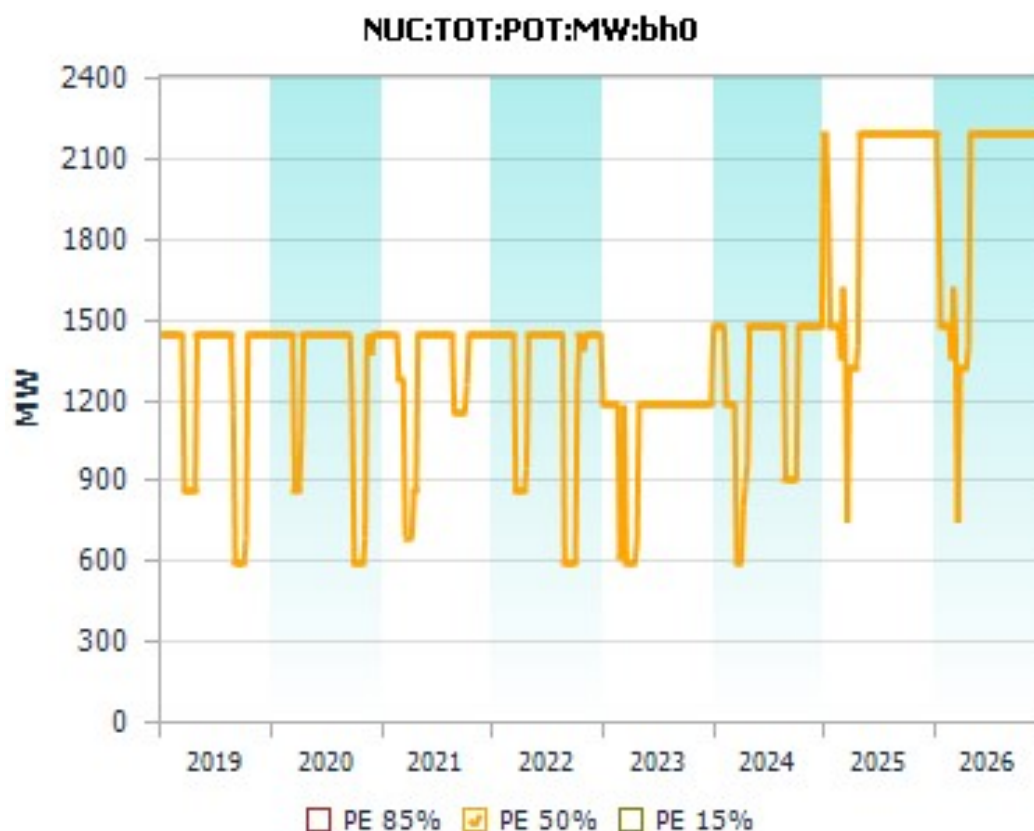
9.1.5. Caso base – generación eólica expresada en potencia media



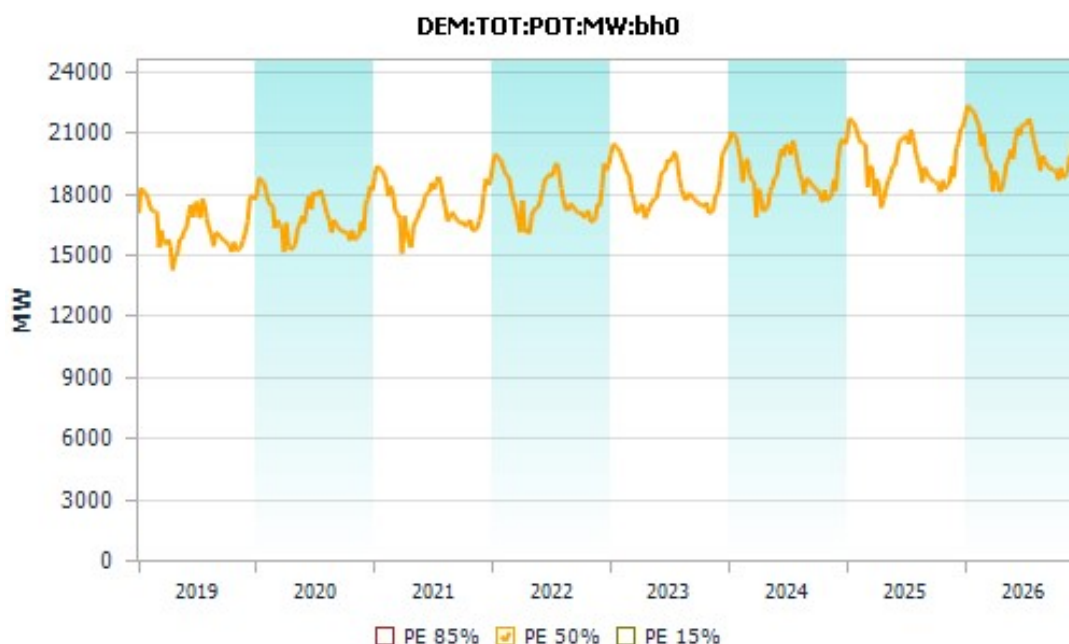
9.1.6. Caso base – generación solar expresada en potencia media



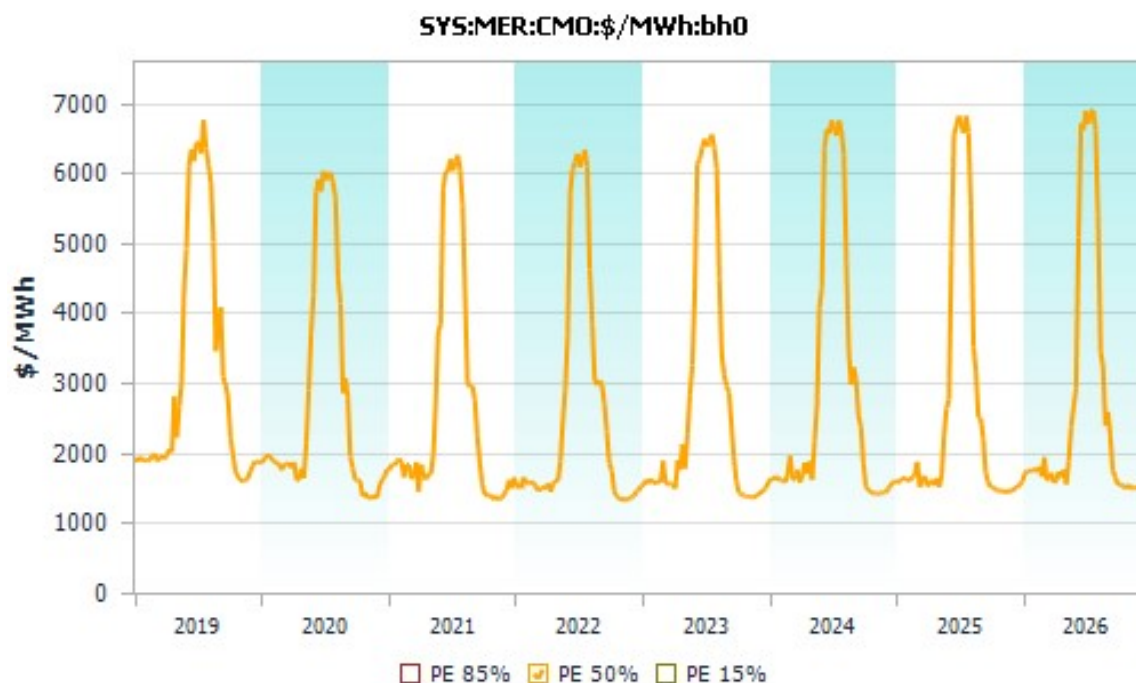
9.1.7. Caso base – generación nuclear expresada en potencia media



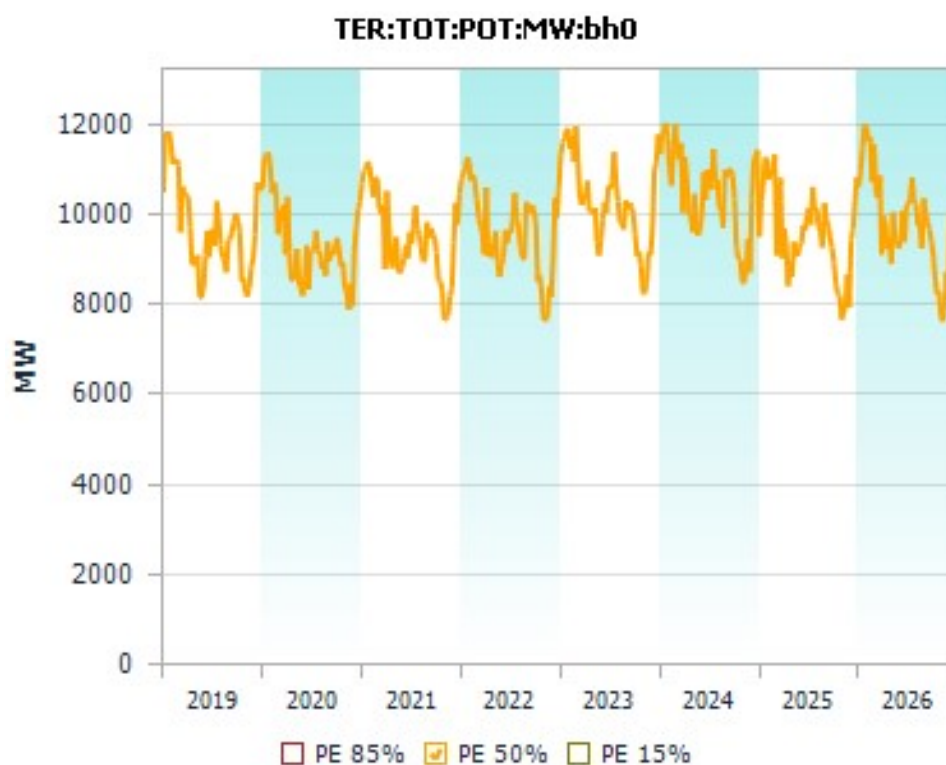
9.1.8. Variante 1 – Demanda expresada en potencia media



