

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA  
ESCUELA DE POSTGRADO

# **EVALUACIÓN DEL PROYECTO FVSJ18 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS**

## **Impacto del precio de venta en la rentabilidad del proyecto**

**AUTORA: OVEJERO, Clara L. (Leg. Nº 104094)**

**DOCENTE TUTOR: BERNARDOTTI, Eduardo**

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
ESPECIALISTA EN ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO**

**BUENOS AIRES**

**PRIMER CUATRIMESTRE 2018**



## Contenido

1. Presentación.....	5
2. Introducción .....	6
2.1. Energía solar.....	6
2.2. Tecnología .....	6
2.2.1. Tecnología solar fotovoltaica .....	6
2.2.2. Tecnología en almacenamiento de ERNC en baterías.....	8
3. Contexto mundial, regional y local.....	11
3.1. Contexto mundial.....	11
3.1.1. Solar fotovoltaica .....	11
3.1.2. Almacenamiento en baterías .....	13
3.2. Contexto regional.....	16
3.3. Contexto local.....	17
4. Marco regulatorio del Mercado Eléctrico argentino .....	19
4.1. Marco regulatorio general. Leyes 15.336 y 24.065.....	19
4.2. Marco regulatorio ERNC.....	20
4.2.1. Leyes y decretos (relativos a generación) .....	20
4.2.2. Resoluciones y disposiciones administrativas aplicables a ERNC .....	23
4.2.3. Aspectos regulatorios relativos al almacenamiento en baterías .....	26
5. Hipótesis base: supuestos y fundamentos.....	28
5.1. Proyecciones .....	28
5.1.1. Proyección de la demanda .....	28
5.1.2. Proyección de la oferta .....	30
5.1.3. Evolución del precio del combustible y disponibilidad .....	33
5.1.4. Evolución del precio spot .....	35
5.2. Planificación de ampliaciones de transporte nacionales e internacionales .....	39
5.3. Diseño y tecnología .....	45
5.3.1. Diseño del parque solar fotovoltaico .....	45
5.3.2. Evaluación del recurso. Matriz de selección .....	50
5.3.3. Conclusión y justificación de la locación elegida.....	51
5.4. Descripción del proyecto y costos asociados.....	53

5.4.1.	Emplazamiento. Localización geográfica .....	53
5.4.2.	Aspectos legales, administrativos y adquisición del terreno .....	53
5.4.3.	Características del recurso solar en la locación .....	57
5.4.4.	Tecnología .....	57
5.4.5.	Dimensionamiento del proyecto.....	61
5.4.6.	Conexión SADI. Estación Transformadora Solar.....	63
5.4.7.	Presupuesto.....	64
5.5.	Hipótesis de venta.....	66
5.5.1.	Contrato de abastecimiento y determinación del precio de venta .....	69
5.6.	Sensibilidades y riesgos .....	71
6.	Análisis económico financiero. Modelo BASD .....	71
6.1.	Análisis económico financiero. Consideraciones finales.....	74
6.1.1.	Análisis A: Rentabilidad del escenario base .....	74
6.1.2.	Análisis B: Contribución bruta de la venta en un escenario base .....	74
7.	Escenarios alternativos .....	75
	Escenario Optimista .....	75
	Escenario Pesimista.....	76
8.	Variación de la Hipótesis Base: El impacto de la variación del precio de venta en la rentabilidad del proyecto .....	77
9.	Conclusiones .....	78

## 1. PRESENTACIÓN

---

Se presenta a continuación el Proyecto de generación solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías denominado *FVSJ18*.

El objetivo del presente análisis consiste en determinar la viabilidad económica-financiera de la siguiente hipótesis: un proyecto de generación de fuente renovable con potencia firme gracias al almacenamiento en baterías, para alimentar una demanda plana de 10 MW mediante un contrato a largo plazo (20 años) con un Gran Usuario que pretende dar cumplimiento a la participación renovable en su matriz dispuesta por Ley 27.191<sup>1</sup>.

El proyecto consiste en la instalación de un parque solar fotovoltaico de 42,26 MW de potencia instalada, asociado a un parque de baterías de litio con capacidad de almacenamiento de 120 MWh. Se emplazaría tentativamente en el departamento de Ullum, Provincia de San Juan, Argentina, para abastecer al sistema interconectado a través de la Estación Transformadora Solar Ullum IV 132 kV/33 kV a partir del año 2021.

En el transcurso del análisis se exponen las características y supuestos que conforman la hipótesis planteada y el contexto en el que se pretende enmarcar el proyecto<sup>2</sup>. A tales fines, se analizarán las condiciones técnico-económicas para la construcción de un parque con las mencionadas características, los costos asociados, las posibilidades de comercialización y se identificarán las posibles variaciones o sensibilidades al proyecto original, todo ello con el objeto de concluir sobre la viabilidad de la hipótesis base desde una perspectiva técnica, económica, financiera y regulatoria.

Finalmente, en base a los indicadores financieros obtenidos, se analizará en particular sobre el impacto en la rentabilidad del proyecto que generan las variaciones en el precio de venta.

---

<sup>1</sup> Dispone que las Grandes Demandas cuya demanda máxima simultánea contratada supere los 300 KW de potencia deberán reemplazar con energía renovable su matriz de energía consumida anual, con un cupo cuyo valor inicial sería del 8% a diciembre de 2017, para incrementarse al 20% en el año 2025

<sup>2</sup> Se hace presente que atento el contexto financiero actual del país, y a los fines académicos, el proyecto planteado se ha enmarcado en un sistema eléctrico argentino normalizado, tomando como valor referencial el dólar norteamericano a diciembre de 2017. Asimismo, se han omitido aspectos de influencia como Eficiencia energética y desarrollo de redes inteligentes.

## 2. INTRODUCCIÓN

---

### 2.1. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía limpia e inagotable, cuyo aprovechamiento se obtiene mediante la conversión de la radiación del sol a calor (solar térmica) o electricidad (solar fotovoltaica). Tal aprovechamiento se encuentra condicionado por la intensidad de irradiación, los ciclos diarios y anuales del recurso, las condiciones climatológicas del lugar en la que se emplaza un proyecto o desarrollo y de los dispositivos utilizados para captar la energía y transformarla en otra compatible con la demanda que se pretende satisfacer. En el presente documento nos enfocaremos en la energía solar fotovoltaica<sup>3</sup>.

### 2.2. TECNOLOGÍA

#### 2.2.1. Tecnología solar fotovoltaica

Esta tecnología consiste en convertir la radiación solar en electricidad a través de dispositivos sensibles a la luz solar (efecto fotoeléctrico) y es la que actualmente ha logrado mayor difusión y desarrollo en relación a su fácil instalación, escalabilidad y bajos costos de mantenimiento.

Los componentes tecnológicos a utilizar dependen de la conexión o no a la red (aislado) y de las características de la instalación. Todo sistema fotovoltaico conectado está formado por equipos que cumplen las funciones de *producir* y *transformar* la energía eléctrica, a diferencia de la generación aislada, que además requiere de equipos de *acumulación* y *regulación de carga*. En el caso que nos ocupa, el Proyecto FVSJ18 presenta la particularidad del almacenamiento en baterías, por lo que su diseño también tendrá en cuenta tales componentes<sup>4</sup>:

- > Celdas fotovoltaicas: son los dispositivos semiconductores sensibles a la luz solar, de manera que al ser expuestas producen la conversión de la radiación en electricidad (conversión fotovoltaica): la incidencia de la radiación luminosa

---

<sup>3</sup> Referencia: “Energías Renovables 2008 - Energía Solar”, Coordinación de Energías Renovables –Dirección Nacional de Promoción - Subsecretaría de Energía Eléctrica, 2008, publicado en URL: [http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro\\_energia\\_solar.pdf](http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_solar.pdf)

“Energía solar fotovoltaica”, Acciona, consultado en agosto 2018. Publicado en URL: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica>

H. Saldías, H. Ulloa, “Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile”, 25 de mayo de 2008, publicado en URL: [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/renewables/EXTRAS/The\\_Chilean\\_renewables\\_law.pdf](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/renewables/EXTRAS/The_Chilean_renewables_law.pdf)

<sup>4</sup>Fonroche Renewables Energies, “Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar”, consultado en agosto de 2018, publicado en URL: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

sobre la celda crea una diferencia de potencial y una corriente aprovechable. Otra variable es el dispositivo semiconductor que obtiene radiación solar mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina

- > Placas fotovoltaicas (módulos): son un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí, que generan electricidad en corriente continua. Para su mejor aprovechamiento se busca orientarlas (teniendo en cuenta la ubicación y latitud) para obtener un mayor rendimiento. Basados en las pérdidas de temperatura para la producción de energía se clasifican en módulos cristalinos y de capa fina (existen otras tecnologías, siendo estas las dominantes)
 

Los módulos se ubican en estructuras de soporte, las cuales se clasifican según su potencial para captar la irradiancia sobre plano inclinado respecto a irradiación horizontal en: a) posición fija, b) seguidora de un eje (horizontal N-S o inclinado N-S) y c) seguidora de doble eje.

La elección del tipo de módulo depende de la temperatura ambiente y superficie disponible.
- > Regulador de carga: protege a la batería contra las sobrecargas y contra las descargas. Además se emplea para proteger a las cargas en condiciones extremas de operación, y para proporcionar información al usuario.
- > Baterías: Son los componentes de almacenamiento de la energía eléctrica generada. En este tipo de desarrollos se utilizan baterías estacionarias caracterizadas por su ciclado: durante un ciclo diario la batería se carga; y se descarga durante la noche; sobrepuesto al ciclado diario hay un ciclo estacional, que está asociado a períodos de reducida disponibilidad de radiación.
- > Inversor u ondulador: Transforma la corriente continua (1500V) generada por las placas fotovoltaicas y/o acumulada en las baterías a corriente alterna (a 230V y 50 Hz). Se trata de aparatos de gran potencia que incluyen controladores de fase (regulador de carga) para adecuar la corriente alterna a la frecuencia que circula por la red.
- > La vida útil de este tipo de desarrollos es de 25-30 años, según fabricante.

### Ventajas y desventajas de la tecnología solar fotovoltaica:

#### Ventajas:

- > Tecnología madura y fiable, que no supone ningún problema para su conexión a la red eléctrica.
- > Tecnología ampliamente desarrollada y de bajos costos de operación y mantenimiento (pocas partes y componentes).
- > Relativamente bajos costos de capital y con tendencia a costos decrecientes.
- > Sistemas modulares, lo que facilita su transporte y escalamiento incluso en zonas aisladas.
- > Independencia de combustibles fósiles

Desventajas:

- > Recurso intermitente y volátil
- > Exige importantes superficies para su instalación
- > Baja eficiencia

### 2.2.2. Tecnología en almacenamiento de ERNC en baterías

El principal objetivo del almacenamiento de energía<sup>5</sup> es permitir el aprovechamiento del recurso intermitente proveniente de energías renovables no convencionales mientras están disponibles y almacenar la energía para su utilización en otro momento, por ejemplo, para cubrir un pico o de reserva. Al no ser posible almacenarla como electricidad, es necesario transformarla en otros tipos de energía, como la mecánica o química, a través de distintas tecnologías, siendo las tecnologías líder –entre otras– las baterías de ion de litio y las de flujo<sup>67</sup>.

Las tecnologías de almacenamiento se pueden categorizar<sup>8</sup> y agrupar de acuerdo a características que definen su posible aplicación y modelos comerciales factibles:

- △ Categorización científica, es decir, mecánica, térmica, química, electroquímica y eléctrica.
- △ Características de rendimiento, es decir, según el tiempo de descarga a potencia nominal y capacidad de almacenamiento.
- △ Duración de almacenamiento, es decir, segundos a minutos, diariamente, semanalmente a mensualmente.
- △ Madurez, es decir, según se encuentre en etapa investigación y desarrollo, demostración y despliegue, o comercialización. A medida que las tecnologías pasan de la etapa de demostración e implementación a la comercialización, el costo de la tecnología se reduce y las características técnicas a menudo mejoran.

No todos los dispositivos de almacenamiento son aptos para todas las aplicaciones. La mayoría de las instalaciones en EE. UU. utilizan baterías de iones de litio, pero los parámetros de diseño como la capacidad de potencia, la capacidad de energía y la duración varían según la región y proyecto: por ejemplo, para aplicaciones tales como la confiabilidad y volatilidad, las instalaciones de

---

<sup>5</sup> P. D’Aprile, J. Newman, D. Pinner, “The new economics of energy storage”, McKinsey & Company, Agosto 2016, publicado en URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage#0>

<sup>6</sup> “E-storage: Shifting from cost to value 2016”, World Energy Council, enero 2016, publicado en URL: <https://www.worldenergy.org/publications/2016/e-storage-shifting-from-cost-to-value-2016/>

<sup>7</sup> Otra de las tecnologías ampliamente desarrolladas son las baterías de flujo, llegándose a afirmar que en el corto plazo puedan incluso representar un menor costo que las baterías de litio (Fuente: <http://energystoragereport.info/study-flow-batteries-beat-lithium-ion/#sthash.c07jCAVv.ILWordWb.dpbs>)

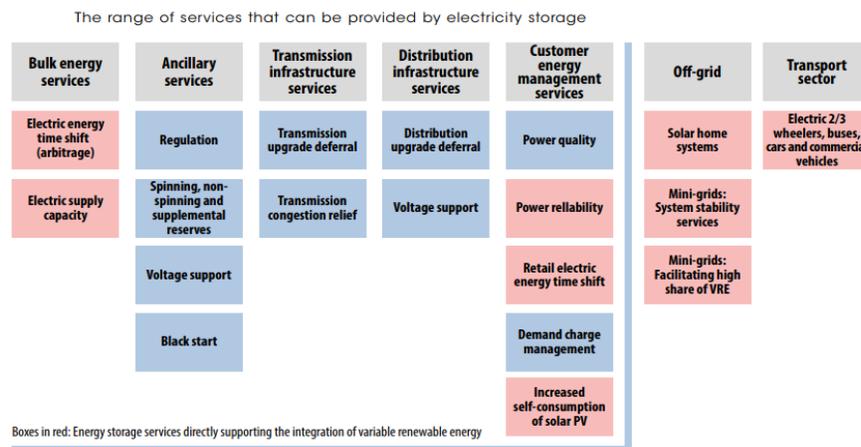
<sup>8</sup> “E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications”, World Energy Council, 2016, Londres. ISBN: 978 0 946121 44 1.

almacenamiento de baterías a gran escala tienden a estar orientadas a la energía con pequeñas capacidades de potencia y duraciones largas; mientras que las instalaciones para aplicaciones de regulación de frecuencia se orientan a instalaciones de almacenamiento con capacidades más grandes y duraciones más cortas; por su parte, los sistemas que demandan grandes picos de potencia se asocian a características de menor capacidad de almacenamiento y rápida respuesta para descarga. Por último, un sistema de almacenamiento conectado a la red ubicado junto a fuentes renovables necesita combinar la capacidad de almacenar energía por horas, y también debe proporcionar alta potencia en otros momentos del día para lidiar con los problemas de volatilidad inherentes asociados con la energía renovable, por lo tanto, las tecnologías de batería de larga duración pueden ser adecuadas para dicha aplicación (litio y de flujo).

Los criterios a evaluar al definir la tecnología de almacenamiento en baterías son la capacidad y la potencia de la batería, la profundidad de descarga (DoD), la eficiencia de carga y descarga y su vida útil.

- △ Capacidad y potencia: es la cantidad total de electricidad que puede almacenar una batería solar (kWh). La potencia es la cantidad de electricidad que una batería puede entregar a la vez (kW).
- △ Profundidad de descarga (DoD Depth of Discharge): se refiere a la parte de la capacidad total de la batería como carga retenida, que puede expresarse en porcentajes (%) o Amperio hora (Ah). En términos generales, un DoD más alto significa que podrá utilizar una mayor capacidad de su batería.
- △ Eficiencia Round-trip: se refiere a la pérdida de electricidad (MWh) que se produce al cargar la batería y luego recuperarla del almacenamiento (también llamada eficiencia de CA / CA), expresada en porcentajes (%). Cuanto mayor sea la eficiencia, menor será la pérdida debido al almacenamiento, más eficiente será el sistema en su conjunto.
- △ Ciclaje y vida útil: se refiere a la cantidad de ciclos de carga y descarga o años de vida útil a una cierta capacidad garantizados por el fabricante.

### Posibles prestaciones de servicios mediante almacenamiento en baterías:



Fuente: IRENA, "Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030"

### Ventajas y desventajas de la tecnología de almacenamiento en baterías:

#### Ventajas

- Da firmeza al flujo de energías intermitentes, que puede aumentar o disminuir de maneras impredecibles.
- Tecnología modular e integrable en los sistemas de electricidad como servicio de respaldo, lo que mejora la confiabilidad.
- Puede minimizar los costos de generar energía almacenando cuando generar es significativamente más económico.
- Permite menor dependencia de combustibles fósiles como reserva.