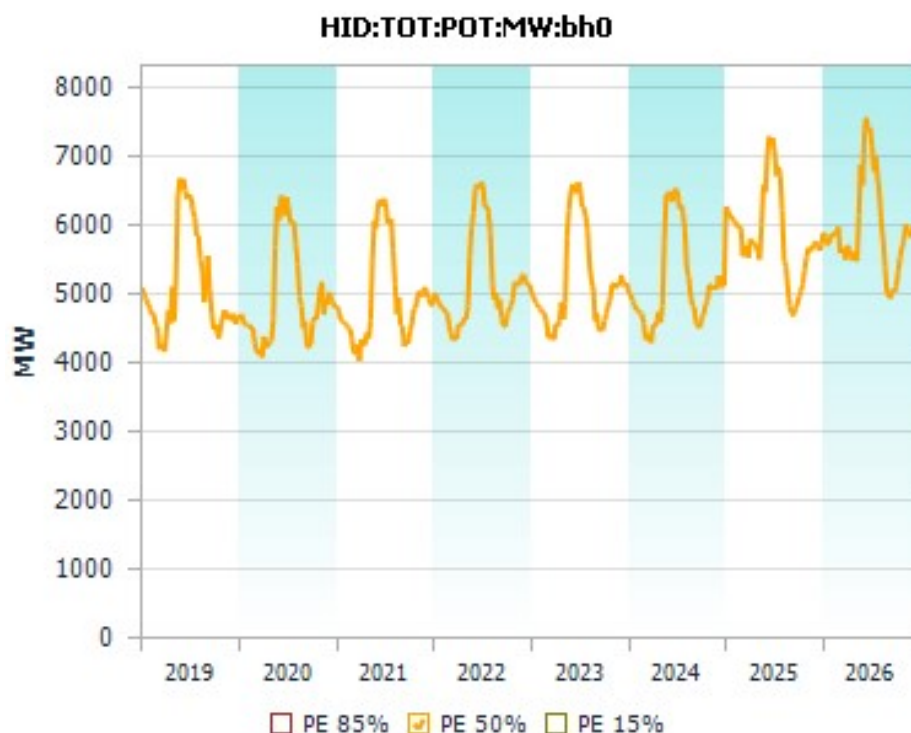
9.1.10. Variante 1 – CMO expresado en \$ constante por MWh



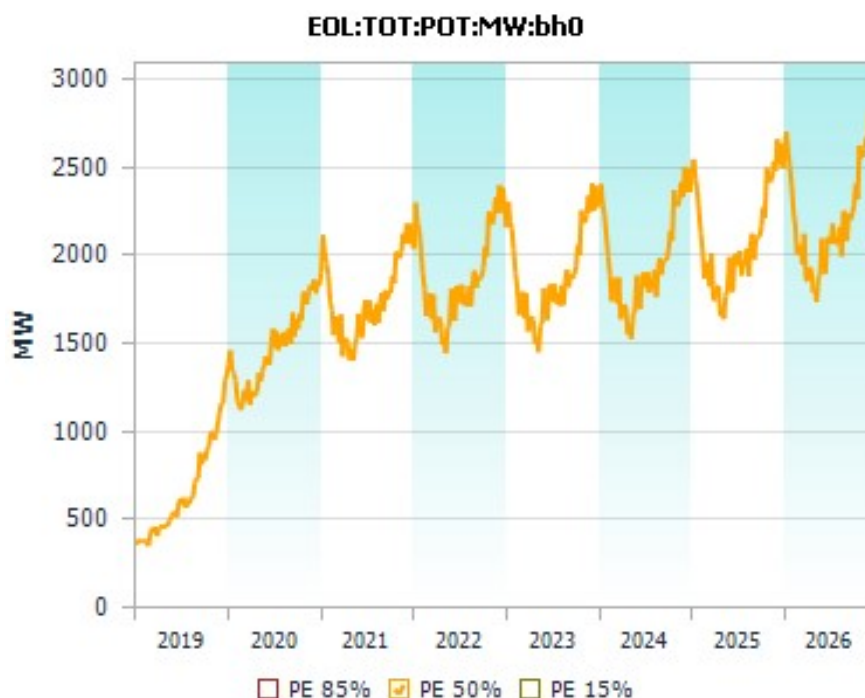
9.1.11. Variante 1 – generación térmica expresada en potencia media



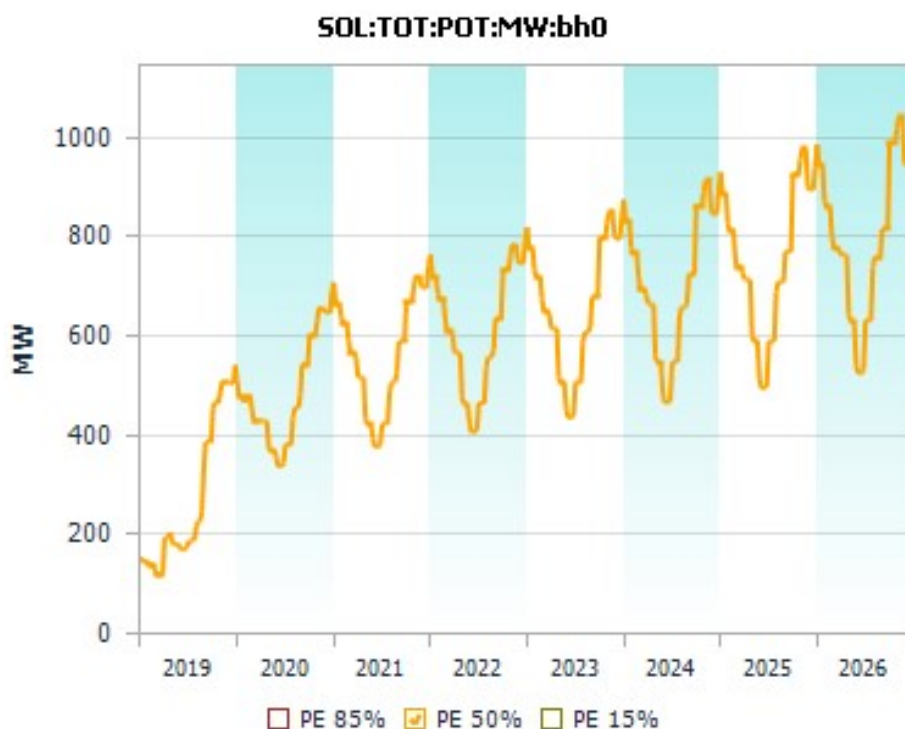
9.1.12. Variante 1 – generación hidroeléctrica expresada en potencia media



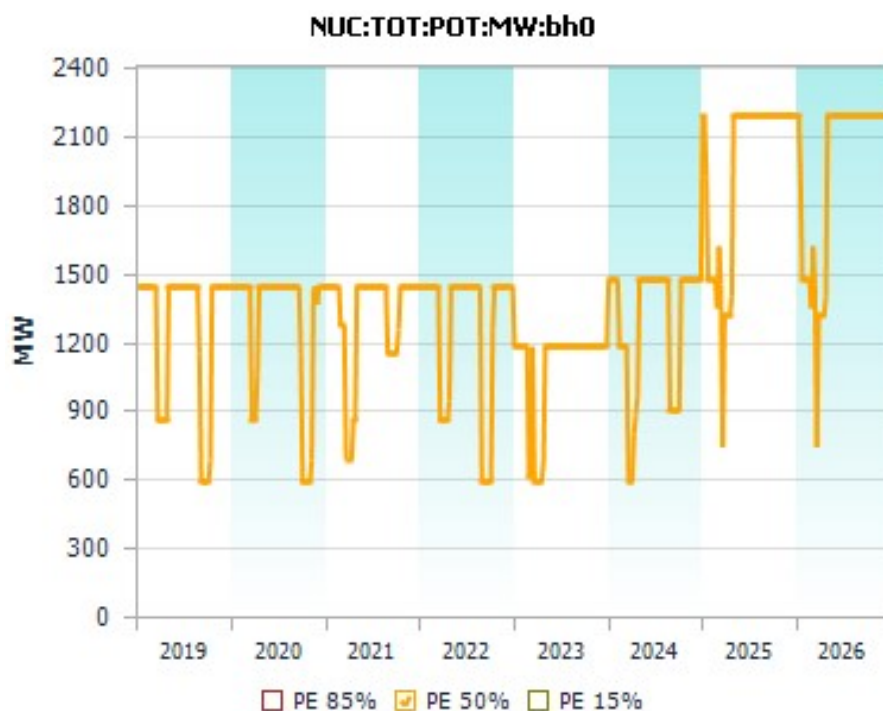
9.1.13. Variante 1 – generación eólica expresada en potencia media



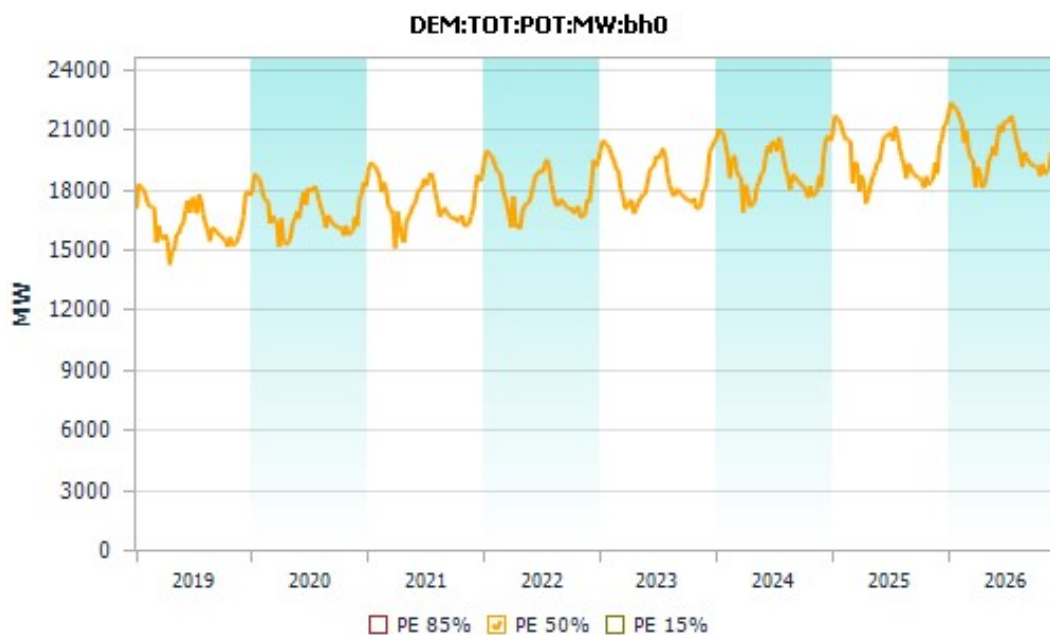
9.1.14. Variante 1 – generación solar expresada en potencia media



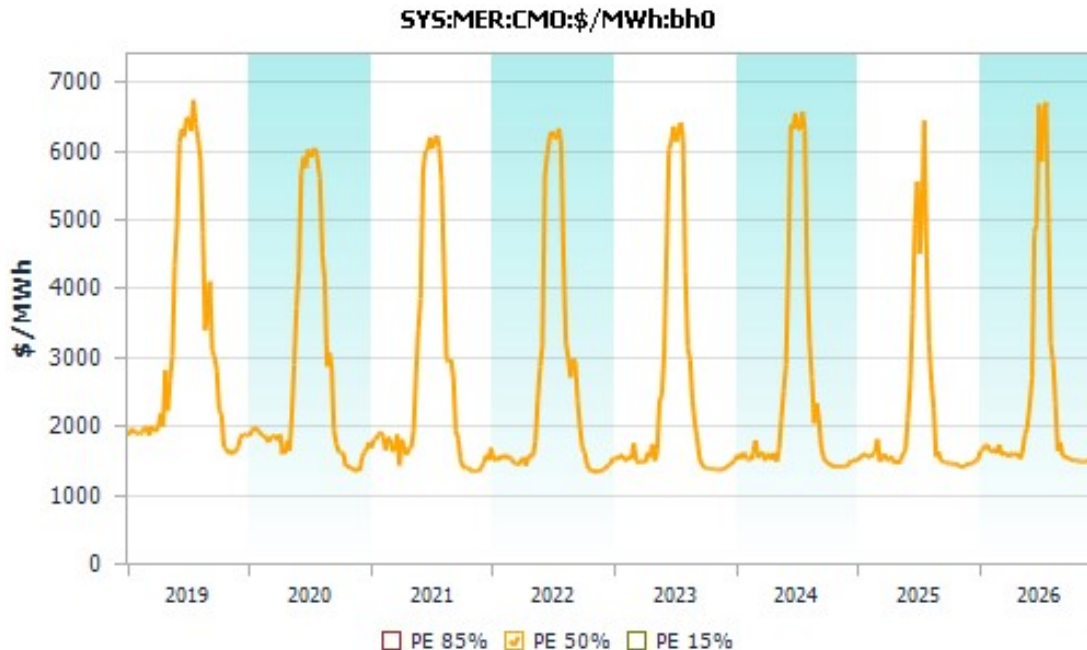
9.1.15. Variante 1 – generación nuclear expresada en potencia media



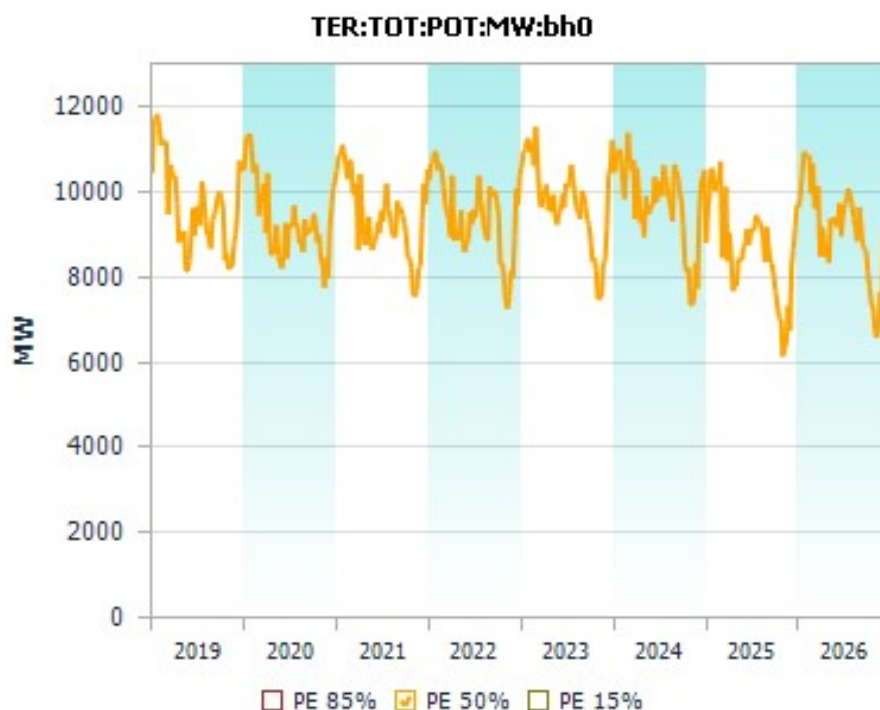
9.1.16. Variante 2 – Demanda expresada en potencia media



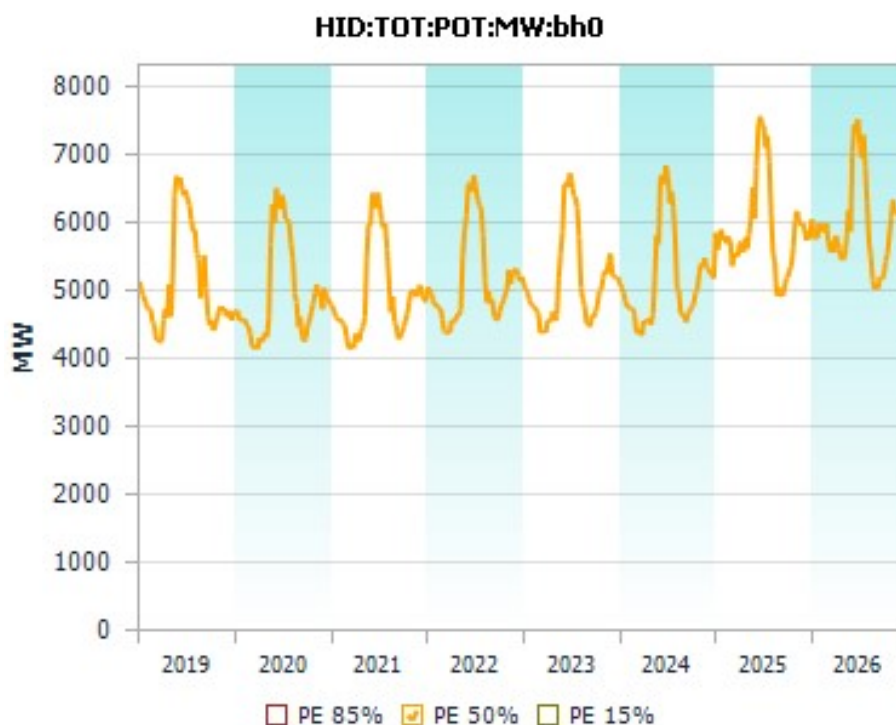
9.1.17. Variante 2 – CMO expresado en \$ constante por MWh