#### Desventajas

- Tecnología en etapa de demostración y desarrollo. Poco acceso a la información sobre su aplicación.
- Costos de inversión considerablemente elevados.
- Ambientalmente, objetadas por la complejidad para la disposición al final de su vida útil.

#### 2.2.2.1. Baterías Li-on (iones de litio):

Los avances en tecnología y materiales han aumentado en gran medida la confiabilidad y el rendimiento de los sistemas de baterías, y las economías de escala han reducido drásticamente los costos asociados, aunque todavía no todas sus aplicaciones resultan económicas.

La tecnología de baterías Li-on es una de las más desarrolladas y utilizadas<sup>9</sup> para el almacenamiento de energía eléctrica (representaron más del 95% de las nuevas instalaciones de almacenamiento en 2015<sup>10</sup>) y por sus características son las indicadas para en proyectos de generación fotovoltaica conocidos como “solar-plus-storage” (batería de almacenamiento solar), siendo aptas para el almacenamiento en sistemas residenciales, comerciales, industriales e incluso a escala de servicios públicos o infraestructura de transmisión y distribución.

---

<sup>9</sup>R. Manghani “Energy Storage: Evolution and revolution on the electric grid”, National Conference of State Legislatures, 29 de marzo de 2018, publicado en URL: [http://www.ncsl.org/Portals/1/Documents/energy/webinar\\_energy\\_storage\\_final2\\_32165.pdf](http://www.ncsl.org/Portals/1/Documents/energy/webinar_energy_storage_final2_32165.pdf)

<sup>10</sup> P. D’Aprile, J. Newman, D. Pinner, “The new economics of energy storage”, McKinsey & Company, Agosto 2016, publicado en URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage#0>

### 3. CONTEXTO MUNDIAL, REGIONAL Y LOCAL

---

#### 3.1. CONTEXTO MUNDIAL

##### Agenda mundial de la industria eléctrica. Transición energética<sup>11</sup>

Los sistemas de electricidad a nivel mundial están atravesando un periodo de transición y transformación, siendo los principales temas de interés los siguientes:

- Descarbonización de la electricidad (Reemplazo de combustibles fósiles por ERNC y Almacenamiento como factor clave en la descarbonización)
- Electrificación de la economía (son cada vez más las actividades electrificadas)
- Descentralización (recursos energéticos distribuidos)
- Digitalización del sector (avances en tecnología digital que transforma la planificación y las operaciones del sistema)
- Regionalización de los mercados
- Integración de sistemas para mayor eficiencia en la explotación de recurso y economía de escala
- Acceso universal

La preocupación por el cambio climático ha dado lugar a una tendencia hacia la descarbonización de la electricidad, impulsando el reemplazo combustibles fósiles por ERNC. Esta tendencia ha tomado relevancia dado que la creciente demanda de energía a nivel mundial es considerada de una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero, los que a su vez contribuyen al cambio climático.

La demanda de energía atendida por la electricidad se expande a medida que la economía global se vuelve cada vez más electrificada, lo que lleva a concluir la necesidad de descarbonizar el propio sector de la energía eléctrica para contribuir a la sostenibilidad del desarrollo humano.

En este contexto resulta técnica y económicamente viable producir electricidad a partir de fuentes de energía renovables para reemplazar la utilización de combustibles fósiles. Los avances disruptivos en tecnologías de almacenamiento, como las baterías, pueden ser un factor clave en la descarbonización eléctrica total, en tanto permiten mitigar la intermitencia de la energía renovable.

Las medidas políticas con visión de futuro, desarrolladas con enfoques regulatorios adecuados, serán esenciales para guiar las fuerzas del mercado y la inversión privada hacia la descarbonización, mientras que los modelos de negocios innovadores pueden contribuir a este proceso de transformación.

##### 3.1.1. Solar fotovoltaica

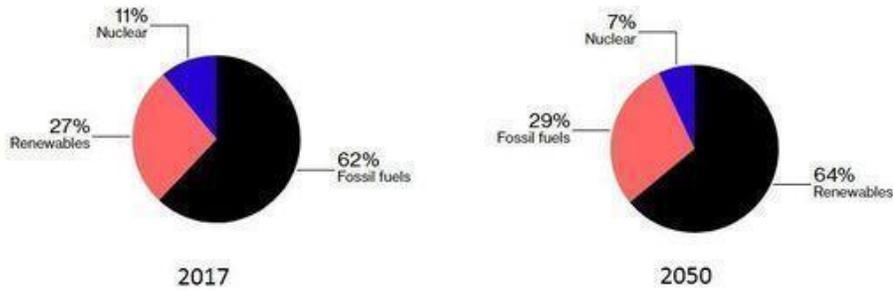
---

<sup>11</sup> “Temas claves de la agenda global: Electricidad” World Economic Forum, consultado en septiembre de 2018, publicado en url:<https://toplink.weforum.org/knowledge/insight/a1Gb000000LOnLEAW/explore/summary>

De acuerdo al informe New Energy Outlook (NEO) 2018<sup>12</sup> de Bloomberg NEF, las energías renovables probablemente tengan una participación mayoritaria en la generación de energía para el año 2050, tomando aproximadamente la misma porción de la industria que el gas natural y el carbón poseen ahora.

**Cleaner Power**

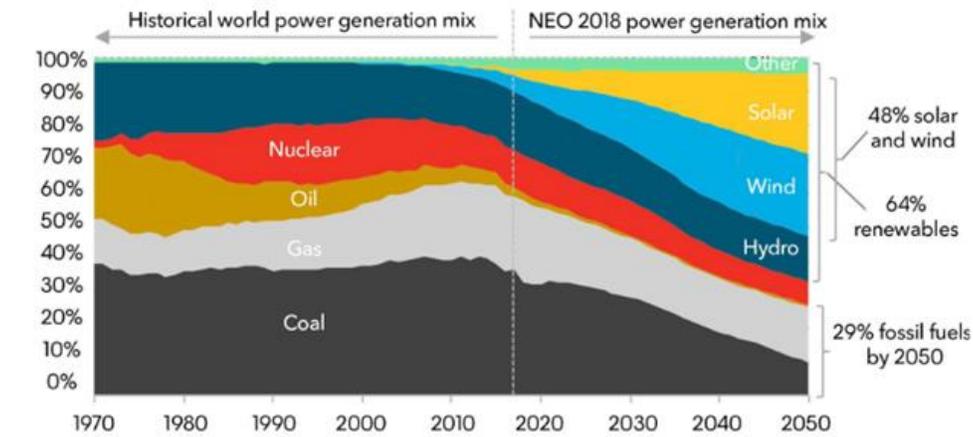
The world's power mix is predicted to shift from 2/3 fossil fuels to 2/3 renewables



Source: Bloomberg New Energy Finance

Para el año 2050, se estima que la matriz energética mundial estará compuesta por un 64% de fuentes renovables, de los cuales 49% corresponderá a energía solar y eólica.

**Power generation mix**

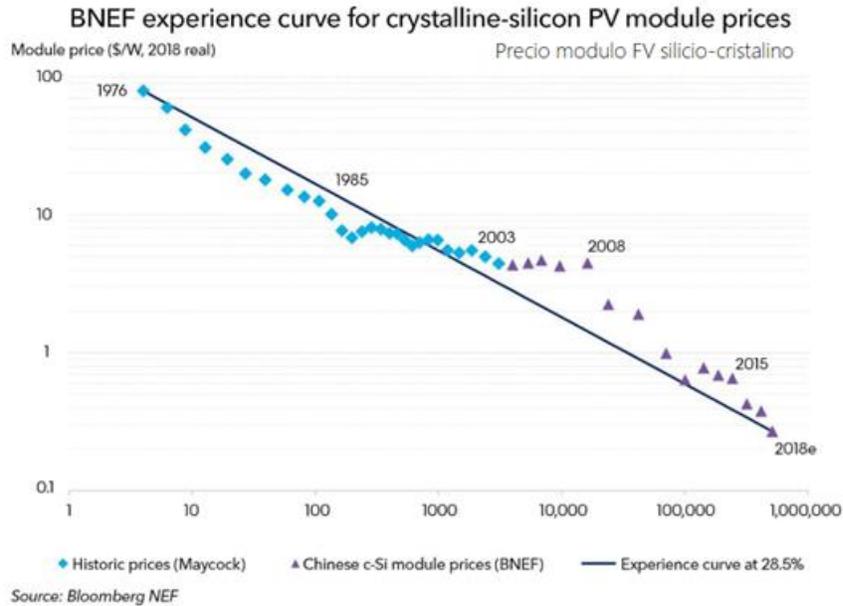


Source: Bloomberg NEF, IEA.

<sup>12</sup> R. Landberg, A. Hirtenstein "Coal Is Being Squeezed Out of Power by Cheap Renewables", Bloomberg LP, 21 de junio de 2018, publicado en URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-06-19/coal-is-being-squeezed-out-of-power-industry-by-cheap-renewables>

La energía solar se convertirá en los próximos diez años en la fuente de electricidad más barata en muchas partes del mundo, en un contexto de caída continuada en el costo de los paneles fotovoltaicos.

Los módulos solares y las turbinas eólicas tienden a mostrar descensos marcados de los precios<sup>13</sup> a medida que mejoran los procesos de fabricación.



### 3.1.2. Almacenamiento en baterías<sup>14</sup>

#### Perspectiva de la tecnología<sup>15</sup>

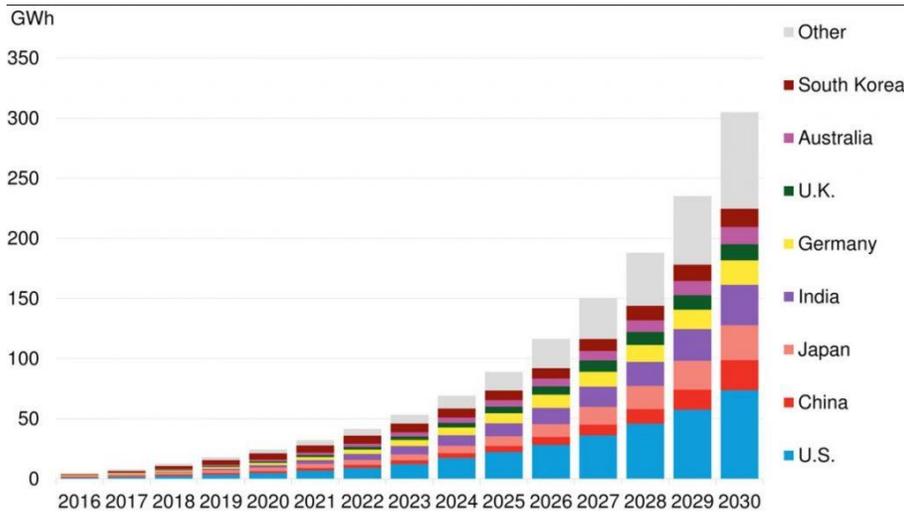
El pronóstico del mercado de almacenamiento a nivel mundial muestra una importante penetración, multiplicándose su implementación seis veces entre 2016 y 2030, y se elevará a un total de 125 GW / 305 GWh.

<sup>13</sup> D. Fickling, “Coal’s Resilience Will Be Its Downfall”, Bloomberg LP, 20 de diciembre de 2018, publicado en URL: <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2017-12-20/coal-s-resilience-will-be-its-downfall>

<sup>14</sup> “El mercado de almacenamiento global se duplicará seis veces para 2030”, Bloomberg NEF, 20 de noviembre de 2017, publicado en URL: <https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/>

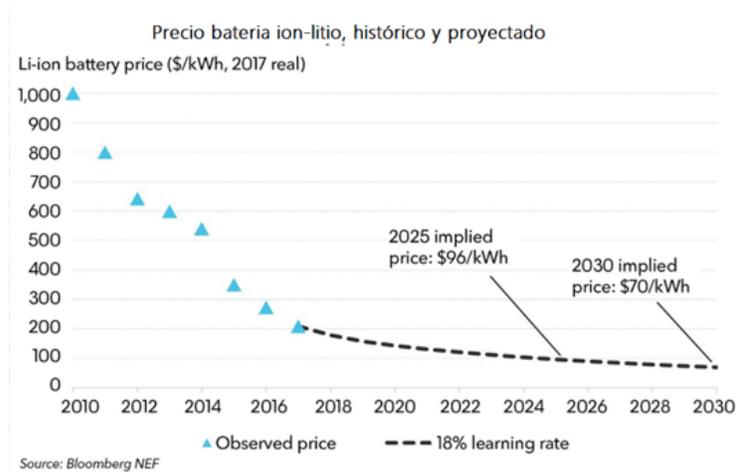
<sup>15</sup> M. Rogers, “Five technologies to watch”, McKinsey Quarterly, Enero 2012, publicado en URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/five-technologies-to-watch>

Fuente: Bloomberg New Energy



Esta es una trayectoria similar a la notable expansión que experimentó la industria solar entre 2000 y 2015, en la que la participación de la fotovoltaica como porcentaje de la generación total se multiplicó siete veces. De acuerdo al Informe Bloomberg New Energy Finance 2018, ocho países liderarán el mercado, con un 70% de capacidad instalada, EE. UU., China, Japón, India, Alemania, Reino Unido, Australia y Corea del Sur. El almacenamiento de energía será una fuente crucial de flexibilidad durante este período y será esencial para integrar niveles crecientes de energía renovable.

Respecto al almacenamiento en baterías, la reducción de los costos que hagan rentable su instalación es crucial en la transición de los combustibles fósiles a las energías renovables como principal fuente energética. El desarrollo de estas tecnologías no sólo colaboraría a sortear las barreras de integración de las fuentes renovables sino también colaborará a evitar el sobredimensionamiento de las plantas y líneas de transmisión para poder satisfacer los picos de demanda.



Source: Bloomberg NEF

### Perspectivas del sector<sup>16</sup>

#### Δ En corto plazo (5 años)

- La industria se centra en los aspectos básicos: cómo armar proyectos de almacenamiento, desarrollo de los componentes, analizar las diferentes opciones de la cadena de suministro para la adquisición y los riesgos asociados.
- Se estima que el rápido desarrollo técnico de tecnologías específicas de almacenamiento continuará, particularmente las baterías, lo que se traducirá en la reducción de costos mediante mejoras, como una mayor vida útil del ciclo y la fabricación (producción en volumen y aprendizaje). Esto se verá influenciado por el crecimiento del mercado de vehículos eléctricos.
- Durante este período no se determinarán los verdaderos costos para la mayoría de las aplicaciones, pero las tendencias de costos y las previsiones serán más claras. Se producirá cierta consolidación de proveedores y tecnologías, pero no de forma exhaustiva.
- La regulación y la legislación son actualmente impedimentos para varios mercados potenciales para el almacenamiento de energía, lo que implica la necesidad de que los gobiernos nacionales y los reguladores de la energía establezcan marcos políticos claros.

Esto será particularmente importante para el área del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos (por ejemplo, en algunas aplicaciones la capacidad de almacenamiento de energía tiene valor como inversión de capital como otros activos de red, y en otros, el almacenamiento de energía compite en mercados de energía, reservas y otras formas de flexibilidad).

- El almacenamiento de energía se volverá cada vez más financiable a medida que entren nuevos inversores de capital y los prestamistas deseen asumir el riesgo. Las principales áreas de crecimiento en los próximos cinco años probablemente sean, entre otros:
  - Almacenamiento de batería a pequeña escala junto con solar fotovoltaica.
  - Vehículos eléctricos.
  - Capacidades comerciales, de comunicaciones y de software para permitir que se agreguen múltiples fuentes de almacenamiento distribuido, respuesta a la demanda y generación distribuida en una “central eléctrica virtual”.
  - Hidroeléctrica de bombeo, especialmente en el sudeste de Asia, África y América Latina.
  - Sistemas eléctricos aislados, para ayudar a la integración de las energías renovables a fin de ahorrar costos de combustible.

#### Δ En el mediano plazo (5-8 años)

- La industria de almacenamiento pondrá mayor énfasis en la optimización: los operadores de almacenamiento buscarán permitir la provisión de servicios múltiples como optimizar la condición de la batería y su vida útil. Habrá un mayor desarrollo técnico con énfasis en el

<sup>16</sup> “World Energy Resources. E-Storage”, World Energy Council, 2016, publicado en URL: [https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources\\_E-storage\\_2016.pdf](https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_E-storage_2016.pdf)

software (algoritmos y sistemas de control que determinan cómo operará la planta de almacenamiento)

- Habrá una innovación continua en los modelos de negocio para el almacenamiento, similar a la variedad de enfoques empresariales vistos en el sector solar.
- Sinergias con el mercado de vehículos eléctricos: el mercado de vehículos eléctricos ayudará a reducir los costos de la batería de iones de litio, y habrá sinergias continuas con el almacenamiento estacionario.
- La importancia del almacenamiento durante largos períodos crecerá, ya que será necesaria la estructuración de la producción de electricidad con plazos de varios días o más.
- El panorama indica la aparición de varios mercados de almacenamiento de energía, con características técnicas, económicas y regionales muy diferentes, tales que eventualmente el campo será tan diverso como, por ejemplo, la generación de electricidad y el uso final son hoy en día.