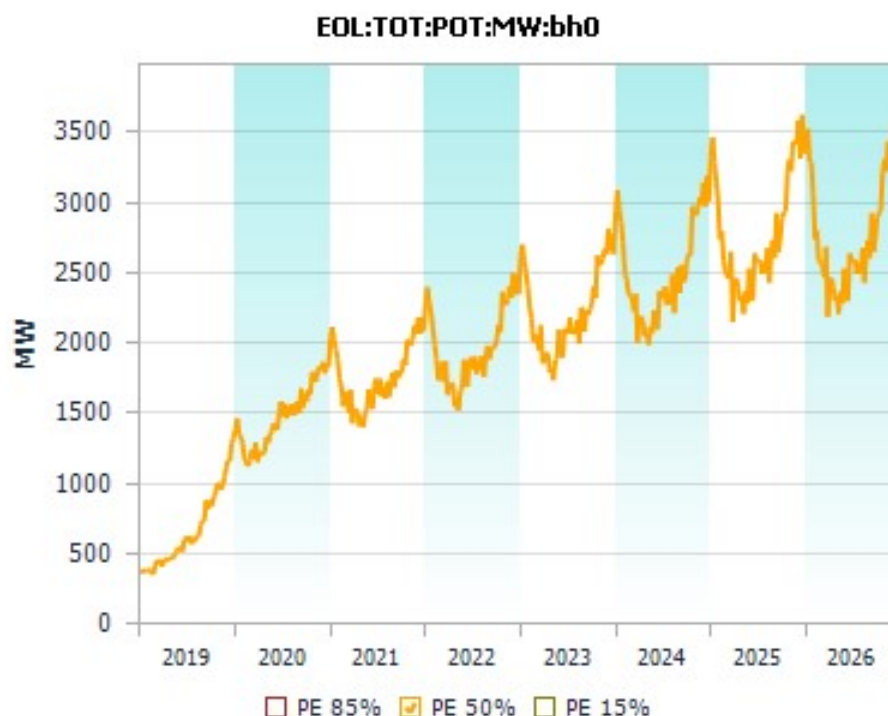
9.1.18. Variante 2 – generación térmica expresada en potencia media



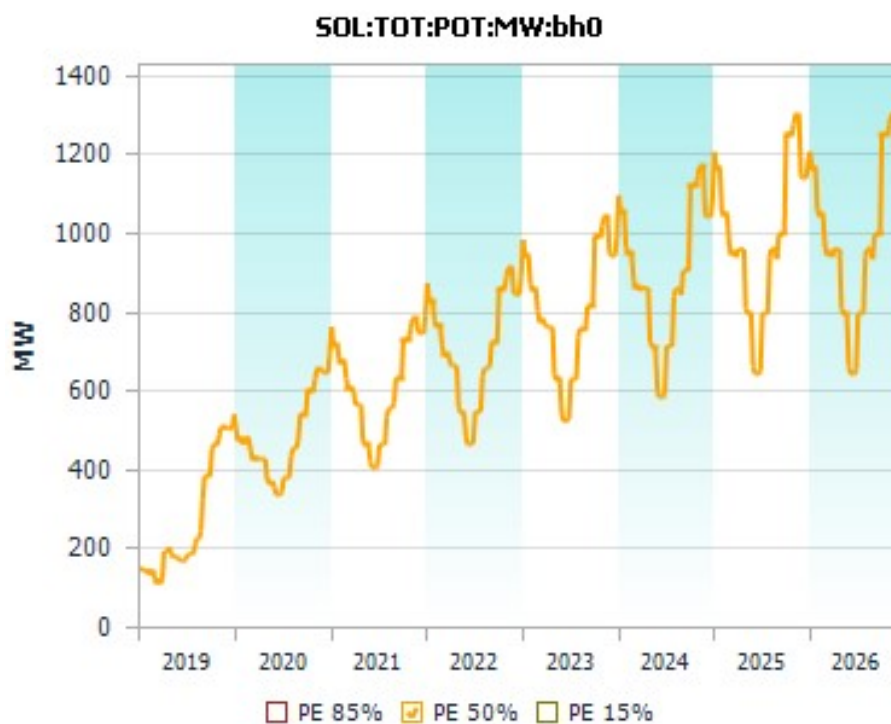
9.1.19. Variante 2 – generación hidroeléctrica expresada en potencia media



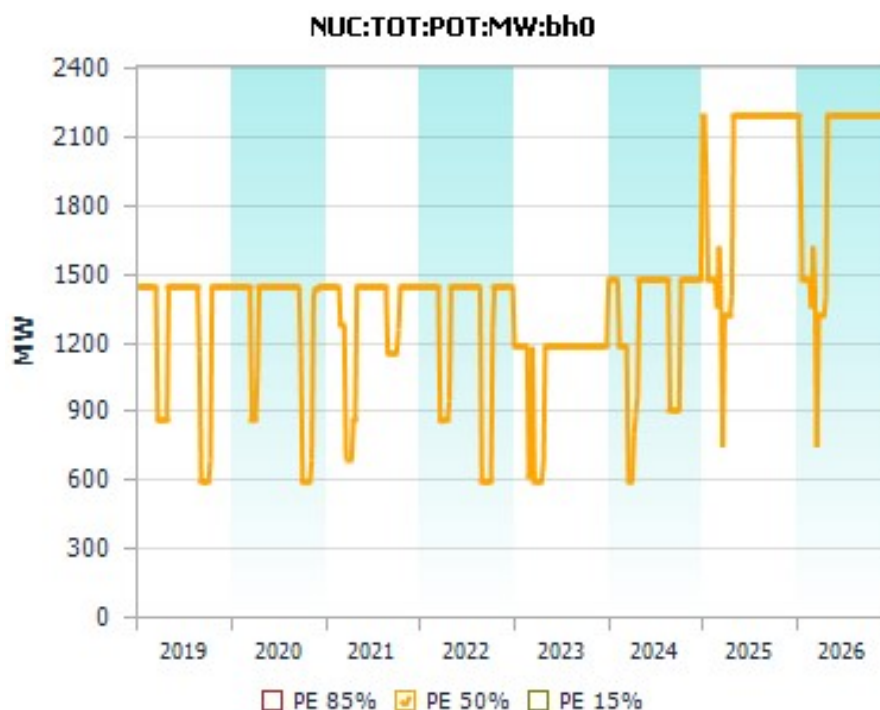
9.1.20. Variante 2 – generación eólica expresada en potencia media



9.1.21. Variante 2 – generación solar expresada en potencia media



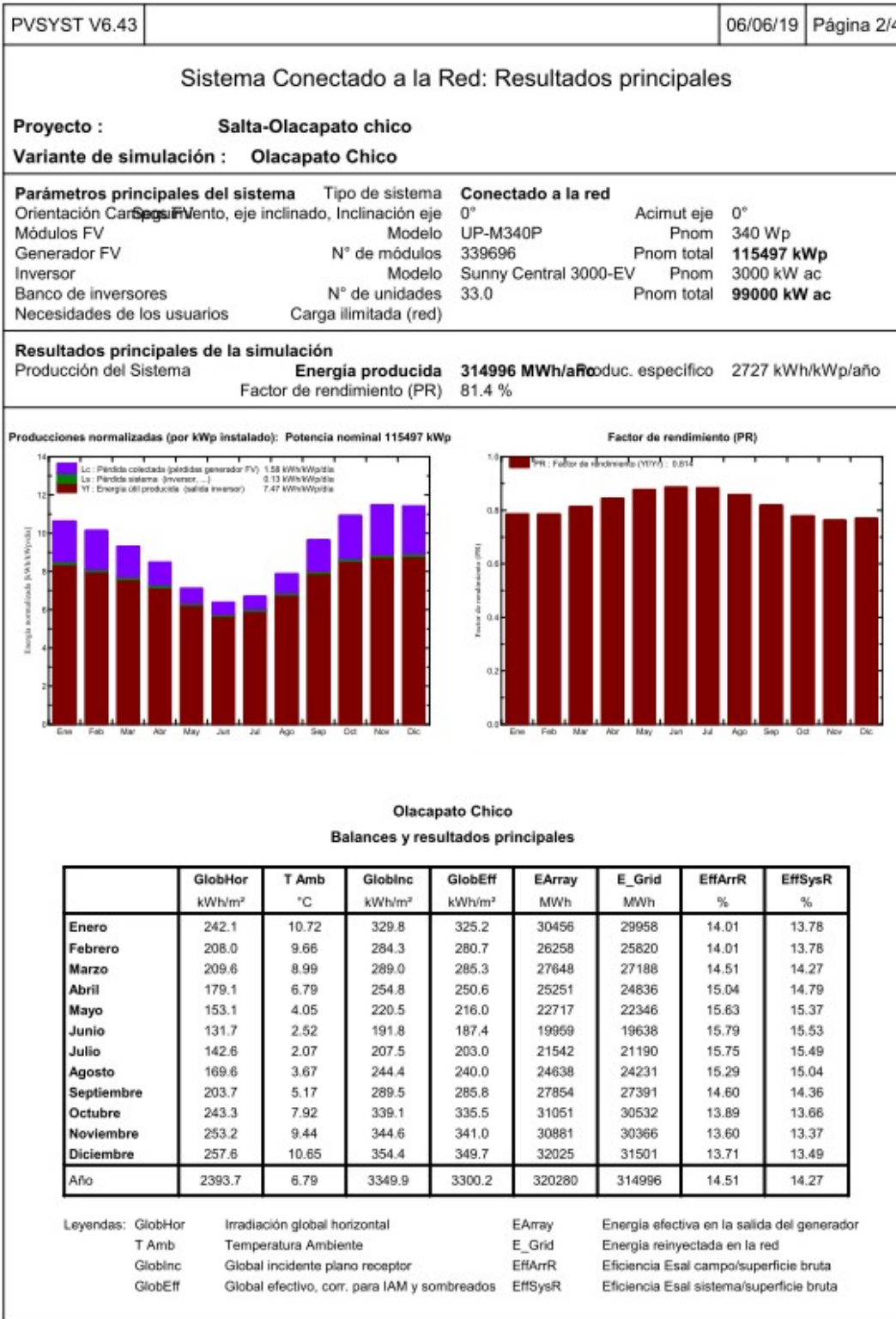
9.1.22. Variante 2 – generación nuclear expresada en potencia media