### 3.2. CONTEXTO REGIONAL<sup>17</sup>

De acuerdo al informe “Escenarios energéticos para América Latina y el Caribe” del World Energy Council, existe en América Latina y Caribe (ALC) un contexto en el que se presentan nuevas oportunidades para la energía solar, eólica y geotérmica, así como un crecimiento continuo de los biocombustibles y el gas natural.

El crecimiento de la demanda de energía en se mantiene en un nivel relativamente alto a comparación del resto del mundo. El crecimiento de la generación eléctrica en ALC estará dominado por la energía hidroeléctrica hasta 2030 y eólica, solar y gas natural entre 2030 y 2060.

La demanda de petróleo alcanza su pico o se estabiliza después de 2040. El gas natural juega un papel clave en ALC, y su crecimiento varía ampliamente según los escenarios. Argentina, en particular, tiene un excelente recurso de gas y la escala de su desarrollo depende de la tasa de crecimiento económico y el enfoque elegido para resolver problemas relacionados con el desafío climático.

La matriz energética de la región estará en gran proporción compuesta por energía limpia, principalmente energía hidroeléctrica (sin embargo, las grandes represas hidroeléctricas son cada vez más controversiales: en los últimos años, Brasil y Chile han bloqueado proyectos hidroeléctricos en áreas ambientalmente sensibles). Las fuentes de energía alternativas, como la eólica, la solar y la geotérmica, sólo representan aproximadamente el 2% de la generación de electricidad en América Latina, en comparación con un promedio mundial del 4%. Sin embargo, los escenarios de

---

<sup>17</sup>World Energy Council, “Escenarios energéticos para América Latina y el Caribe”, 2017, publicado en dominio worldenergy.org, URL: [https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/LAC-Scenarios\\_summary-report\\_Spanish\\_WEB\\_2017.05.25.pdf](https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/LAC-Scenarios_summary-report_Spanish_WEB_2017.05.25.pdf)

ALC muestran que esta participación crecerá rápidamente, ofreciendo también oportunidades de inversión para el sector privado.

### 3.3. CONTEXTO LOCAL

La Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional<sup>18</sup>, expone el contexto de oportunidades de inversión de la siguiente manera:

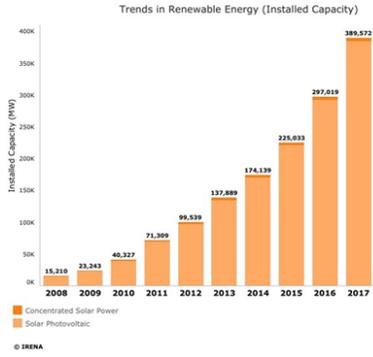
- Argentina tiene actualmente un sistema eléctrico costoso e insuficiente y una matriz de generación de energía no ambientalmente amigable.
- Una de las prioridades del país es asegurar un suministro de energía suficiente a medida que crece la demanda, mientras se reduce el costo de la electricidad y reduciendo las emisiones de CO2.
- El gobierno actual ha puesto en marcha un proceso de licitación para satisfacer la necesidad de generación de energía.
- Durante 2016 y 2017, se otorgaron casi 8GW por nuevas instalaciones de generación de energía térmica y renovable (~3GW para térmica y ~5GW para proyectos de energía renovable) y se esperan nuevos procesos de licitaciones para plantas de generación térmica de alta eficiencia, proyectos de energía renovable y ofertas para expandir la red de transmisión de alta tensión.
- El sector Renovables es considerado en tercer lugar como principal sector con oportunidad de inversión en el país (luego de petróleo/gas y minería), dentro del marco impuesto por ley que se propone alcanzar el objetivo del 20% de generación de energía renovable para 2025 (Ley N° 27.191). Asimismo, en línea con el objetivo de reducción de emisiones de CO2, se espera el desarrollo y financiamiento de numerosos proyectos renovables, lo que se evidencia con las distintas rondas del Programa RenovAr.
- Argentina tiene una amplia disponibilidad de recursos: las provincias del sur tienen de los más fuertes vientos del mundo, mientras que las provincias del norte tienen de los mejores recursos solares con altos niveles de radiación.
- Marco atractivo e incentivos fiscales para los inversores.
- Exitosas subastas en la ronda 1 y 1.5 en 2016 y oferta excedida en la ronda 2 en 2017.

A continuación, se puede apreciar la tendencia creciente a nivel mundial, regional y local de capacidad instalada de energía solar fotovoltaica:

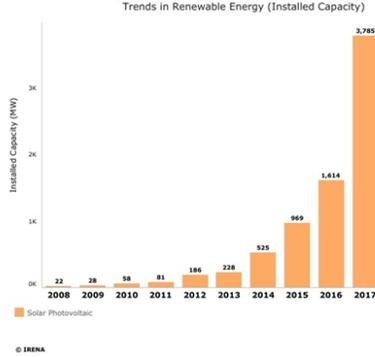
---

<sup>18</sup> Mapa de la inversión, proyectos anunciados desde 11/12/15 a 31/08/18, Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, consultado en septiembre 2018, publicado en URL: <http://www.inversionycomercio.org.ar/mapadelainversion.php#>

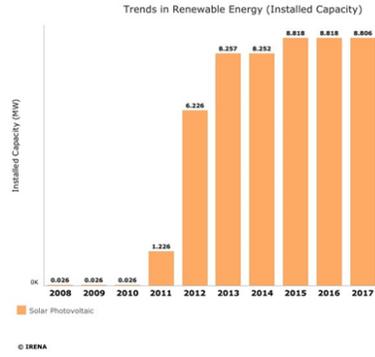
Mundial



Regional



Local



## 4. MARCO REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO<sup>19</sup>

---

### 4.1. MARCO REGULATORIO GENERAL. LEYES 15.336 Y 24.065

Como resultado de una reforma regulatoria, entre 1990–1992, Argentina paso de un sistema energético controlado por compañías estatales a un sistema de compañías privadas desintegradas verticalmente y horizontalmente. El sistema permitió la creación de mercados de gas y electricidad transparentes con precios libres y múltiples proveedores.

La ley 15.336 (1960), complementada posteriormente por la Ley 24.065 (1992), constituyen el Marco regulatorio general aplicable a las actividades de la industria eléctrica a nivel nacional. Dentro de este marco, siguiendo el criterio federalista, las provincias dictaron la norma aplicable dentro del ámbito geográfico de cada provincia e instituyeron sus respectivas autoridades de aplicación.

Si bien resulta abarcativo de la generación de energía a partir de fuentes renovables en los aspectos regulatorios generales, las señales regulatorias no fueron suficientes para impulsar su desarrollo, sino hasta la sanción de regímenes de fomento específicos; por el contrario, el desarrollo del parque térmico a gas natural se expandió considerablemente.

Sin embargo, después de la crisis política y económica de 2001 que impactó en el sector energético, el Gobierno Nacional impuso derechos de exportación al petróleo y reguló los precios domésticos. Se prohibieron las exportaciones de gas y se determinó el precio interno a niveles muy bajos que desincentivaron las inversiones.

En cuanto a la electricidad, los precios se fijaron a un nivel en el que solo se reconocían los costos operacionales de los generadores. Igualmente, las tarifas de distribución se congelaron, poniendo en riesgo la integridad de las redes.

En este contexto, se dictó de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561, la cual fue prorrogada sucesivamente hasta 2017. Mediante esta norma el Gobierno Nacional, entre otras medidas, inicialmente pesificó las tarifas de las empresas de distribución y transporte a un tipo de cambio de un peso argentino por cada dólar estadounidense, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación y facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de concesión. Como consecuencia de esta situación, el Gobierno fue regulando el sector, a los efectos de enfrentar la crisis energética.

Entre otras medidas, se destacan: a) la ex-Secretaría de Energía (SE) dejó sin efecto la aplicación del sistema de costos marginales (Resolución SE N° 204/2003), b) se estableció un precio spot máximo –actualmente en 240 \$/MWh, cf. Resolución SEE N° 20/2017–; c) el Gobierno Nacional promovió la firma de acuerdos con generadores, mediante los cuales éstos cedieron sus créditos pendientes de pago por parte de CAMMESA para la construcción de dos centrales térmicas, plan conocido como FONINVEMEM; d) la SE creó el Programa de Energía Plus Resolución N° 1281/06, para incentivar la inversión privada en generación; e) la Resolución SE N° 95/2013 oficializó cambios

---

<sup>19</sup> “Anuario 2017: Año de las energías renovables”, Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), 2017.

al régimen de remuneración de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM, fijando topes para la potencia puesta a disposición según el tipo de tecnología, nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles y una remuneración adicional por la energía generada, e impuso la contratación obligatoria a través de CAMMESA, entre otros aspectos.

Desde fines de 2015 y en la actualidad, el Mercado Eléctrico Argentino se encuentra en una etapa de transición hacia su normalización con el objeto de reconstruir los mercados libres de gas y electricidad y retornar a los marcos regulatorios previos a 2002, siendo los principales desafíos la quita progresiva de subsidios y la actualización de precios actualmente con topes en un complejo contexto social y económico.

Asimismo, también se encuentra inmerso en el fenómeno mundial de Transición energética, cuya finalidad es atender a los principales ejes consistentes en el acceso a la energía, las energías sustentables y la eficiencia energética, para garantizar seguridad energética, sostenibilidad ambiental, mayor inclusión, asequibilidad y equidad en el acceso a la energía.

En este contexto, se pretende lograr la diversificación de la matriz energética, lograr mayor eficiencia y competencia, fomentar la innovación tecnológica, afrontar los desafíos del cambio climático en el marco de acuerdos internacionales y robustecer las estructuras institucionales y mecanismos de mercado a través de una mayor integración y flexibilidad de marcos regulatorios.<sup>20</sup>

En materia de energías renovables no convencionales, teniendo en cuenta su tendencia de penetración creciente, encuentra su principal limitación en las redes de transporte, lo que obliga a atender de manera prioritaria los Planes de Expansión de Transporte.

## 4.2. MARCO REGULATORIO ERNC<sup>21</sup>

### 4.2.1. Leyes y decretos (relativos a generación)

△ *Ley 26.190 modificada por Ley 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica:*

La Ley Nacional de Energías Renovables N° 27.191 (2015), que reemplaza a la Ley N° 26.190 (2006)<sup>22</sup>, establece que todos aquellos Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las Grandes Demandas que sean clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o

<sup>20</sup> Reunión lanzamiento del proceso “Hacia una visión compartida de la Transición Energética Argentina al 2050”, CABA, 7 de junio de 2018.

<sup>21</sup> Legislación publicada por la Subsecretaría de Energías Renovables, consultada en agosto de 2018, disponible en URL: <https://www.argentina.gob.ar/legislacion-1>

<sup>22</sup> La Ley 26.190, reglamentada por el Decreto 562/2009 (actualmente derogado), fueron disposiciones que en la práctica no resultaron aplicadas. Previamente, La Ley 25.019 (1998) sobre el Régimen nacional de energía eólica y solar fue la primera disposición en fomentar el uso de las energías renovables, declarando de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. (cont.) La misma otorgaba beneficios fiscales (diferir el IVA) y estabilidad fiscal por el periodo de quince (15) años desde su sanción (19/10/1998).

de los Agentes Distribuidores cuya demanda máxima simultánea contratada supere los 300 KW de potencia deberán reemplazar con energía renovable su matriz de energía consumida anual, con un cupo cuyo valor inicial sería del 8% a diciembre de 2017, para incrementarse al 20% en el año 2025. De lo contrario, se les aplicarán multas a definir por la autoridad competente.

△ *Decreto reglamentario 531/2016: Reglamentación de la Ley N° 27.191:*

El Decreto N° 531/2016 (2016) que reglamenta la Ley N° 27.191, promueve el desarrollo de las energías renovables a través de distintos beneficios de carácter impositivo, los cuales varían dependiendo de que el proyecto tenga principio efectivo de ejecución en las siguientes fechas: antes del 31/12/2016, del 31/12/2017, del 31/12/2021 o del 31/12/2025.

Los beneficios fiscales contemplados se resumen en:

- Devolución anticipada del impuesto al valor agregado (IVA) con respecto a la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, que les hubiera sido facturado a los beneficiarios del régimen. Transcurrido como mínimo un período fiscal contado a partir de aquel en el que se hayan realizado las respectivas inversiones, les serán acreditados contra otros impuestos recaudados por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), o en su defecto les será devuelto en las condiciones que al respecto establezca la AFIP. Con este beneficio se busca recuperar en menos tiempo el IVA Crédito Fiscal erogado en los años de máxima inversión del proyecto y de esta manera atenuar el costo financiero.
- Amortización acelerada en el impuesto a las ganancias correspondiente a las inversiones en bienes u obras de infraestructura incluidas en el proyecto de inversión. En este caso, el objetivo buscado es disminuir el impacto del pago de este impuesto en los primeros años de inversión, a través de un reconocimiento mayor de amortización de las inversiones, de manera de reducir el costo financiero.
- Ambos beneficios, IVA e Impuesto a las Ganancias, podrán ser usufructuados en forma simultánea.
- Posibilidad de utilizar los quebrantos, extendiéndose de 5 a 10 años el período para efectuar la deducción de quebrantos impositivos en el Impuesto a las Ganancias, de manera de disminuir el impacto del pago de este impuesto por pérdida de los quebrantos que se pudieran generar los primeros años del proyecto
- Los activos afectados a las actividades promovidas no integran la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, desde el principio efectivo de ejecución de obras hasta el octavo ejercicio. Con esto se busca disminuir el impacto del pago de este impuesto que se pudiera generar los primeros años de inversión.
- Los dividendos o utilidades distribuidos por los titulares de los proyectos de inversión beneficiados por el régimen quedarán exentos del impuesto sobre los dividendos (10%) en la medida que sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura. En este caso, se busca alentar la reinversión de utilidades y disminuir carga financiera de los proyectos.

- Podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad, los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto promovido por esa ley, de manera de disminuir el impacto en el impuesto a las ganancias.

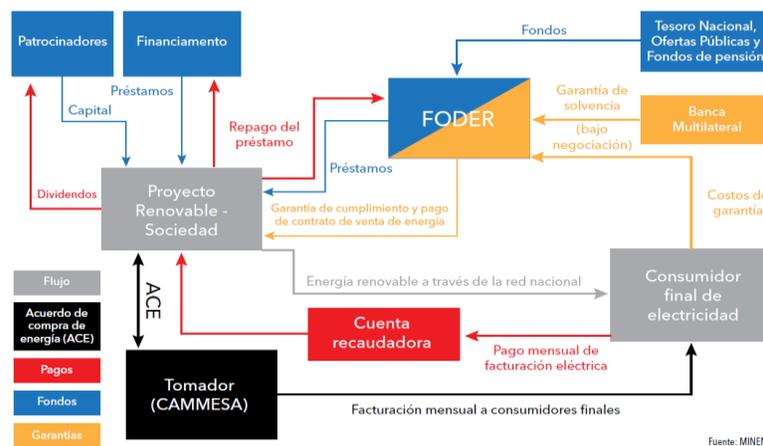
  - » Los beneficiarios del presente régimen que en sus proyectos acrediten un 60% o un porcentaje menor en situaciones especiales de integración de componentes nacionales en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al 20% del componente nacional de las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil. El objetivo buscado con este beneficio es fomentar la industria nacional y mejorar el flujo financiero y económico del proyecto.
  - » Se eximirá de los derechos de importación y todo otro derecho de ingreso correspondiente a bienes de capital, equipos especiales o partes de los mismos, repuestos y accesorios, partes componentes de bienes de capital destinados a la producción de equipamiento de generación eléctrica, siempre que no exista producción nacional. El objetivo es disminuir el costo de las compras de los bienes necesarios en el proyecto y en toda la cadena.

Asimismo, el Decreto dispone que todos los usuarios de energía eléctrica están obligados a cumplir con los siguientes objetivos:

- Incorporar como mínimo el 8% del total de consumo propio de energía eléctrica con energía proveniente de fuentes renovables al 31/12/2017 y el 20% al 31/12/2025.
- Los grandes usuarios podrán optar por obtener su abastecimiento de energía renovable a partir de (i) celebración de contratos a término con productores independientes o comercializadores; (ii) por autogeneración o por cogeneración; o (iii) por participación en el mecanismo de compras conjuntas que realizará CAMMESA en base a las instrucciones del Ministerio de Energía y Minería (Licitación RenovAr).