9.2. Salidas de PVSYST. Producción del parque solar.

PVSYST V6.43			06/06/19	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
Proyecto : Salta-Olapato chico				
Lugar geográfico		Salta	País	Argentina
Ubicación		Latitud 24.1°S	Longitud	66.7°W
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT-3	Altitud	4090 m
		Albedo 0.20		
Datos climatológicos:		Salta	Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005 - Síntesis	
Variante de simulación : Olapato Chico				
		Fecha de simulación	06/06/19 18h43	
Parámetros de la simulación				
Plano de seguimiento, eje inclinado		Inclinación eje 0°	Acimut eje	0°
Limitaciones de rotación		Fi mínimo -55°	Fi máximo	55°
Técnica del Retorno		Espaciamiento seguidor solar 6.00 m	Ancho receptor	2.00 m
Banda inactiva		Izquierda 0.00 m	Derecha	0.00 m
Modelos empleados		Transposición Perez	Difuso	Perez, Meteornorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas		Sin sombreado		
Características generador FV				
Módulo FV		Si-poly	Modelo	UP-M340P
Custom parameters definition		Fabricante	Upsolar	
Número de módulos FV		En serie	28 módulos	En paralelo 12132 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	339696	Pnom unitaria 340 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	115497 kWp	En cond. funciona. 104081 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	967 V	I mpp 107677 A
Superficie total		Superficie módulos	659130 m²	Superf. célula 595310 m²
Inversor				
Custom parameters definition		Modelo	Sunny Central 3000-EV	
		Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	927-1425 V	Pnom unitaria 3000 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	33 unidades	Potencia total 99000 kWac
Factores de pérdida Generador FV				
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	0.15 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas 3.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)				

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

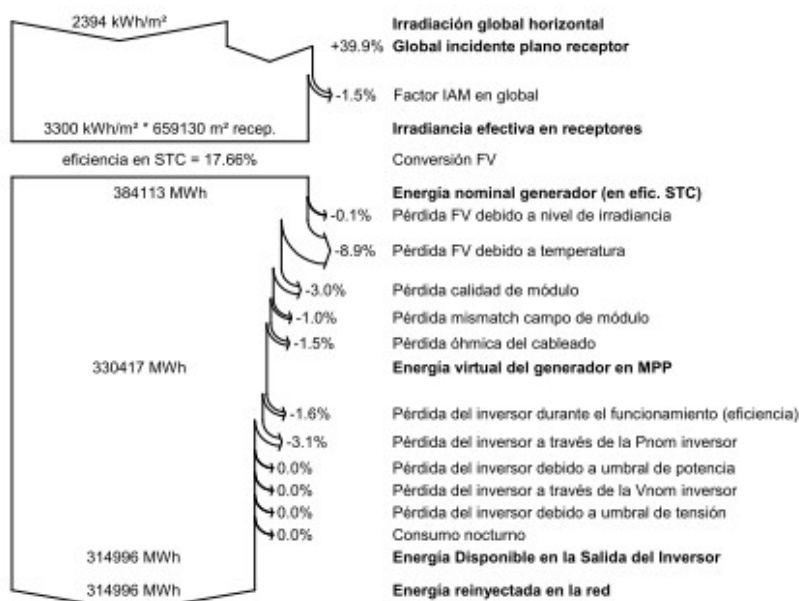


Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Salta-Olapato chico
Variante de simulación : Olacapato Chico

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación	Caras FV	Viento, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV		Modelo	UP-M340P	Pnom 340 Wp
Generador FV		N° de módulos	339696	Pnom total 115497 kWp
Inversor		Modelo	Sunny Central 3000-EV	Pnom 3000 kW ac
Banco de inversores		N° de unidades	33.0	Pnom total 99000 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Conectado a la Red: P50 - P90 evaluation

Proyecto : Salta-Olapato chico
Variante de simulación : Olacapato Chico

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación	Cardinal	Viento, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV		Modelo	UP-M340P	Pnom 340 Wp
Generador FV		N° de módulos	339696	Pnom total 115497 kWp
Inversor		Modelo	Sunny Central 3000-EV	Pnom 3000 kW ac
Banco de inversores		N° de unidades	33.0	Pnom total 99000 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Evaluation of the Production probability forecast

The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:

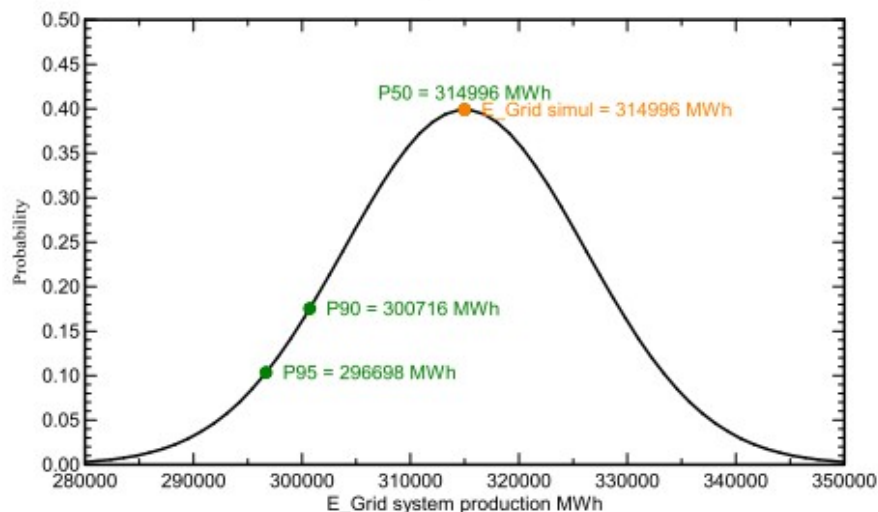
Meteo data source	Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005		
Datos climatológicos	Kind	Promedios mensuales	Síntesis Multi-year average
Specified Deviation	Climate change	0.0 %	
Year-to-year variability	Variance	2.5 %	

The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties

Specified Deviation	PV module modelling/parameters	2.0 %	
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
	Degradation uncertainty	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	3.5 %	(quadratic sum)

Annual production probability	Variability	11137 MWh
	P50	314996 MWh
	P90	300716 MWh
	P95	296698 MWh

Probability distribution



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



9.3. Clientes Grandes Usuarios Habilitados según informe de Mater de Cammesa de Agosto 2018.

Tipo de Agente	Demanda TOTAL 2017 [MWh]	Potencia Media 2017 [MW]	Cantidad de Agentes
Gran Usuario Mayor (GUMA)	19,347,445	5.67	390
Autogenerador	632,018	4.85	15
Gran Usuario Menor (GUME)	3,409,859	0.66	586
GRAN DEMANDA EN DISTRIBUIDOR	8,021,052	0.84	1,098
TOTALES	31,410,373	1.72	2,089



9.4. Flujos de caja resumidos.

Caso Base

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.50%																
Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:																	
IGG (BS%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488
Flujo de caja sin financiamiento	-94,588,500	12,892,932	13,018,524	13,145,520	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250
Tasa interna de retorno	13.7%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-1,283,577	-1,399,741	-1,526,417	-1,664,558	-1,815,201	-1,979,476	-2,158,619	-2,353,974	-2,567,009	-2,799,323	-3,052,662	-3,328,927	-3,630,195	-3,958,728	-4,316,993	0
Intereses de deuda		-3,424,104	-3,307,940	-3,181,263	-3,043,123	-2,892,480	-2,728,204	-2,549,062	-2,353,707	-2,140,672	-1,908,358	-1,655,019	-1,378,753	-1,077,485	-748,953	-390,688	0
Pago total en concepto de deuda		-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	0
IGG (BS%) con financiamiento		2,833,496	2,941,780	3,054,499	3,171,994	3,294,637	3,422,832	3,557,018	3,697,677	3,845,328	4,000,542	4,163,338	4,336,190	4,518,033	4,710,270	4,913,771	5,129,488
DSCR		2.99	3.01	3.03	3.05	3.06	3.08	3.09	3.11	3.12	3.13	3.14	3.15	3.16	3.17	3.17	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-56,753,100	9,383,687	9,468,622	9,551,281	9,631,346	9,708,468	9,782,268	9,852,330	9,918,197	9,979,373	10,035,313	10,085,423	10,129,054	10,165,495	10,193,973	10,213,639	14,931,250
Tasa de retorno con financiamiento	17.3%																