A los fines del cumplimiento de los objetivos de la ley, se crea un Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), como herramienta para usar en el financiamiento de los proyectos y como garantía en los contratos a celebrarse.

Estructura de financiamiento:



Este fondo fiduciario público denominado FODER tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de la ley 27.191.

*△ Otras disposiciones aplicables:*

- Ley 25.675: Ley general del ambiente.
- Ley 26.331: Presupuestos mínimos de protección ambiental de los bosques nativos.
- Ley 24.051: Residuos peligrosos.
- Ley 25.612: Presupuestos Mínimos para la Gestión Integral de los Residuos Industriales y de Actividades de Servicio
- Ley 25.688: Régimen de Gestión Ambiental de Aguas
- Ley 25.831: Información Pública Ambiental

Tales disposiciones son aplicables en toda actividad que pueda alterar el medioambiente, tal es el caso de proyectos de generación eléctrica, los que pueden generar consecuencias en el emplazamiento y zonas aledañas. En el caso particular de las baterías, que pueden ser consideradas objetables ambientalmente, resulta aplicable la normativa local, nacional e internacional vigente en el país, que obliga a adoptar ciertas medidas para prevenir y minimizar al máximo cualquier impacto ambiental que su uso pueda generar, particularmente las relativas a su gestión y disposición final.

#### 4.2.2. Resoluciones y disposiciones administrativas aplicables a ERNC

En el marco de una crisis energética, el Gobierno Nacional dispuso ciertas medidas tendientes a incentivar la generación de energía eléctrica, que podrían, al menos en lo teórico, resultar aplicables a las energías renovables. Entre las principales medidas, podemos destacar las siguientes:

*△ Resolución SE 1281/06: Programa Energía Plus*

Se trata de un programa cuyo objetivo es promover el aumento de la capacidad de generación eléctrica, con el fin de satisfacer la creciente demanda y favorecer el desarrollo de la producción industrial nacional, a través de la incorporación de nueva generación, autogeneración y cogeneración. Mediante este programa, los grandes usuarios del MEM y grandes usuarios de distribuidoras (más de 300 kW en ambos casos), están autorizados a garantizarse el suministro de energía hasta su “demanda base” (igual a su demanda verificada 2005), suscribiendo contratos a término, y deben satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base con el servicio de Energía Plus, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional o “nueva”. Los precios deben estar compuestos por los costos asociados (que deben ser validados por CAMMESA) y un margen de utilidad aprobado por el ex - Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios (MINPLAN).

*Δ Resolución SE 220/2007: Contratos de abastecimiento para nueva oferta de generación*

A través de esta medida se habilita la realización de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica (CAE) a 10 años entre el MEM (en la práctica, CAMMESA) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema. Los proyectos encuadrables en esta normativa deben ser adicionales y deben contar con la participación del Gobierno Nacional, de ENARSA o de quien determine el ex - MINPLAN. Se prevé una remuneración mensual, aprobada por dicho ministerio.

*Δ Resolución SE 712/2009: Contratos de abastecimiento de energía (CAE) para nueva oferta de generación de fuente renovable*

Mediante esta resolución se regulan los CAE, los que en este caso son firmados entre ENARSA y el MEM (CAMMESA), específicamente para suministrar energía proveniente de fuentes renovables. El plazo mínimo de estos CAE es de 15 años, con la posibilidad de prórroga de 18 meses. Los precios contractuales son fijados en dólares, y son calculados en base a los costos de instalación, operación y mantenimiento. Esta resolución constituyó la base legal de aprobación de los CAE suscriptos bajo el programa GENREN.

*Δ Resolución SE 95/2013: Nuevo esquema de remuneración a generadores. Contratación mediante CAMMESA. Suspensión Contratos del Mercado a término*

Mediante esta disposición, se modifica el mercado de contratación de energía para Grandes Usuarios del MEM (GUMA/GUME/GUDI), imponiendo a los mismos la obligatoriedad de contratación de energía o demanda base a través del Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA). Asimismo, suspende transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término MEM para su administración por parte de CAMMESA y establece que, una vez finalizados los contratos del Mercado a Término preexistentes al dictado de la misma, será obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a dicho organismo, mientras que los contratos del Mercado a Término que se encuentren vigentes a la fecha de la presente resolución continuarán administrando conforme a la regulación vigente hasta su finalización, no pudiendo ser renovados ni prorrogados.

Asimismo, establece un nuevo esquema de remuneración para los generadores (generadores, autogeneradores y cogeneradores), disponiendo remuneración total determinada por el pago de costos fijos, variables y la remuneración adicional.

*Δ Resolución MINEM 71/2016. Convocatoria Licitación Contratos de Energías Renovables. RenovAr Ronda 1 (Compra conjunta)*

Formaliza el inicio del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, en cumplimiento con los objetivos de contribución de fuentes renovables fijados por la Ley 27.191. Tales contratos serán celebrados entre un generador renovable y como comprador CAMMESA en representación de Distribuidores y GU

hasta su reasignación, los mismos tendrán un plazo máximo de vigencia de 20 años, debiendo entregar en el nodo generador. Los precios de la energía generada se estipulan en dólares, se establece garantía de pago con FODER y sanciones por incumplimiento.

△ *Resolución MINEM 72/2016: Procedimiento para inclusión en Régimen de Fomento de EERR de proyectos orientados a cumplir con Art. 9 de Ley 27.191 por fuera de la Compra Conjunta*

Esta disposición aprueba el procedimiento de control de inversiones y aplicación de beneficios fiscales para los beneficiarios del Régimen de Fomento de EERR. Tales contratos serán celebrados mediante contratos individuales, en forma directa o por cuenta y orden; o mediante auto o cogeneración.

△ *Resolución SEE 19/2017: Remuneración mínima de potencia a generadores, cogeneradores y autogeneradores térmicos convencionales (CT) y remuneración por generación no convencional.*

Esta resolución dispone que todo agente generador, cogenerador y autogenerador titular de una central de generación podrá suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG), por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas en tales centrales, siempre que no se encuentren sujetos a otro tipo de contrato del MEM que tenga un régimen de remuneración diferencial. Tales compromisos cubrirán lapsos de tres años y se podrán diferenciar valores en los distintos períodos estacionales semestrales de verano (noviembre-abril) y de invierno (mayo-octubre).

Los generadores recibirán una remuneración mensual por MWh por la energía operada, más un adicional en función del cumplimiento de objetivos de reducción de consumos de combustibles. En este sentido se define para cada tipo de tecnología un valor medio de referencia de consumo y en forma trimestral se cotejará con el combustible efectivamente consumido.

Fija también los precios base de la potencia mensual para los generadores hidroeléctricos, tanto convencionales como de bombeo, y los correspondientes adicionales. La remuneración variable estas centrales, agrega la resolución, se compone de un precio en función de la energía generada (u\$s 3,5 por MWh) y otro vinculado a la energía operada en cada hora (u\$s 1,4).

Por último, se fija pautas para remunerar la energía generada por fuentes no convencionales: precios base para centrales eólicas, solares fotovoltaicas y las de biomasa, biogás o residuos y adicionales vinculados a la disponibilidad de equipamiento instalado con un tiempo de permanencia superior a los 12 meses.

△ *Resolución MINEM 281/2017: Régimen Mercado a Término de Energía Eléctrica de fuente renovable (MATER)*

El régimen MATER tiene como objetivo reglamentar un mecanismo de compra de energía eléctrica que permita la adquisición de energía por libre acuerdo entre las partes, para que los Grandes Usuarios Habilitados del MEM, con demandas de potencia media anual iguales o mayores a 300 kW, tengan una alternativa para adecuarse a la Ley 27.191 por cuenta propia, es decir, elegir

su proveedor de energía renovables (generadores y comercializadores) y negociar libremente las condiciones de suministro (adquirir un 100% de su consumo de fuentes renovables o únicamente los escalones mínimos exigidos por la ley) y no necesariamente como parte de la compra conjunta, instrumentada en el Programa RenovAr.

△ *Resolución SEE 20/2017: Reprogramación Estacional de Verano. Precio spot máximo.*

Dispone que a todos los efectos asociadas a operaciones de despacho (operación de máquinas con costos variables de producción superiores al primer escalón de falla y operación con restricciones a la demanda), el precio spot máximo para la sanción de los precios del mercado (PM) en el MEM será de DOSCIENTOS CUARENTA PESOS POR MEGAVATIO HORA (240 \$/MWh).

#### 4.2.3. Aspectos regulatorios relativos al almacenamiento en baterías

En general, son pocos los países que cuentan con un plexo normativo específico aplicable al almacenamiento de energía en baterías. Dado que en la actualidad no existe en el Mercado Eléctrico argentino un marco que regule en particular dicha tecnología ni pautas sobre la comercialización de las posibles prestaciones, su regulación se nos presenta como un desafío pendiente de solución.

Un nuevo marco normativo debe necesariamente considerar las implicancias de la generación *renovable gestionable*, la que resulta equiparable a generación convencional o hidráulica de bombeo, en tanto permite comercializar energía y potencia firme gracias al almacenamiento de energía.

Ello nos lleva a considerar normativa vigente que por analogía se puede considerar aplicable al caso bajo estudio, en función a la característica de generación firme y gestionable, como ser, el régimen dispuesto para las centrales ciclo combinado o el de hidroeléctricas de bombeo.

Tomando como referencia la experiencia en países que contemplan esta tecnología, se concluye que llevar a cabo esta tarea implica:<sup>23</sup>

- La introducción de políticas de apoyo para propiciar el crecimiento del mercado.
- Marco normativo definido y específico, como los mercados de PJM<sup>24</sup> y California en los Estados Unidos, dado es más probable que se adopte el almacenamiento de energía que en aquellos que no lo hacen.
- Reunir modelos detallados, datos de clientes y rendimiento de la batería, debido a que la imposibilidad de acceder a la información (por decisiones políticas de las empresas o reglas que limitan el acceso a los datos) hace que sea difícil identificar y capturar las oportunidades de negocios existentes.

---

<sup>23</sup>P. D'Aprile, J. Newman, D. Pinner, "The new economics of energy storage", McKinsey & Company, Agosto 2016, publicado en URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage#0>

<sup>24</sup> PJM (Pennsylvania /New Jersey / Maryland), es una organización de transmisión regional (RTO) que opera un mercado mayorista de electricidad competitivo y administra la red eléctrica de alto voltaje en numerosos estados de los EEUU.

Una de las barreras para avanzar en esta regulación se debe a que, en la mayoría de los mercados a nivel mundial, las políticas y los incentivos no optimizan la implementación del almacenamiento de energía (en los países que lo implementan, existen pocos incentivos significativos para vincular la energía renovable con el almacenamiento para dar firmeza y minimizar la variabilidad a la producción de energía).

Otro problema al que se enfrentan estos mercados, es la variabilidad de las tarifas, las cuales no se aplican de manera consistente y de forma tal que fomente la implementación de esta tecnología (los clientes con perfiles de carga similares a menudo se facturan de manera diferente; algunas de estas tarifas incentivan la adopción de almacenamiento en beneficio del sistema de energía eléctrica, mientras que otras no). Emparejar los perfiles de carga con las tarifas adecuadas y garantizar que las tarifas sean estables podría ayudar a construir el argumento económico empresarial para el almacenamiento de energía.

## 5. HIPÓTESIS BASE: SUPUESTOS Y FUNDAMENTOS

---

Previo a presentar las características del proyecto bajo análisis, se expone a continuación las variables relevantes en el sector eléctrico y la proyección sobre su posible futura evolución, estos son: evolución de la demanda, de la oferta, del precio del combustible y del precio spot.

En primer lugar, se describen las características particulares que tuvieron la evaluación de la demanda de energía y potencia eléctrica en el período 2000-2018, destacando su relación con la evolución del PBI.

Posteriormente se realiza la proyección de la demanda eléctrica para el período 2018-2040, mediante un análisis de regresión lineal, en el cual se utiliza como variable explicativa la evolución esperada del PBI para el período de estudio. Tomando en cuenta el año de partida en el análisis podemos observar la inclusión de períodos recesivos y complejos en la economía global del país que arrojan un coeficiente de correlación acorde a tal implicancia.

Al carecer de una herramienta que nos permitiera obtener una proyección de los costos marginales del sistema de acuerdo al ingreso del parque generador propuesto, se realizó una proyección del precio basado en las demandas medias previstas a lo largo del período de análisis e intersectando dichos valores medios con la curva de oferta media del parque generador existente y el previsto a ingresar al sistema. Para ello, se realizó la proyección de demanda máxima en el horario de punta y las demandas medias de los distintos bloques horarios del MEM que se obtiene a partir de la proyección indicada anteriormente con una corrección sobre la integral de la potencia para cada período anual en análisis, con respecto a la demanda de energía esperada a partir de las proyecciones obtenidas en relación con el PBI.

Cabe aclarar que la demanda de punta se satisface a lo largo del período con la incorporación de turbinas de gas y no se tuvo en cuenta en este análisis la incorporación de potencia, ya que se asume que en todo momento queda satisfecho tal requerimiento en las hipótesis de ingreso de generación.

Una vez determinada la proyección de demanda, hacemos eco de la proyección de la evolución de los precios del gas, los combustibles líquidos y el carbón determinada por la U.S. Energy Information Administration<sup>25</sup> para el período 2016-2050 a fin de lograr una concurrencia de evolución de precios, demanda y oferta prevista para poder obtener los costos marginales del sistema para el período analizado.

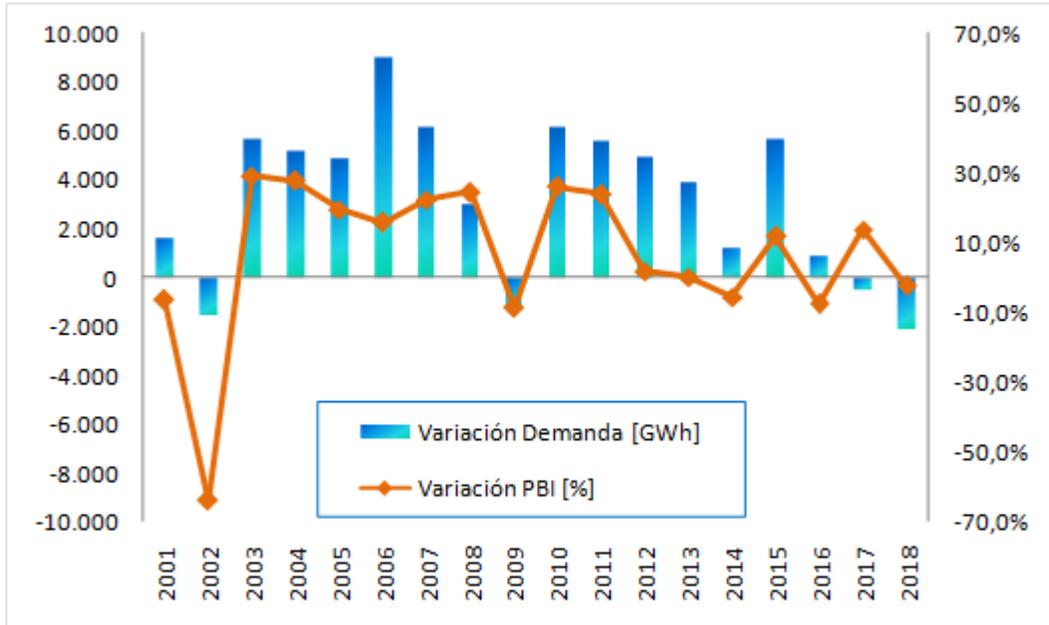
### 5.1. PROYECCIONES

#### 5.1.1. Proyección de la demanda

---

<sup>25</sup> “Annual Energy Outlook 2018” U.S. Energy Information Administration, 2018, consultado en septiembre 2018, publicado en URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2018&region=0-0&cases=ref2018&start=2016&end=2050&f=A&linechart=~::~ref2018-d121317a.54-1-AEO2018&map=&ctype=linechart&sourcekey=0>

En una primera instancia, basándonos en la relación entre la demanda de energía eléctrica y el PBI, podemos observar la estrecha relación existente.

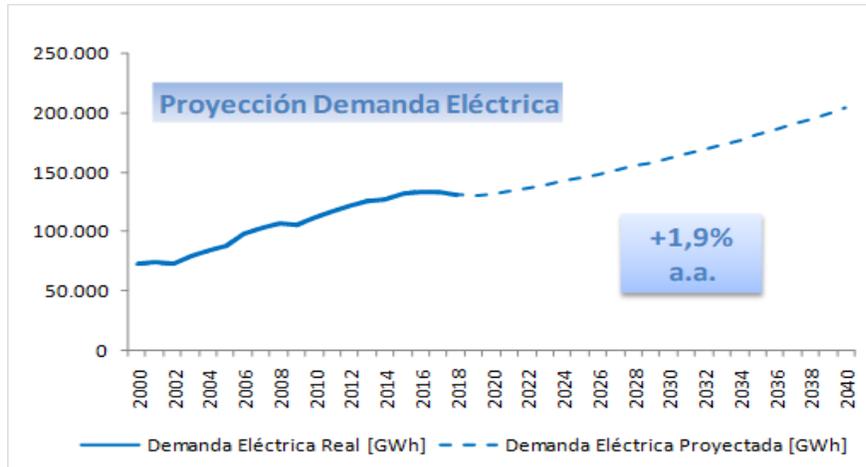


Mediante un análisis de regresión lineal obtenemos para un  $R^2 = 0,82$ , los coeficientes de relación que son los siguientes:

$$57.278.103,05 + 5.195,43 \times \text{PBI [U\$S]}$$

A partir de la información obtenida de proyecciones de economistas y funcionarios del Estado Nacional, se prevé un crecimiento del PBI de -2,4% para el año 2018 y mejora en el año 2019 llegando a un crecimiento de -1,0%. A partir del año 2020, y en función de lo antedicho, se prevé para el PBI un crecimiento del +3,5% interanual hasta el 2040, otorgándonos un escenario relativamente conservador.

Con la ecuación indicada en los párrafos precedentes se proyecta la demanda de energía eléctrica dando por resultado un crecimiento del +1,9% interanual promedio.



A raíz de las consideraciones introducidas al inicio de este apartado, en donde la relación entre demanda de energía eléctrica con respecto a la variación del PBI tomó años recesivos al principio del período, la demanda de energía eléctrica al año 2040 de nuestro análisis se encontraría en el orden de los 203.274 GWh/año.

### 5.1.2. Proyección de la oferta

En este punto se presenta una descripción del parque actual de generación en el sistema eléctrico argentino. La composición del mismo será tomada como base de partida para definir la necesidad de incorporación de generación futura, para cubrir los requerimientos de demanda.

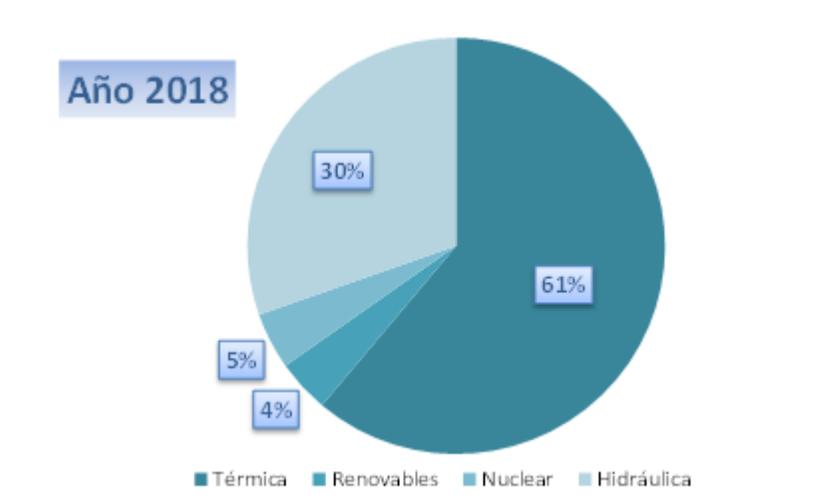
Se consideraron los proyectos que se encuentran en proceso licitatorio, adjudicados y previstos de ingresar al sistema hasta año 2025 con información actualizada a septiembre del 2018. La información fue recopilada de la base de datos de CAMMESA y de la Secretaría de Energía. Se realizó una recopilación de la información existente sobre planes de Generación Distribuida previstos para el período de estudio. Lo mismo se realizó con la Generación Renovable y Nuclear. Para el caso de la energía Nuclear, sólo se ha tenido en cuenta desde el punto de vista de la inserción como fuente térmica especial asumiendo la culminación de los proyectos previstos, marcando un escenario optimista respecto de este tipo de generación.

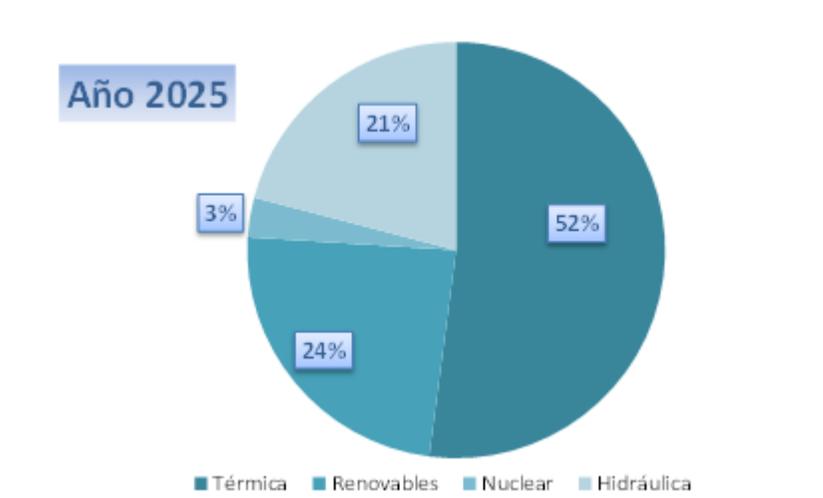
La tabla siguiente presenta un resumen de la composición de la matriz del parque generador desde el año 2010 hasta el fin del período de análisis. Cabe destacar que el retiro de potencia presenta miradas diversas: en base a antigüedad y/o eficiencia, mantenimiento para reserva o retiros asociados a temas ambientales. En el proyecto que se plantea, se ha adoptado como pauta objetiva el retiro por obsolescencia luego de 20 años de operación.

**Matriz del Parque de Generación Instalado Acumulado**

AÑO	Térmica		Renovables		Nuclear		Hidráulica		TOTAL [MW]
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	
2010	16.932	56%	430	1%	1.010	3%	11.973	39%	30.345
2011	17.592	56%	575	2%	1.010	3%	12.027	39%	31.204
2012	18.608	58%	598	2%	1.010	3%	12.027	37%	32.243
2013	18.649	56%	654	2%	1.755	5%	12.027	36%	33.085
2014	19.239	57%	681	2%	1.755	5%	12.027	36%	33.702
2015	20.018	58%	681	2%	1.755	5%	12.027	35%	34.481
2016	20.292	58%	689	2%	1.755	5%	12.027	35%	34.763
2017	22.662	61%	722	2%	1.755	5%	12.090	32%	37.230
2018	24.340	61%	1.640	4%	1.755	4%	12.090	30%	39.825
2019	25.272	56%	6.048	13%	1.755	4%	12.102	27%	45.177
2020	26.509	56%	7.231	15%	1.755	4%	12.116	25%	47.612
2021	27.303	55%	8.715	17%	1.784	4%	12.116	24%	49.918
2022	27.485	52%	11.875	22%	1.784	3%	12.116	23%	53.260
2023	27.765	50%	13.846	25%	1.784	3%	12.116	22%	55.511
2024	28.813	51%	13.846	24%	1.784	3%	12.116	21%	56.559
2025	30.159	52%	13.863	24%	1.784	3%	12.116	21%	57.922
2026	30.159	44%	24.688	36%	1.784	3%	12.116	18%	68.748
2027	30.159	43%	25.038	36%	1.784	3%	13.546	19%	70.528
2028	30.279	43%	25.060	35%	1.784	3%	13.726	19%	70.849
2029	30.339	42%	25.075	35%	1.784	2%	14.686	20%	71.884
2030	31.139	42%	25.076	34%	2.529	3%	14.686	20%	73.430
2031	31.939	43%	25.086	34%	2.529	3%	14.686	20%	74.240
2032	32.859	43%	26.086	34%	2.529	3%	14.686	19%	76.160
2033	33.659	43%	26.886	35%	2.529	3%	14.686	19%	77.760
2034	34.519	44%	26.886	34%	2.529	3%	14.686	19%	78.620
2035	35.319	43%	26.886	33%	5.029	6%	14.686	18%	81.920
2036	36.239	42%	29.586	35%	5.029	6%	14.686	17%	85.540
2037	37.039	43%	29.586	34%	5.029	6%	14.686	17%	86.340
2038	37.099	43%	29.586	34%	5.029	6%	14.686	17%	86.400
2039	37.099	43%	29.586	34%	5.029	6%	14.686	17%	86.400
2040	37.219	42%	29.586	34%	6.179	7%	14.686	17%	87.670

Fuente: MEMNET CAMMESA y Proyecciones de Oferta





Podemos apreciar, de acuerdo a la proyección de ingreso de generación renovable planteado, que para el año 2025 se va a superar la participación en la matriz de generación para este tipo de tecnologías.

Para la conformación de la matriz planteada, asumimos que los ingresos por parte de los planes RenovAr 1, 1.5 y 2 ingresan en los plazos previstos según los datos consignados de la base de datos de CAMMESA. Las demoras que se puedan plantear son las que considera el administrador del mercado eléctrico. Con respecto a este tipo de tecnologías, se prevé un ingreso mayor de energía eólica debido a la posibilidad de evacuación por las obras de transporte en la región sur y sur-este de la provincia de Buenos Aires.

Los ingresos de ciclos combinados se deben principalmente al nivel de producción previsto de Shale Gas y el abandono de la generación diésel con combustibles líquidos que no sean del tipo biocombustibles. El ingreso de centrales con turbinas de vapor no fue previsto debido a que se incentiva la instalación de ciclos combinados, en razón a su eficiencia.

Con respecto a la generación hidráulica, se considera que estarán finalizadas las obras previstas en los planes de inserción de las centrales Cóndor Cliff y La Barrancosa en la provincia de Santa Cruz y la central Chihuido en la provincia de Neuquén, como módulos de mayor potencia.

En resumen, a continuación se indican los ingresos de generación por tipo de tecnología para los períodos 2018-2025, 2025-2030, 2030-2035 y 2035-2040, de acuerdo a lo expuesto anteriormente.

**Incorporaciones desde 2018 hasta 2040 por Tipo de Generación y Período**

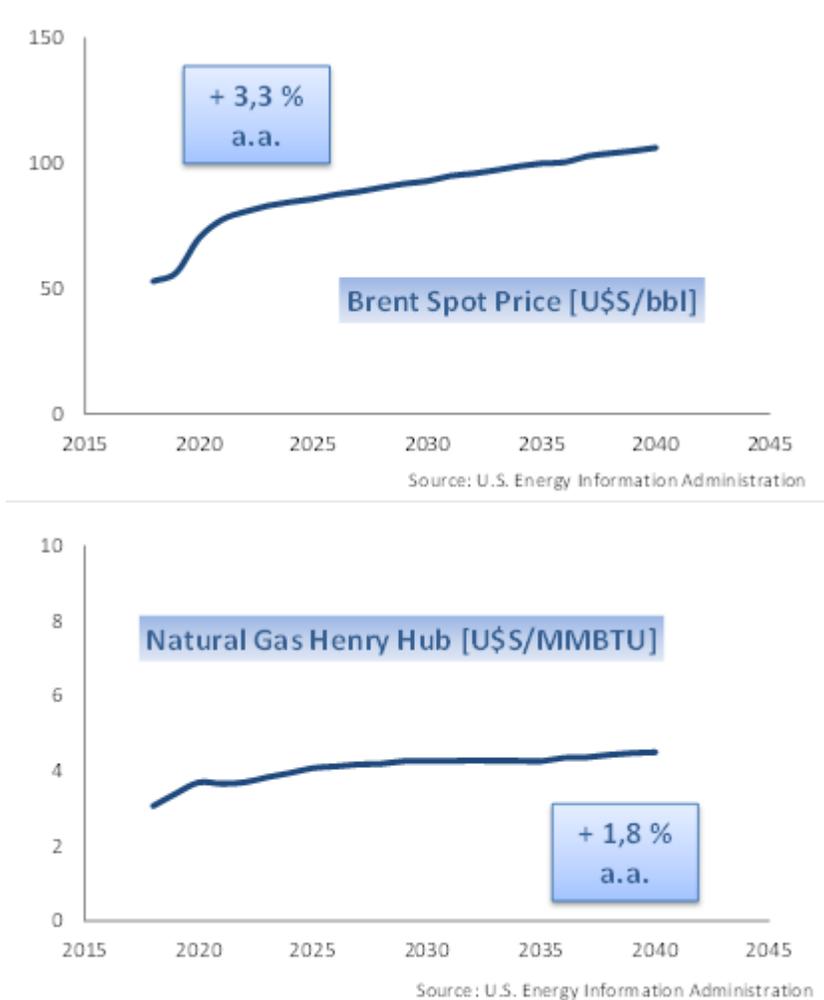
Período	Biomasa / Blogás	Ciclos Combinados	Motores Diésel / Blocomb.	Hidrául.	Hidrául. Renov.	Nuclear	Turbinas de Gas	Turbinas de Vapor	Eólica	Solar	TOTAL [MW]
2018-2020	9	317	155	26	11	0	2.183	1.192	4.244	2.244	10.381
2020-2025	56	1.654	8	0	21	29	1.978	1.610	5.121	1.434	11.911
2025-2030	215	1.600	0	1.950	1	745	180	0	2.497	2.235	9.424
2030-2035	0	1.600	0	300	10	2.500	180	0	1.961	3.060	9.611
2035-2040	0	1.600	0	320	0	1.150	300	0	2.361	3.560	9.291
<b>TOTAL [MW]</b>	<b>280</b>	<b>6.771</b>	<b>163</b>	<b>2.596</b>	<b>43</b>	<b>4.424</b>	<b>4.821</b>	<b>2.801</b>	<b>16.185</b>	<b>12.534</b>	<b>50.619</b>

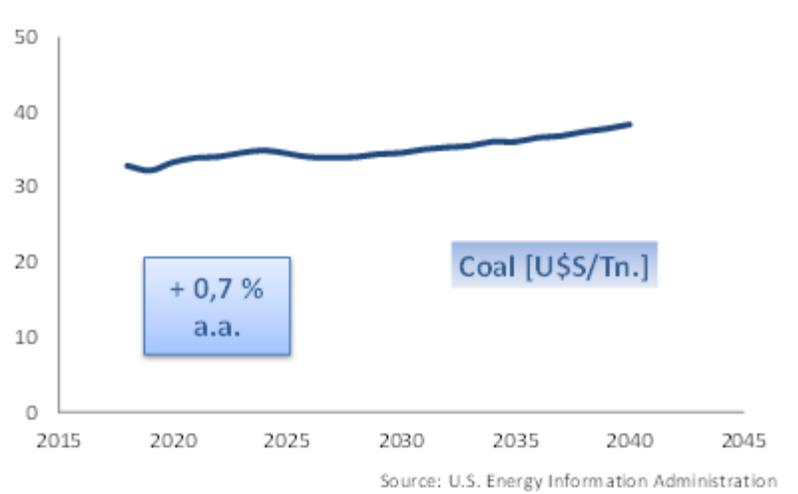
Podemos observar que los promedios anuales para los quinquenios a partir del 2025 se mantienen en un orden del 1800 MW/año a incorporar. Es una proyección superior a la que históricamente viene desarrollando nuestro país pero se debe tener en cuenta que estamos asumiendo una mejora en los costos para las energías renovables, la posibilidad del uso de baterías en un futuro como respaldo firme en algunos proyectos, la posibilidad de continuar con los beneficios impositivos para este tipo de generación y la concreción de los planes de desarrollo del Shale Gas.

### 5.1.3. Evolución del precio del combustible y disponibilidad

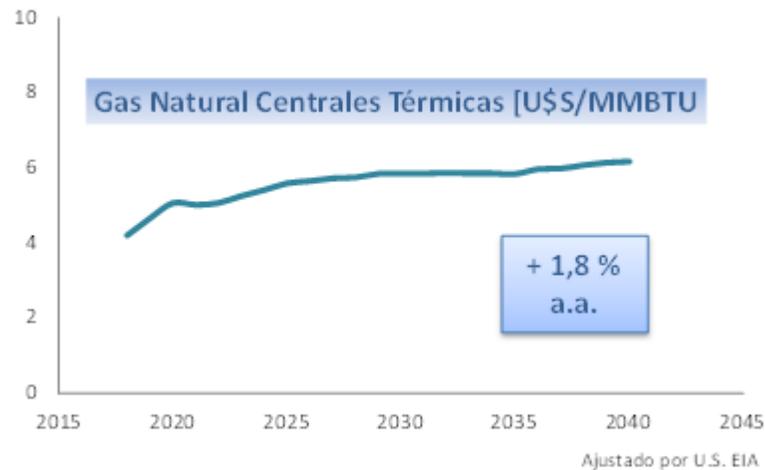
En primera instancia cabe aclarar que para proyecciones de precios internacionales de combustibles, se tomó como referencia proyecciones realizadas por agencias internacionales de prestigio dedicadas a tales fines.