Sensibilidad – precio +20%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.50%																
Producción (MWh)	314.996	313.421	311.854	310.295	308.743	307.199	305.653	304.135	302.614	301.101	299.596	298.098	296.607	295.124	293.649	292.181	
Precio de contrato	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	70.80	
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
Precio ajustado (USD/MWh)	70.80	72.00	73.23	74.47	75.74	77.03	78.34	79.67	81.02	82.40	83.80	85.22	86.67	88.15	89.65	91.17	
Total de ingresos (USD)	22,301,717	22,557,442	22,816,333	23,108,428	23,383,765	23,662,382	23,946,319	24,229,616	24,518,312	24,810,448	25,106,064	25,405,203	25,707,906	26,014,216	26,324,175	26,637,827	
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		20,641,817	20,879,323	21,119,517	21,362,426	21,608,080	21,856,511	22,107,749	22,361,824	22,618,767	22,878,611	23,141,386	23,407,125	23,675,865	23,947,626	24,222,453	24,500,376
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:																	
IIGG (35%) sin financiamiento		5,332,866	5,415,993	5,500,061	5,585,079	5,671,058	5,758,009	5,845,942	5,934,868	6,024,798	6,115,744	6,207,715	6,300,724	6,394,781	6,489,899	6,586,089	6,683,362
Flujo de caja sin financiamiento	94,588,500	15,308,951	15,463,330	15,619,456	15,777,347	15,937,022	16,098,502	16,261,807	16,426,955	16,593,969	16,762,867	16,933,671	17,106,401	17,281,079	17,457,727	17,636,364	17,817,015
Tasa interna de retorno	16.5%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-1,285,577	-1,399,741	-1,526,417	-1,664,558	-1,815,201	-1,979,476	-2,158,619	-2,353,974	-2,567,009	-2,799,323	-3,052,662	-3,328,977	-3,630,195	-3,956,728	-4,316,993	0
Intereses de deuda		-3,424,104	-3,307,940	-3,181,263	-3,045,123	-2,892,480	-2,728,204	-2,549,062	-2,353,707	-2,140,672	-1,908,358	-1,655,019	-1,378,753	-1,077,485	-748,953	-390,688	0
Pago total en concepto de deuda		-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	0
IIGG (35%) con financiamiento		4,134,430	4,258,214	4,386,619	4,519,986	4,658,690	4,803,137	4,953,770	5,111,071	5,275,563	5,447,818	5,628,458	5,818,160	6,017,561	6,227,765	6,449,348	6,683,362
DSGR		3.51	3.53	3.55	3.58	3.60	3.62	3.64	3.66	3.68	3.70	3.72	3.74	3.75	3.76	3.78	0.00
Flujo de caja con financiamiento	56,753,100	11,799,706	11,913,428	12,025,217	12,134,759	12,241,710	12,345,693	12,446,298	12,543,072	12,635,523	12,723,111	12,805,247	12,881,284	12,950,519	13,012,179	13,065,424	13,117,015
Tasa de retorno con financiamiento	21.6%																

Sensibilidad – precio -20%

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Cuentas de egreso	Degradación de panel anual	0.50%																	
	Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181		
	Precio del contrato	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	47.20	
	Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
	Precio de ajuste																		
	Precio ajustado (USD/MWh)	47.20	48.00	48.82	49.65	50.49	51.35	52.22	53.11	54.01	54.93	55.87	56.82	57.78	58.76	59.76	60.78		
	Total de ingresos (USD)	14,867,811	15,044,961	15,224,222	15,405,618	15,589,176	15,774,921	15,962,880	16,153,077	16,345,541	16,540,298	16,737,376	16,936,802	17,138,604	17,342,810	17,549,450	17,758,552		
	Costos																		
	Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778	
	Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673	
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,898,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451		
Margen de operación (USD)		13,207,911	13,356,843	13,507,406	13,659,616	13,813,492	13,969,051	14,126,309	14,285,285	14,445,996	14,608,461	14,772,698	14,938,724	15,106,559	15,276,220	15,447,728	15,621,100		
Amortización contable (USD)	17 años		5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057		
sin financiamiento:																			
IIIG (35%) sin financiamiento		2,730,999	2,783,125	2,835,822	2,889,096	2,942,952	2,997,398	3,052,438	3,108,080	3,164,329	3,221,191	3,278,674	3,336,783	3,395,526	3,454,907	3,514,935	3,575,615		
Flujo de caja sin financiamiento	-94,588,500	10,476,932	10,573,718	10,671,584	10,770,521	10,870,540	10,971,653	11,073,871	11,177,205	11,281,668	11,387,270	11,494,024	11,601,941	11,711,033	11,821,313	11,932,793	12,045,485		
Tasa interna de retorno	10.8%																		
Con financiamiento:																			
Revolución de capital de la deuda		-1,283,577	-1,995,741	-1,556,417	-1,664,558	-1,815,201	-1,979,476	-2,158,619	-2,353,974	-2,567,009	-2,799,323	-3,052,662	-3,328,927	-3,630,195	-3,958,728	-4,316,993	0		
Intereses de deuda		-3,424,104	-3,307,940	-3,181,263	-3,045,123	-2,892,480	-2,728,204	-2,549,062	-2,353,707	-2,140,672	-1,908,358	-1,655,019	-1,378,753	-1,077,485	-748,953	-390,688	0		
Pago total en concepto de deuda		-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681		
Pago total con financiamiento		1,532,563	1,625,346	1,722,380	1,824,003	1,930,584	2,042,526	2,160,266	2,284,282	2,415,093	2,553,266	2,699,417	2,854,220	3,018,406	3,192,774	3,378,194	3,575,615		
IIIG (35%) con financiamiento																			
DSCR			2.48	2.49	2.50	2.51	2.52	2.53	2.54	2.55	2.56	2.56	2.57	2.57	2.57	2.56	0.00		
Flujo de caja con financiamiento	-56,753,100	6,967,668	7,023,816	7,077,345	7,127,933	7,175,227	7,218,844	7,258,362	7,293,322	7,323,222	7,347,514	7,365,599	7,376,824	7,380,472	7,375,766	7,361,853	12,045,485		
Tasa de retorno con financiamiento	12.9%																		

Sensibilidad – CAPEX +20%

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Sin financiamiento:	Degradación de panel anual	0.50%																
	Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
	Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	
	Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
	Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
	Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
	Costos																	
	Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
	Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
	Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738	
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	
Sin financiamiento:																		
ILGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488	
Flujo de caja sin financiamiento	-113,506,200	12,892,982	13,018,524	13,145,520	13,273,994	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250	
Tasa interna de retorno	11.1%																	
Con financiamiento:																		
Devolución de capital de la deuda		-1,540,293	-1,679,689	-1,831,701	-1,997,470	-2,178,241	-2,375,372	-2,590,343	-2,824,769	-3,080,410	-3,359,187	-3,663,194	-3,994,713	-4,356,234	-4,750,474	-5,180,992	0	
Intereses de deuda		-4,108,924	-3,969,528	-3,817,516	-3,651,747	-3,470,976	-3,273,845	-3,058,874	-2,824,448	-2,568,807	-2,290,030	-1,986,023	-1,654,504	-1,297,983	-898,743	-468,825	0	
Pago total en concepto de deuda		-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	-5,649,217	0	
ILGG (35%) con financiamiento		2,593,809	2,710,224	2,831,811	2,958,976	3,092,164	3,231,857	3,378,584	3,532,917	3,695,481	3,866,957	4,048,087	4,239,677	4,442,610	4,657,843	4,886,423	5,129,488	
DSCR			2.54	2.55	2.56	2.58	2.59	2.60	2.61	2.62	2.63	2.63	2.64	2.64	2.65	2.65	2.65	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-68,103,720	8,681,838	8,758,642	8,832,433	8,902,828	8,969,406	9,031,707	9,089,228	9,141,420	9,187,684	9,227,362	9,259,738	9,284,030	9,299,383	9,304,863	9,299,451	14,931,250	
Tasa de retorno con financiamiento	13.3%																	