A continuación se indican las proyecciones de los combustibles líquidos, el gas natural y el carbón, obtenidas de la U.S. Energy Information Administration para el período 2016-2040.



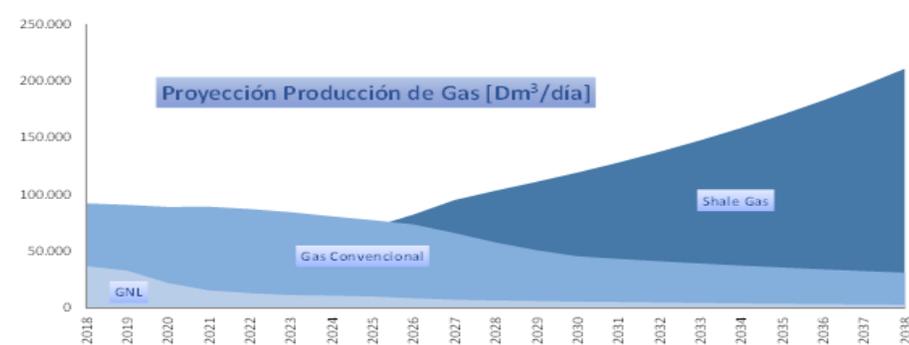


Asumiendo un precio de gas para centrales térmicas en nuestro mercado en el nivel de 4,2 U\$S/MMBTU para el año 2018, se proyecta de acuerdo a la variación del Henry Hub para el gas natural.



En las gráficas evolutivas anteriores podemos apreciar la tendencia alcista de los precios de combustibles y gas natural.

Con respecto a la proyección de la producción de gas natural, en Argentina principalmente, se observa un marcado crecimiento de la producción del Shale Gas a diferencia del declive de producción del gas convencional.



Según informes de la Secretaría de Energía, dicha producción de Shale Gas le va a permitir a nuestro país negociar contratos de exportación en breve, logrando así evacuar los excedentes del valle de verano. Se espera entonces que la mejora en el precio internacional mejore la competitividad del área.

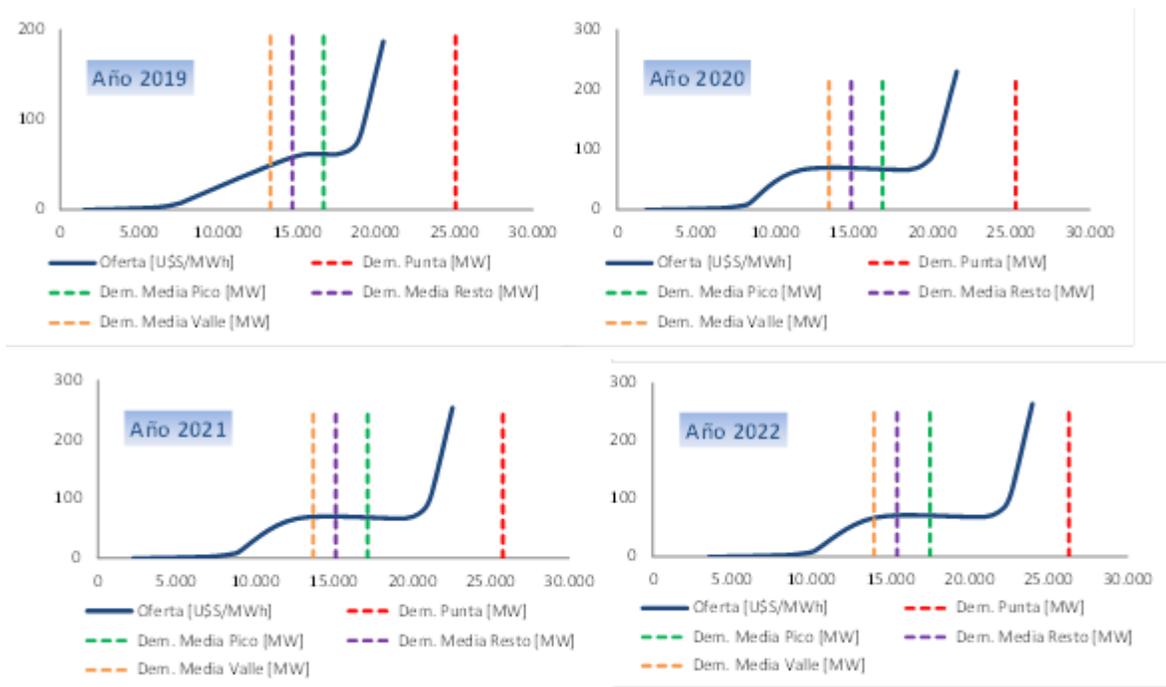
#### 5.1.4. Evolución del precio spot

En este punto, debido a la imposibilidad de acceder a un software de cálculo específico, se propuso obtener la proyección del precio spot en función de las intersecciones de las curvas de oferta con respecto a las demandas medias para los horarios de pico, resto y valle año por año.

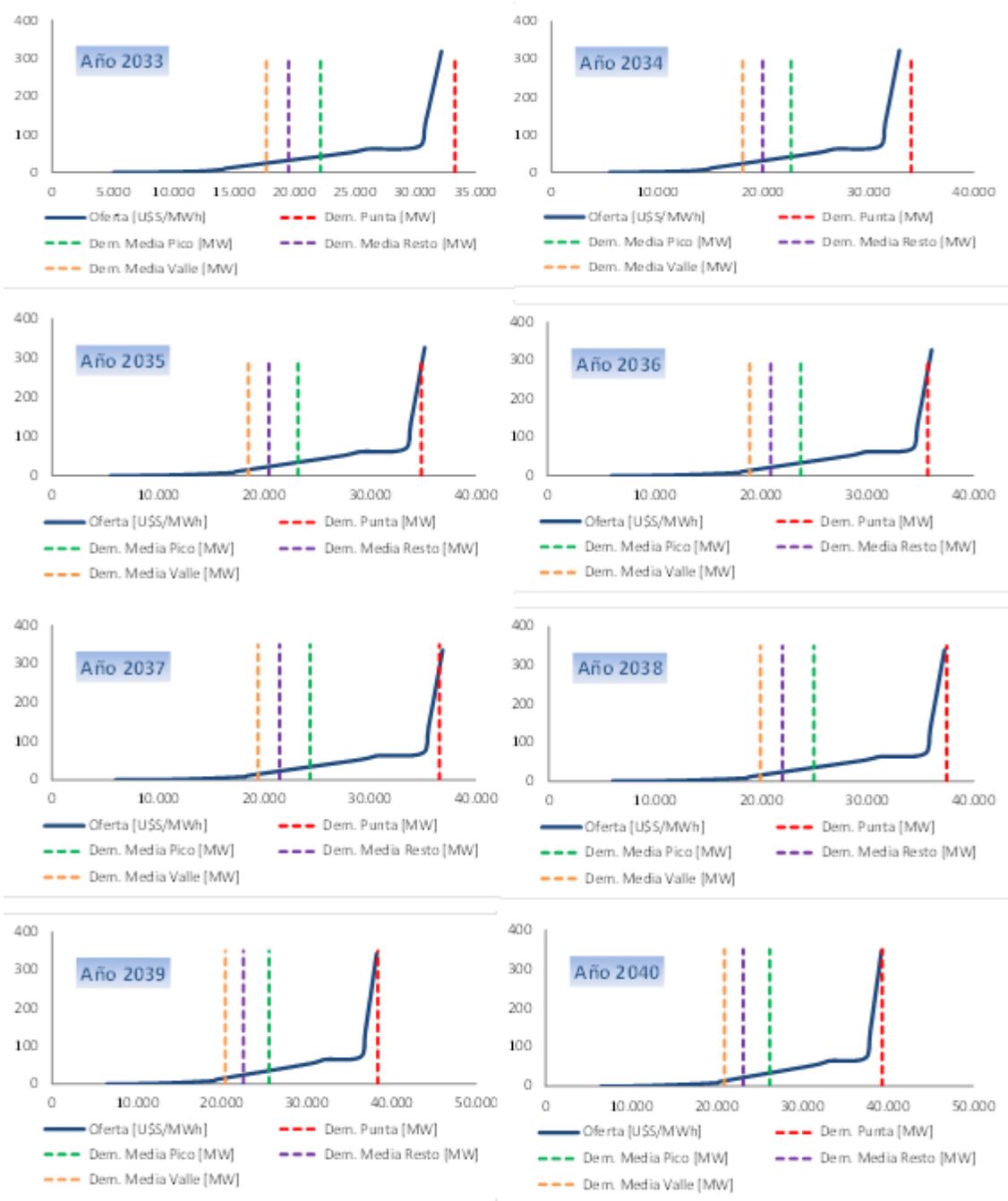
En primera instancia, se toman las proyecciones de los precios de combustibles aplicados a cada tecnología y luego se obtienen los costos variables de producción, en función del mismo, se fueron elencando los nichos de tecnología de menor a mayor para poder conformar una curva de oferta para cada año.

Para determinar la oferta disponible con su costo variable de producción, se procedió a afectar por un factor de planta la potencia instalada de cada tecnología para que de esta forma se pueda visualizar el efecto de la disponibilidad del parque generador. Recordemos que para este procedimiento se tomaron en cuenta las demandas medias de cada período asumiendo que la demanda máxima o de punta para cada año está cubierta por turbinas de gas. Se consideró además que las centrales hidráulicas de embalse que en general operan en punta, en nuestro caso se tuvieron que asignar a un uso de potencia media para poder verificar el método.

A continuación se muestran los niveles de precio monómico spot en función de las curvas anuales de oferta y demandas medias para cada año proyectado.





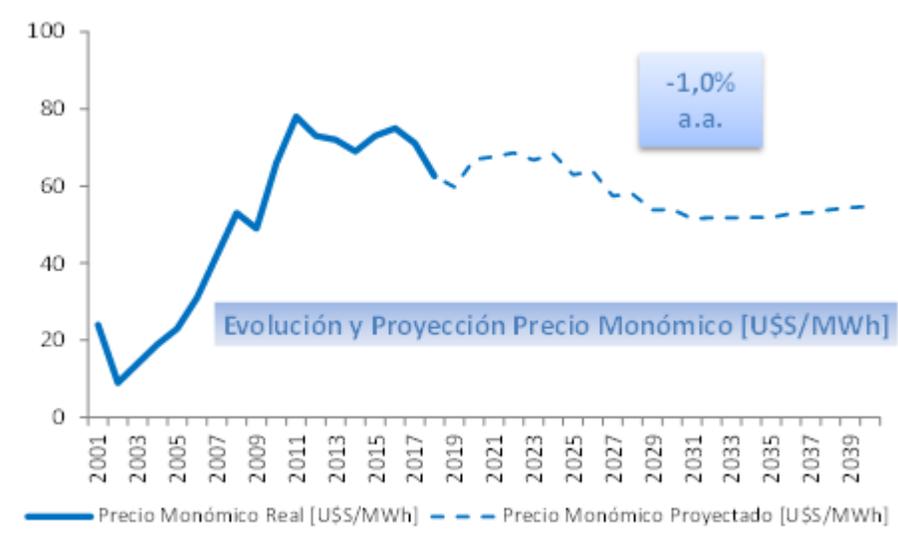


Considerando los precios de cada año para cada bloque horario y promediando dichos valores, se obtiene el precio monómico spot promedio para cada año de acuerdo a las consideraciones vertidas en el presente apartado.

Año	Precio Monómico Proyectado [U\$S/MWh]
2019	60
2020	67
2021	68
2022	69
2023	67
2024	68
2025	63
2026	64
2027	57
2028	58
2029	54
2030	54
2031	52
2032	52
2033	52
2034	52
2035	52
2036	53
2037	53
2038	54
2039	54
2040	55

Aquí podemos apreciar la tendencia a la baja del precio spot en el MEM debido a la posibilidad de la incorporación de los ciclos combinados con una producción de gas excedente y sin restricciones, el abandono prácticamente del uso de los combustibles líquidos, el desplazamiento de centrales de menor eficiencia y por último el ingreso de la generación renovable para mantener una matriz diversificada.

Como resumen se muestra a continuación la evolución y proyección del precio promedio spot para el período 2001-2040.



## 5.2. PLANIFICACIÓN DE AMPLIACIONES DE TRANSPORTE NACIONALES E INTERNACIONALES

A continuación, se plantean a modo indicativo las obras de transporte a corto y mediano plazo.<sup>26</sup>

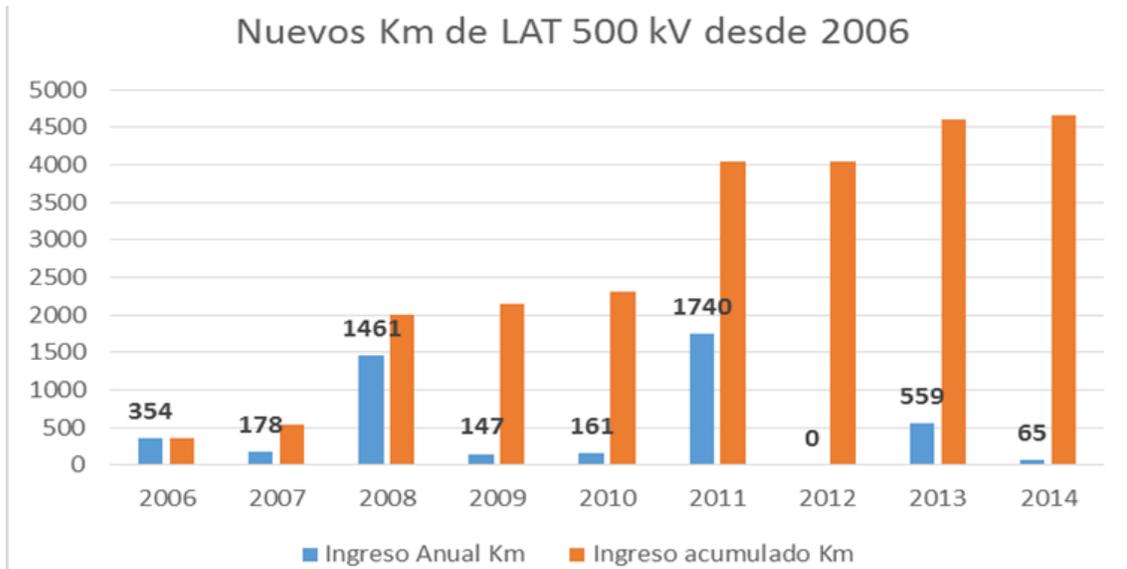
Las áreas con mejor consideración para los emplazamientos de generación renovable en nuestro país son las siguientes:

<sup>26</sup> Fuente: “Expansión de la red de 500 kV” - Ing. Gustavo Husson - ITBA - Mayo 2018 y Transener



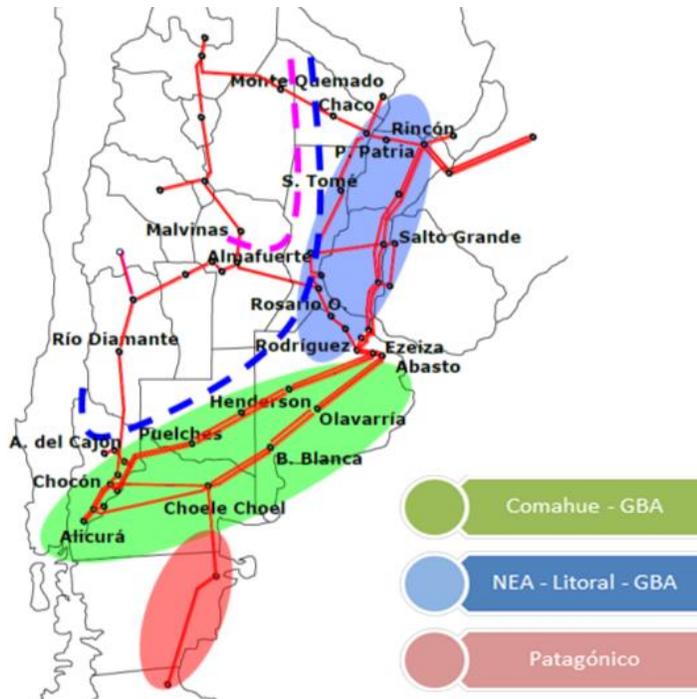
Para poder cumplir con las exigencias de la red para dar cumplimiento con la Ley 27.191, además de las ampliaciones necesarias para asegurar el abastecimiento de la demanda, debemos tener en cuenta la situación actual de la red.