Sensibilidad – CAPEX -20%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.50%																
Producción (MWh)	314,996	314,421	313,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,716,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,533,302	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:																	
ILGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488
Flujo de caja sin financiamiento	-75,670,800	12,892,932	13,018,524	13,145,520	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250
Tasa interna de retorno	17.5%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-1,026,862	-1,119,793	-1,221,134	-1,331,647	-1,452,161	-1,583,581	-1,726,895	-1,883,179	-2,059,607	-2,239,458	-2,442,129	-2,663,142	-2,904,156	-3,166,982	-3,453,594	0
Intereses de deuda		-2,739,283	-2,646,352	-2,545,011	-2,434,498	-2,313,984	-2,182,564	-2,039,250	-1,882,965	-1,712,538	-1,526,686	-1,324,015	-1,103,003	-861,988	-599,162	-312,550	0
Pago total en concepto de deuda		-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	-3,766,145	0
ILGG (35%) con financiamiento		3,073,183	3,173,336	3,277,188	3,385,013	3,497,111	3,613,806	3,735,453	3,862,436	3,995,175	4,134,127	4,279,789	4,432,703	4,593,457	4,762,696	4,941,119	5,129,488
DSCR		3.68	3.70	3.73	3.75	3.77	3.80	3.82	3.84	3.86	3.88	3.90	3.91	3.93	3.94	3.95	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-45,402,480	10,885,536	10,178,603	10,270,129	10,359,863	10,447,531	10,532,830	10,615,431	10,694,974	10,771,062	10,843,264	10,911,108	10,974,077	11,031,608	11,083,082	11,127,827	14,931,250
Tasa de retorno con financiamiento	23.1%																

Sensibilidad – OPEX +20%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual																	
Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
Costos																	
Operación y mantenimiento	1,680,000	1,708,560	1,737,606	1,767,145	1,797,186	1,827,738	1,858,810	1,890,410	1,922,547	1,955,230	1,988,469	2,022,273	2,056,652	2,091,615	2,127,172	2,163,334	
Alquiler del terreno	311,880	317,182	322,574	328,058	333,635	339,307	345,075	350,941	356,907	362,974	369,145	375,421	381,803	388,293	394,894	401,608	
Total de costos de operación (USD)	1,991,880	2,025,742	2,060,180	2,095,203	2,130,821	2,167,045	2,203,885	2,241,351	2,279,454	2,318,205	2,357,614	2,397,693	2,438,454	2,479,908	2,522,066	2,564,942	
Margen de operación (USD)	16,592,884	16,780,460	16,970,098	17,161,820	17,355,649	17,551,607	17,749,715	17,949,996	18,152,473	18,357,168	18,564,106	18,773,309	18,984,801	19,198,605	19,414,746	19,633,248	
Amortización contable (USD)	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	
Sin financiamiento:																	
ILGG (35%) sin financiamiento	3,915,739	3,981,491	4,047,764	4,114,867	4,182,707	4,251,292	4,320,630	4,390,729	4,461,595	4,533,239	4,605,667	4,678,888	4,752,910	4,827,742	4,903,391	4,979,867	
Flujo de caja sin financiamiento	-94,586,500	12,799,069	12,922,334	13,046,953	13,172,942	13,300,314	13,429,085	13,559,267	13,690,877	13,823,990	13,958,439	14,094,421	14,231,890	14,370,863	14,511,355	14,653,381	
Tasa interna de retorno	13.4%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda	-1,283,577	-1,399,741	-1,526,417	-1,664,558	-1,815,201	-1,979,476	-2,158,619	-2,353,974	-2,567,009	-2,799,323	-3,052,662	-3,328,927	-3,630,195	-3,958,728	-4,316,993	0	
Intereses de deuda	-3,424,104	-3,307,940	-3,181,263	-3,043,123	-2,892,480	-2,728,204	-2,549,062	-2,353,707	-2,140,672	-1,908,358	-1,655,019	-1,378,753	-1,077,485	-748,953	-390,688	0	
Pago total en concepto de deuda	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	
ILGG (35%) con financiamiento	2,717,203	2,823,612	2,934,322	3,049,774	3,170,339	3,296,421	3,428,459	3,566,931	3,712,360	3,865,314	4,026,410	4,196,324	4,375,790	4,565,608	4,766,650	4,979,867	
DSCR	2.95	2.96	2.98	3.00	3.01	3.03	3.04	3.06	3.07	3.08	3.09	3.10	3.10	3.11	3.11	3.11	
Flujo de caja con financiamiento	-56,753,100	9,167,900	9,249,167	9,328,095	9,404,365	9,477,629	9,547,505	9,613,575	9,675,384	9,732,432	9,784,174	9,830,015	9,869,304	9,901,330	9,925,316	9,940,415	14,653,381
Tasa de retorno con financiamiento	16.9%																

Sensibilidad – OPEX -20%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.50%																
Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,120,000	1,139,040	1,158,404	1,178,097	1,198,124	1,218,492	1,239,207	1,260,273	1,281,698	1,303,487	1,325,646	1,348,182	1,371,101	1,394,410	1,418,115	1,442,223
Alquiler del terreno		207,920	211,455	215,049	218,705	222,423	226,204	230,060	233,961	237,938	241,983	246,097	250,280	254,535	258,862	263,263	267,738
Total de costos de operación (USD)		1,327,920	1,350,495	1,373,453	1,396,802	1,420,547	1,444,697	1,469,257	1,494,234	1,519,636	1,545,470	1,571,743	1,598,462	1,625,636	1,653,272	1,681,378	1,709,961
Margen de operación (USD)		17,256,844	17,455,707	17,656,824	17,860,221	18,065,923	18,273,955	18,484,343	18,697,113	18,912,291	19,129,903	19,349,977	19,572,540	19,797,619	20,025,241	20,255,435	20,488,229
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:																	
IIIG (35%) sin financiamiento		4,148,125	4,217,727	4,288,119	4,359,307	4,431,303	4,504,114	4,577,750	4,652,219	4,727,532	4,803,696	4,880,722	4,958,619	5,037,397	5,117,064	5,197,632	5,279,110
Flujo de caja sin financiamiento	-90,588,500	13,108,719	13,237,979	13,368,706	13,500,914	13,634,620	13,769,841	13,906,593	14,044,893	14,184,759	14,326,207	14,469,255	14,613,921	14,760,222	14,908,177	15,057,803	15,209,119
Tasa interna de retorno	14.0%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-1,283,577	-1,390,741	-1,526,417	-1,664,558	-1,815,201	-1,979,476	-2,158,619	-2,353,974	-2,567,009	-2,799,323	-3,052,662	-3,326,927	-3,630,195	-3,958,728	-4,316,993	0
Intereses de deuda		-3,424,104	-3,307,940	-3,181,263	-3,043,123	-2,892,480	-2,728,204	-2,549,062	-2,353,707	-2,140,672	-1,908,358	-1,655,019	-1,378,753	-1,077,485	-748,953	-390,688	0
Pago total en concepto de deuda		-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	-4,707,681	0
IIIG (35%) con financiamiento		2,949,689	3,055,948	3,174,676	3,294,215	3,418,935	3,549,243	3,685,578	3,828,422	3,978,296	4,135,771	4,301,465	4,476,055	4,660,277	4,854,931	5,060,891	5,279,110
DSR		3.04	3.06	3.08	3.09	3.11	3.13	3.14	3.16	3.17	3.19	3.20	3.21	3.22	3.22	3.23	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-56,753,100	9,599,474	9,688,078	9,774,467	9,858,326	9,939,307	10,017,032	10,091,084	10,161,010	10,226,313	10,286,452	10,340,831	10,388,804	10,429,661	10,462,629	10,486,863	15,209,119
Tasa de retorno con financiamiento	17.7%																

Sensibilidad – financiamiento del 80%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.50%																
Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:																	
ILGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488
Flujo de caja sin financiamiento	-94,586,500	12,892,932	13,018,524	13,145,520	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250
Tasa interna de retorno	13.7%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-2,567,154	-2,799,482	-3,052,835	-3,329,116	-3,630,401	-3,958,953	-4,317,238	-4,707,948	-5,134,017	-5,598,646	-6,105,323	-6,657,855	-7,260,391	-7,917,456	-8,633,986	0
Intereses de deuda		-6,848,207	-6,615,880	-6,362,527	-6,086,245	-5,784,960	-5,456,409	-5,098,124	-4,707,414	-4,281,344	-3,816,716	-3,310,038	-2,757,507	-2,154,971	-1,497,905	-781,376	0
Pago total en concepto de deuda		-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	-9,415,362	0
ILGG (35%) con financiamiento		1,635,060	1,784,001	1,941,057	2,106,901	2,282,269	2,467,960	2,664,847	2,873,879	3,096,093	3,332,617	3,584,681	3,853,626	4,140,914	4,448,136	4,777,030	5,129,488
DSCR		1.62	1.63	1.63	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.63	1.63	1.62	1.61	1.60	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-18,917,700	5,874,443	5,918,720	5,957,042	5,988,758	6,013,156	6,029,459	6,036,821	6,034,314	6,020,927	5,995,557	5,956,999	5,903,937	5,834,935	5,748,425	5,642,699	14,931,250
Tasa de retorno con financiamiento	32.0%																