Sabemos que a partir del año 2006 se concretó el mallado de la red de 500 kV planificadas y realizadas íntegramente por el Estado Nacional.

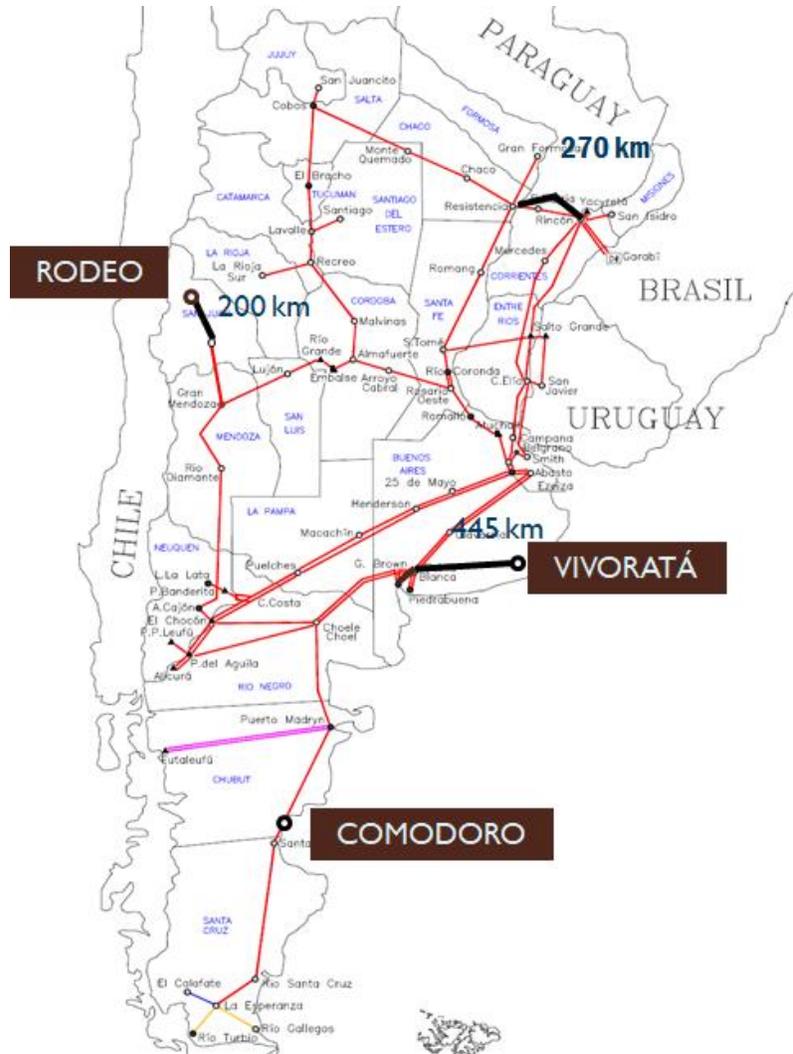


A continuación, se indican los corredores con riesgo de saturación al corto y mediano plazo, en donde se pueden marcar los siguientes aspectos:

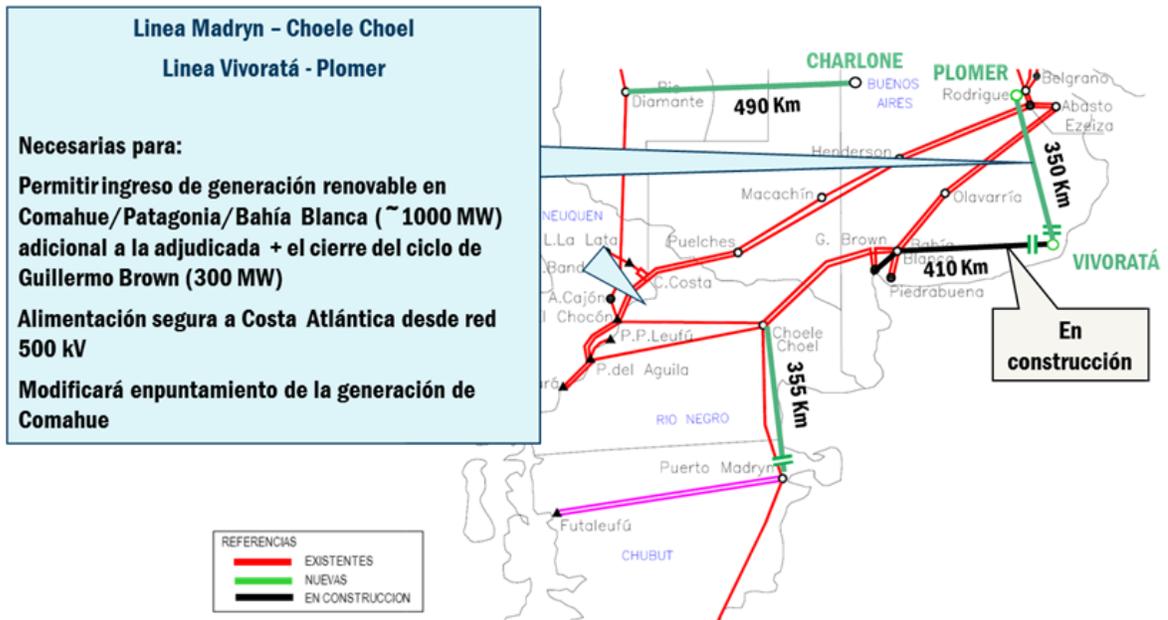
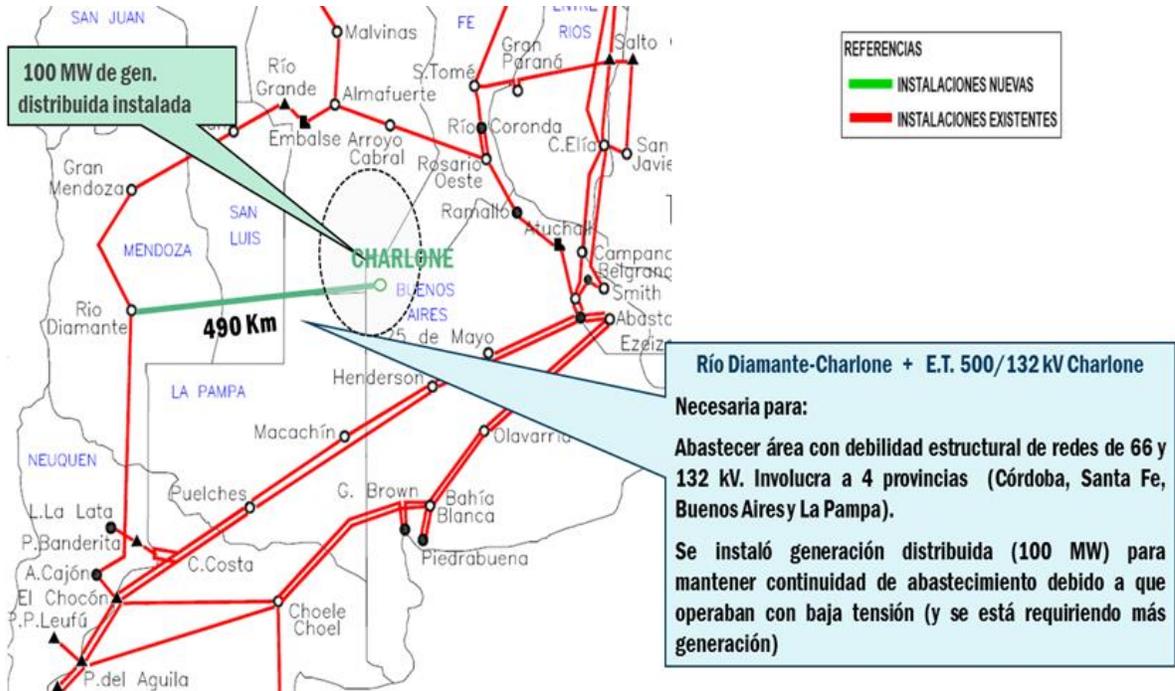
- El corredor Comahue-GBA puede saturarse por alta hidraulicidad en el Comahue o por el ingreso de generación eólica, térmica e hidroeléctrica en la Patagonia.
- Alta generación hidroeléctrica en Yacretá o incremento de las importaciones con Brasil teniendo en cuenta la construcción de la 4ª línea de Yacretá.
- Ingreso de generación eólica, térmica e hidroeléctrica en la Patagonia aunque puedan ser de bajos flujos.

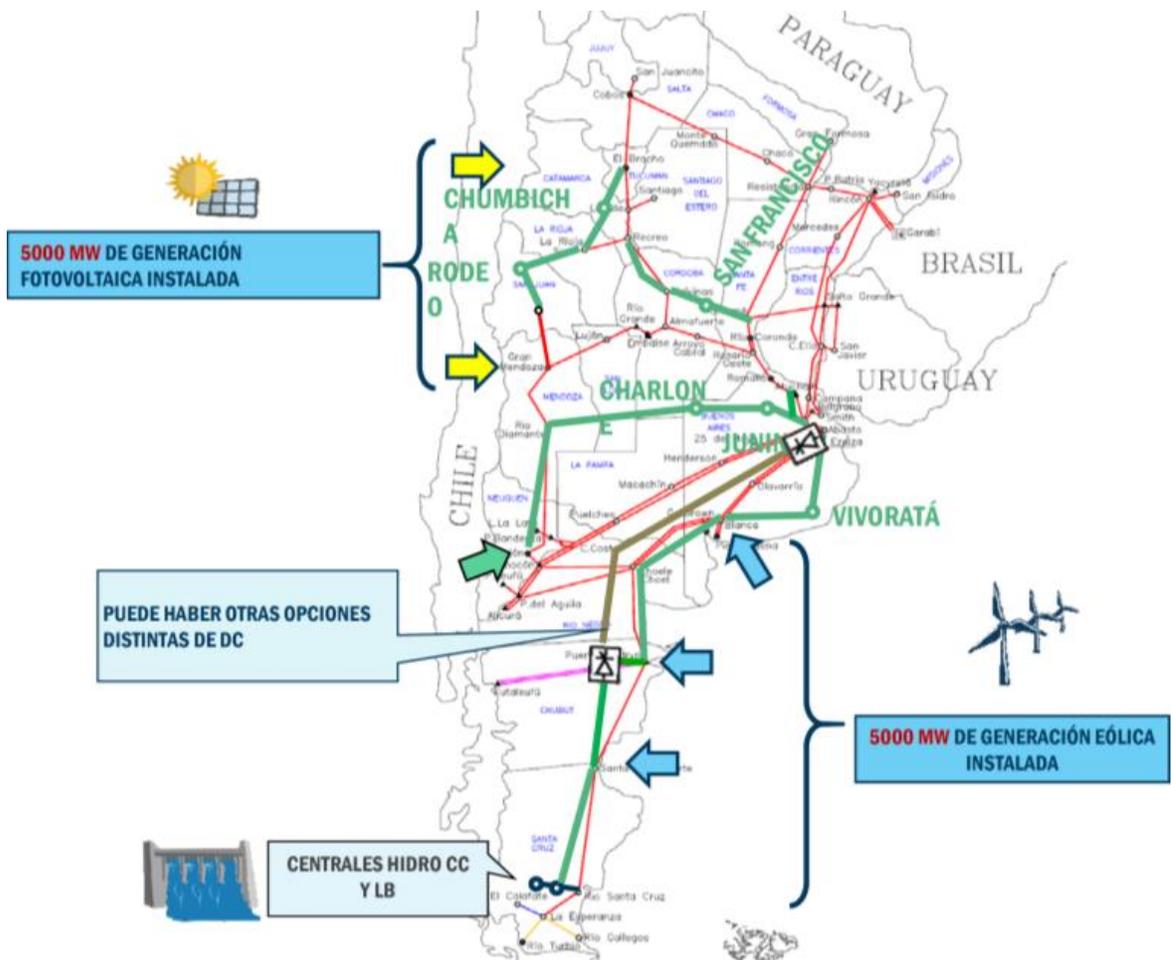
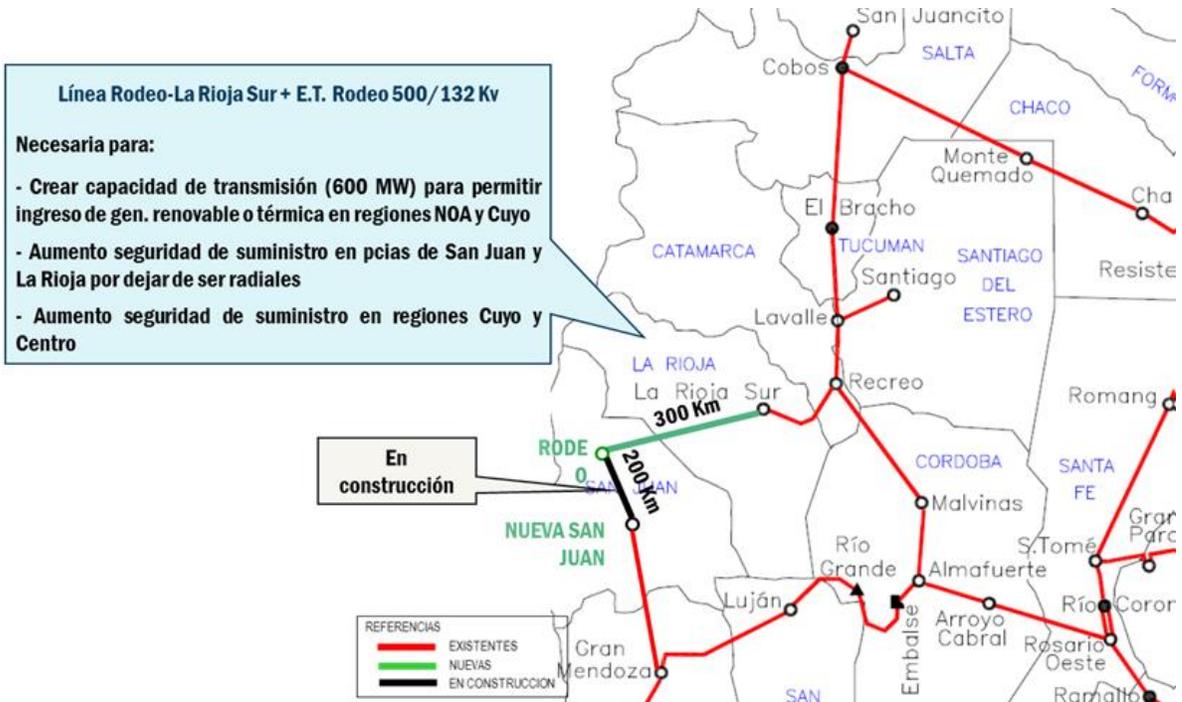


Para superar las restricciones de transporte se tienen en cuenta las siguientes obras en construcción o en proceso de licitación y además, a continuación se indican las obras necesarias a realizar en el mediano plazo.



- LAT Nueva San Juan – Rodeo - 200 km - Futuro cierre a La Rioja
- LAT Rincón – Resistencia - 270 km - Importación de 2000 MW con Yacyretá
- LAT Bahía Blanca – Vivorató - 410 + 35 km - Alimentación a Mar del Plata y futuro corredor Patagonia – GBA
- Nueva ET Comodoro + Líneas de 132 kV





### 5.3. DISEÑO Y TECNOLOGÍA

El diseño de todo desarrollo de generación a partir de energía solar está determinado en función a la tecnología utilizada, la ubicación geográfica del recurso, la escala y el alcance del proyecto. A continuación, se exponen los aspectos técnicos que se deben observar para la configuración de un parque solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías.

#### 5.3.1. Diseño del parque solar fotovoltaico

El dimensionamiento y diseño de todo sistema fotovoltaico influye en la estructura de costos y viabilidad técnica del proyecto y está determinado por los niveles de radiación solar disponibles y heliofanía u horas diarias de brillo del sol en la locación del parque (en la que influye la distribución espacial y temporal de la energía solar colectada anualmente por planos inclinados a nivel de superficie). La elección del ángulo de colección del plano inclinado juega un papel fundamental en la captación de la energía solar disponible, ya que este tipo de tecnología presenta en la actualidad bajos niveles de eficiencia (entre 15 a 25%)

Conforme la Carta de irradiación solar anual colectada por planos con inclinación óptima para la República Argentina<sup>27</sup> (estudio que arroja los valores de radiación en ángulos optimizados, es decir, la máxima energía recolectable anualmente manteniendo un ángulo de inclinación fijo), la zona más favorable para el aprovechamiento del recurso solar es el noroeste del país, desde Mendoza hasta Jujuy.