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Año																	
0.50%																	
Degradación de parral anual																	
Producción (MMH)	314,996	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00
Precio de ajuste	0.00%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Factor ajustado (USD/MMH)	59.00	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	22,463,628
Costos																	
Operación y mantenimiento	1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778	1,833,413
Alquiler del terreno	259,900	264,318	268,812	273,382	278,019	282,755	287,552	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673	340,363
Total de costos de operación (USD)	1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451	2,173,781
Margen de operación (USD)	16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738	20,289,845
Amortización contable (USD)	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
sin financiamiento:																	
IGG (3%) sin financiamiento	4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488	5,209,330
Flujo de caja sin financiamiento	-94,586,500	13,018,524	13,145,524	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250	15,079,921
Costo interno de retomo	13.7%																
Con financiamiento:																	
Revolución de capital de la deuda	-641,789	-699,870	-763,209	-832,279	-907,600	-989,738	-1,079,309	-1,176,987	-1,283,504	-1,399,661	-1,526,331	-1,664,464	-1,815,098	-1,979,364	-2,158,496	0	0
Intereses de deuda	-1,712,052	-1,653,970	-1,590,632	-1,521,961	-1,446,240	-1,364,102	-1,274,531	-1,176,853	-1,070,336	-954,179	-827,510	-699,377	-538,743	-374,476	-195,344	0	0
Pago total en concepto de deuda	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	-2,353,840	0	0
IGG (3%) con financiamiento	3,432,714	3,520,670	3,611,220	3,704,541	3,800,821	3,900,268	4,003,004	4,109,575	4,219,946	4,334,595	4,453,566	4,577,472	4,706,593	4,841,336	4,982,141	5,129,488	5,287,976
DSGR	5.73	5.78	5.82	5.87	5.91	5.95	6.00	6.04	6.08	6.12	6.16	6.20	6.24	6.28	6.31	0.00	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-75,670,800	11,138,309	11,248,573	11,348,400	11,452,640	11,556,125	11,658,673	11,760,084	11,860,139	11,958,595	12,055,191	12,149,635	12,241,612	12,330,776	12,416,746	12,499,109	14,931,250

Sensibilidad – tasa de deuda de 7.05%

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Sin financiamiento:	Degradación de panel anual	0.50%																
	Producción (MWh)	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181	
	Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	
	Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	
	Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97	
	Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
	Costos																	
	Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
	Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
	Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738	
Amortización contable (USD)	17 años		5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	
Sin financiamiento:																		
ILGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488	
Flujo de caja sin financiamiento	-94,586,500	12,892,932	13,018,524	13,145,520	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250	
Tasa interna de retorno	13.7%																	
Con financiamiento:																		
Devolución de capital de la deuda		-1,499,857	-1,605,596	-1,718,791	-1,839,966	-1,969,688	-2,108,546	-2,257,198	-2,416,331	-2,586,682	-2,769,043	-2,964,261	-3,173,241	-3,396,955	-3,636,440	-3,892,809	0	
Intereses de deuda		-2,667,396	-2,561,656	-2,448,461	-2,327,287	-2,197,569	-2,058,706	-1,910,054	-1,759,921	-1,580,570	-1,398,209	-1,202,991	-994,011	-770,297	-530,812	-274,443	0	
Pago total en concepto de deuda		-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	-4,167,252	0	
ILGG (35%) con financiamiento		3,098,344	3,202,980	3,310,980	3,422,537	3,537,856	3,657,156	3,780,671	3,908,652	4,041,364	4,179,094	4,322,148	4,470,850	4,625,549	4,786,619	4,954,457	5,129,488	
DSCR			3.32	3.34	3.36	3.38	3.40	3.42	3.44	3.46	3.48	3.49	3.51	3.53	3.54	3.56	3.57	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-56,753,100	9,659,268	9,747,851	9,835,229	9,921,232	10,005,678	10,088,373	10,169,105	10,247,651	10,323,765	10,397,189	10,467,642	10,534,823	10,598,408	10,658,052	10,713,382	14,931,250	
Tasa de retorno con financiamiento	17.8%																	

Sensibilidad – tasa de deuda de 11.05%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.50%																
Producción (MWh)	314,996	314,996	313,421	311,854	310,995	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97
Total de ingresos (USD)	18,564,764	18,866,201	19,030,277	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,193,147	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,354	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,080	20,060,738
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
sin financiamiento:																	
UIGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488
Flujo de caja sin financiamiento		12,892,932	13,018,524	13,145,520	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,880	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250
Tasa interna de retorno																	
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-1,095,308	-1,216,339	-1,350,745	-1,500,002	-1,665,752	-1,849,818	-2,054,223	-2,281,214	-2,533,289	-2,813,217	-3,124,078	-3,469,288	-3,852,644	-4,278,362	-4,751,121	0
Intereses de deuda		-4,180,812	-4,059,780	-3,925,375	-3,776,117	-3,610,367	-3,426,302	-3,221,897	-2,994,905	-2,742,831	-2,462,902	-2,152,002	-1,806,831	-1,423,475	-997,758	-524,999	0
Pago total en concepto de deuda		-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	-5,276,119	0
UIGG (35%) con financiamiento		2,568,648	2,678,636	2,794,060	2,915,446	3,043,377	3,178,498	3,321,526	3,473,257	3,634,573	3,806,452	3,989,980	4,186,363	4,396,937	4,623,188	4,866,762	5,129,488
DSCR		2.72	2.74	2.75	2.77	2.78	2.79	2.80	2.81	2.82	2.83	2.84	2.84	2.84	2.84	2.84	0.00
Flujo de caja con financiamiento		9,080,096	9,163,228	9,243,281	9,319,455	9,391,290	9,458,164	9,519,383	9,574,178	9,621,689	9,660,965	9,690,942	9,710,442	9,718,153	9,712,616	9,692,209	14,931,250
Tasa de retorno con financiamiento																	
Tasa de retorno con financiamiento																	

Sensibilidad – financiamiento del 60% y tasa de deuda de 11.05%

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Degradación de panel anual	0.5%																
Producción (MWh)	314,996	314,996	313,421	311,854	310,295	308,743	307,199	305,663	304,135	302,614	301,101	299,596	298,098	296,607	295,124	293,649	292,181
Precio del contrato	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00
Factor de ajuste	0.0%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Precio ajustado (USD/MWh)	59.00	59.00	60.00	61.02	62.06	63.12	64.19	65.28	66.39	67.52	68.67	69.83	71.02	72.23	73.46	74.70	75.97
Total de ingresos (USD)	18,584,764	18,806,201	19,030,277	19,257,023	19,486,471	19,718,652	19,953,600	20,191,347	20,431,927	20,675,373	20,921,720	21,171,002	21,423,255	21,678,513	21,936,812	22,198,190	
Costos																	
Operación y mantenimiento		1,400,000	1,423,800	1,448,005	1,472,621	1,497,655	1,523,115	1,549,008	1,575,341	1,602,122	1,629,358	1,657,057	1,685,227	1,713,876	1,743,012	1,772,643	1,802,778
Alquiler del terreno		259,900	264,318	268,812	273,382	278,029	282,755	287,562	292,451	297,423	302,479	307,621	312,850	318,169	323,578	329,079	334,673
Total de costos de operación (USD)		1,659,900	1,688,118	1,716,816	1,746,002	1,775,684	1,805,871	1,836,571	1,867,792	1,899,545	1,931,837	1,964,678	1,998,078	2,032,045	2,066,590	2,101,722	2,137,451
Margen de operación (USD)		16,924,864	17,118,083	17,313,461	17,511,021	17,710,786	17,912,781	18,117,029	18,323,554	18,532,382	18,743,536	18,957,042	19,172,925	19,391,210	19,611,923	19,835,090	20,060,738
Amortización contable (USD)	17 años	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057	5,405,057
Sin financiamiento:																	
IIIGG (35%) sin financiamiento		4,031,932	4,099,559	4,167,941	4,237,087	4,307,005	4,377,703	4,449,190	4,521,474	4,594,564	4,668,468	4,743,195	4,818,754	4,895,153	4,972,403	5,050,512	5,129,488
Flujo de caja sin financiamiento	-94,588,500	12,892,932	13,018,524	13,145,520	13,273,934	13,403,781	13,535,078	13,667,839	13,802,080	13,937,818	14,075,068	14,213,847	14,354,171	14,496,056	14,639,520	14,784,579	14,931,250
Tasa interna de retorno	13.7%																
Con financiamiento:																	
Devolución de capital de la deuda		-1,640,962	-1,824,509	-2,026,117	-2,250,003	-2,498,629	-2,774,727	-3,081,334	-3,421,822	-3,799,933	-4,219,826	-4,686,116	-5,203,932	-5,778,967	-6,417,543	-7,126,681	0
Intereses de deuda		-6,271,218	-6,089,670	-5,888,062	-5,664,176	-5,415,551	-5,139,452	-4,832,845	-4,492,358	-4,110,246	-3,694,354	-3,228,063	-2,710,247	-2,135,213	-1,496,637	-787,498	0
Pago total en concepto de deuda		-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	-7,914,179	0
IIIGG (35%) con financiamiento		1,837,006	1,968,175	2,107,120	2,254,626	2,411,562	2,578,895	2,757,694	2,949,149	3,154,577	3,375,444	3,613,373	3,870,167	4,147,829	4,448,580	4,774,887	5,129,488
DSR		1.91	1.91	1.91	1.92	1.93	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.93	1.93	1.92	1.90	0.00
Flujo de caja con financiamiento	-37,835,400	7,173,678	7,235,729	7,292,162	7,342,216	7,385,045	7,419,707	7,446,155	7,460,226	7,463,625	7,453,913	7,429,490	7,388,578	7,329,201	7,249,164	7,146,024	14,931,250
Tasa de retorno con financiamiento	20.0%																