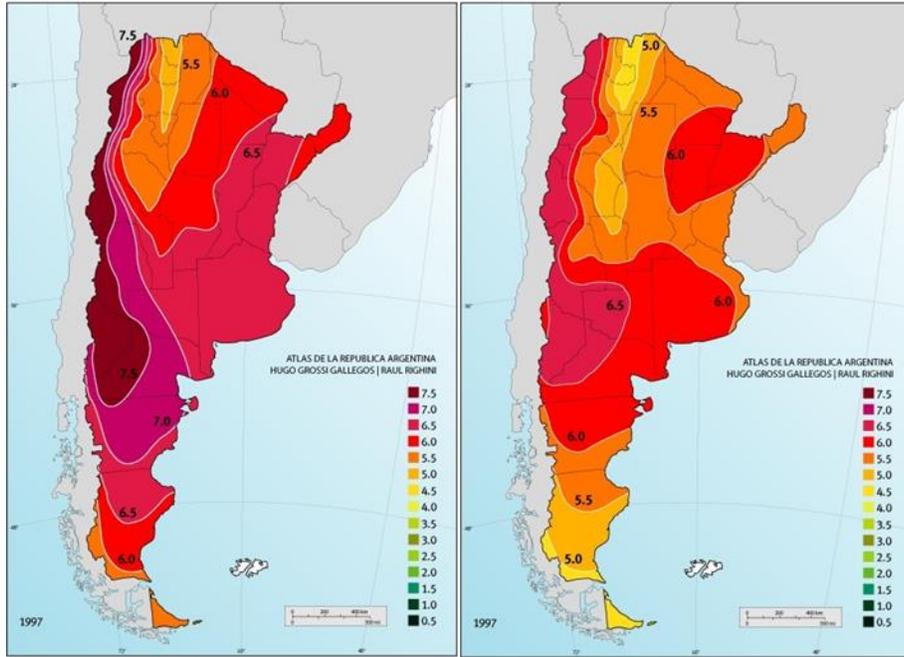
Las cartas mensuales de la distribución espacial promedio de la irradiación solar global diaria expresada en kWh/m<sup>2</sup> son una representación de 12 mapas del país (uno por mes), trazándose las isóneas correspondientes de una evaluación de los datos recolectados a lo largo de los años proveniente de mediciones directas del parámetro con 28 estaciones piranométricas y de estimaciones obtenidas a partir de información meteorológica terrestre o satelital. El resultado de las distribuciones mensuales tiene en cuenta la variabilidad temporal de los promedios mensuales de las series de radiación global diaria durante varios años para conocer su “valor verdadero” con un nivel de precisión y de significación estadística. A continuación se exponen cartas mensuales donde se muestra la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m<sup>2</sup>) correspondiente a los 12 meses del año<sup>28</sup>

---

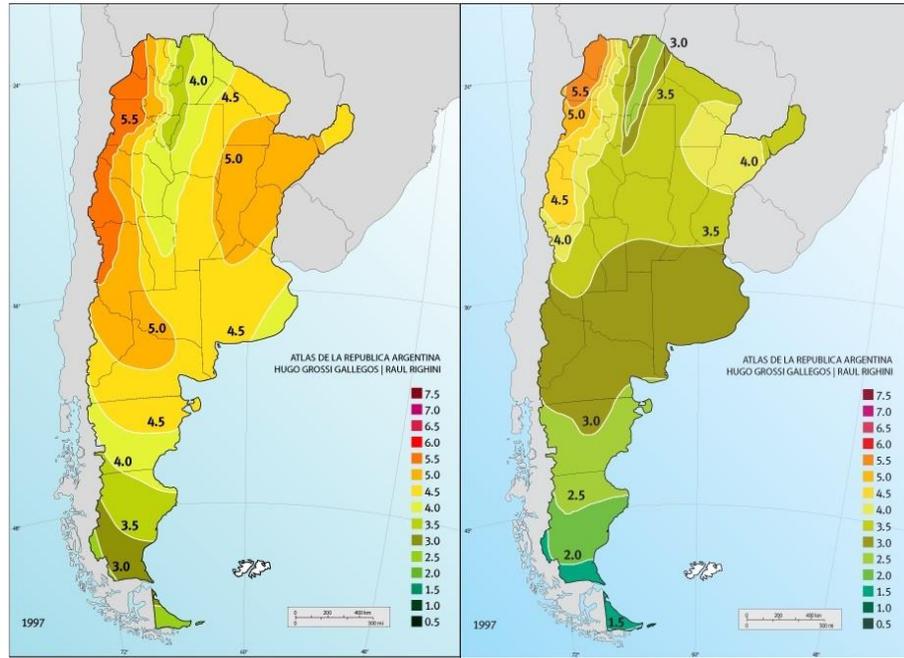
<sup>27</sup> R. Ringhini, Hugo Grossi Gallegos, “Mapa de Energía Solar colectada anualmente por un plano inclinado. Un Angulo optimo en la República Argentina”, 2011, publicado en el Cuarto Congreso Nacional Hidrogeno y Fuentes Sustentables de Energía – HYFUSEN. URL: [http://www.cab.cnea.gov.ar/ieds/images/2011/hyfusen\\_2011/trabajos/11-161.pdf](http://www.cab.cnea.gov.ar/ieds/images/2011/hyfusen_2011/trabajos/11-161.pdf)

<sup>28</sup> R. Ringhini, H. Grossi Gallegos, “Atlas de Energía solar de la República Argentina”, mayo de 2007, publicado en URL: <https://cyt-ar.com.ar/cyt->

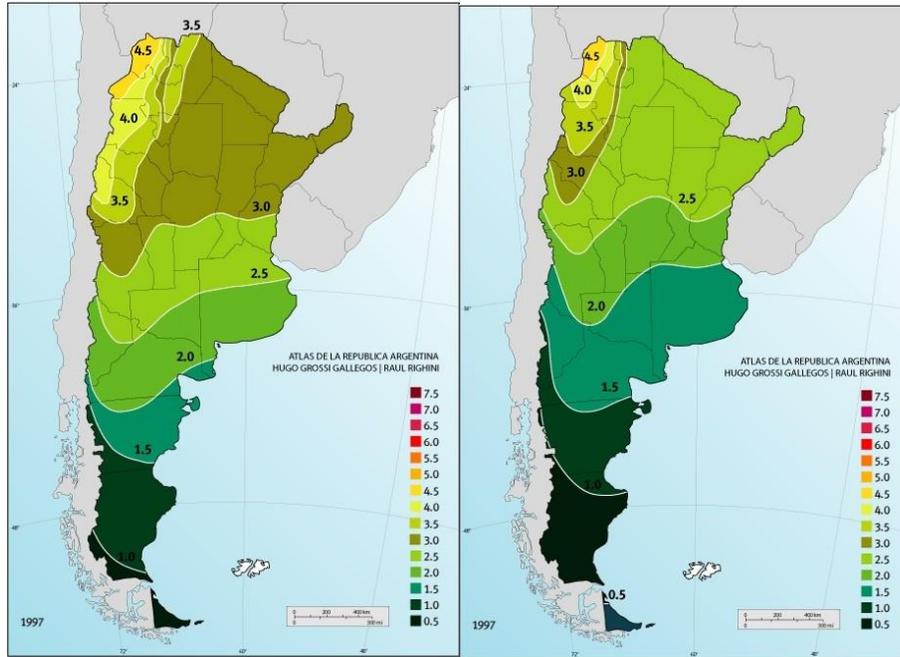
Enero y febrero



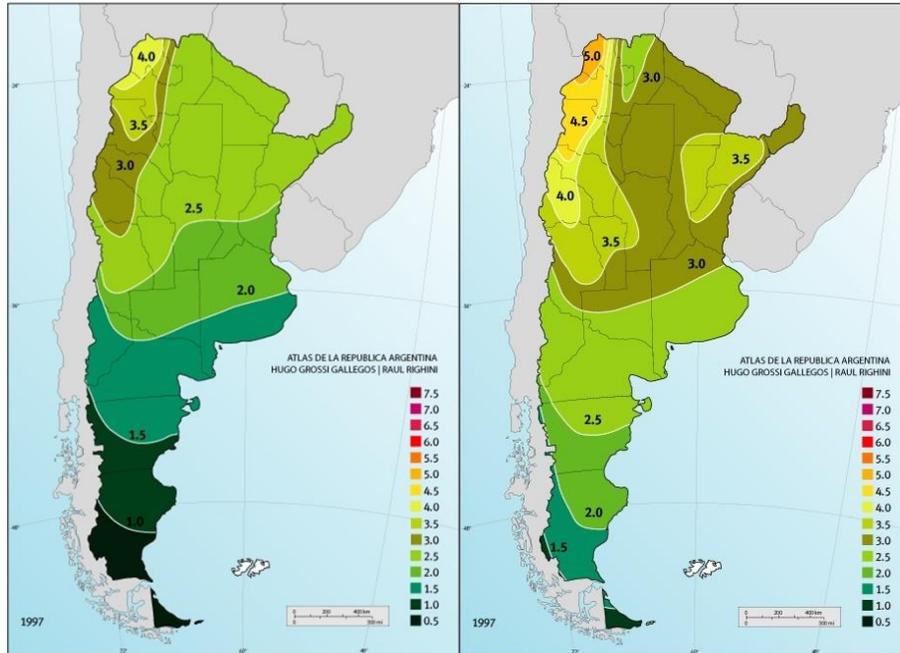
Marzo y abril



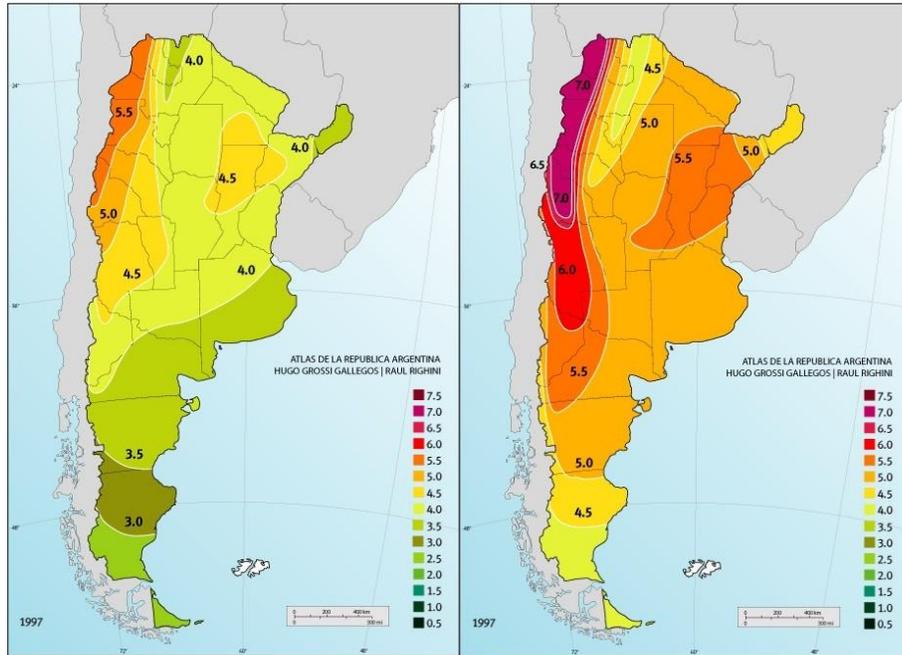
Mayo y junio



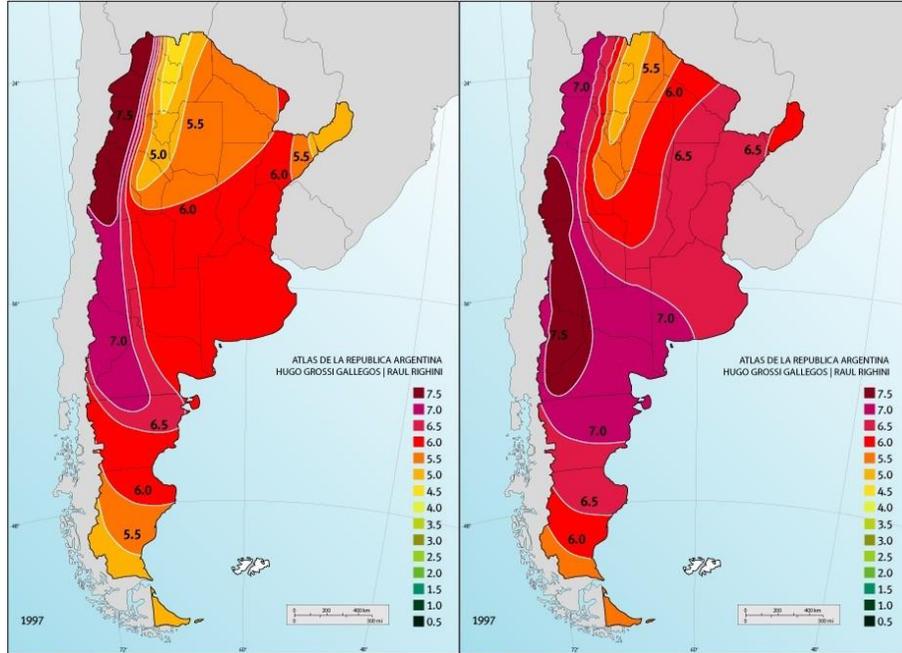
Julio y agosto



Septiembre y octubre



Noviembre y Diciembre



### Escala del proyecto. Potencia pico y nominal

En los sistemas fotovoltaicos, la potencia pico hace referencia a la cantidad de kW instalados, mientras que la potencia nominal alude a la potencia del inversor (el equipo eléctrico que transforma la energía generada por los paneles en apta para el consumo).

En principio, la potencia nominal es la que marca el límite (no se puede producir más de lo que el inversor puede convertir). No obstante, las instalaciones fotovoltaicas siempre instalan una potencia pico superior al nominal (más paneles), para tratar de cubrir el 100% de la capacidad del inversor.

Una planta fotovoltaica estará bien diseñada si la potencia pico –paneles instalados– es la idónea para garantizar que el inversor es capaz de funcionar al 100% de su capacidad en todos los momentos en que se requiere.

### Riesgo de generación. Análisis del recurso solar<sup>29</sup>

En los proyectos fotovoltaicos, un área importante de riesgo es la cuantificación de la generación de energía anual de la planta fotovoltaica y la incertidumbre asociada a dicha cuantificación, tanto por la incertidumbre asociada a la base de datos utilizada respecto información meteorológica, como la de conocer la variabilidad interanual de radiación causada por nubosidad u otros aspectos atmosféricos. Esta incertidumbre será representada como una desviación estándar.

Para cuantificar el riesgo de energía generada por un proyecto, existe el concepto de probabilidad de excedencia, o el nivel de confianza en que la producción real de energía de un proyecto sea alcanzada, basado en la incertidumbre la producción de energía. La estimación de la confianza del 50%, conocido como el P50, representa la mejor estimación de la producción de energía esperada de la planta fotovoltaica. Teóricamente, existe una probabilidad igual de que la producción generada sea mayor o menor que el P50.

### Indisponibilidad y degradación de equipos

Sea por fallos o por tareas de mantenimiento, los equipos que conforman la instalación no están operativos, produciendo una indisponibilidad parcial o total de la instalación solar provocando una disminución de la generación de electricidad esperada. Hace 10 años el coeficiente de disponibilidad comúnmente aceptado en el mercado era del 98%, sin embargo, con el aumento de la experiencia en el sector, las mejoras tecnológicas en los equipos y tras 10 años de datos históricos el coeficiente de disponibilidad usado hoy en día es del 99%<sup>30</sup>.

---

<sup>29</sup>Fonroche Renewables Energies, “Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar”, consultado en agosto de 2018, publicado en URL: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

<sup>30</sup>Fonroche Renewables Energies, “Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar”, consultado en agosto de 2018, publicado en URL: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

### Justificación de la utilización de la tecnología de almacenamiento<sup>31</sup>

Variabilidad: La energía solar FV, al tener como fuente primaria de energía del sol, conlleva comportamientos estacionales básicos, pero además se ve influenciado en su acceso al módulo fotovoltaico por las nubes. Por tanto, hay conceptos básicos que se deben tener en cuenta:

- a) Periodos sin irradiación (periodos diarios: noche o momentos sin capacidad de producción de energía eléctrica).
- b) Época del año e incidencia de la radiación en la tierra (períodos mensuales: variaciones medias)
- c) Comportamiento aleatorio que hace que la producción de energía eléctrica sea predecible pero variable (producción según la hora del día).
- d) La aparición de nubes y la velocidad de las mismas genera variaciones en la producción, predecibles estadísticamente mensual y anualmente, pero que no permite garantizar el suministro de energía eléctrica en un día determinado.

Una forma de mitigar estos eventos es el uso de sistemas de almacenamiento de energía, por ejemplo, a través de baterías de iones de litio, que si bien son más caras que otras tecnologías, son más ligeras y más compactas. Comparativamente también tienen un DoD más alto (profundidad de descarga), una mayor vida útil y mayores plazos sin mantenimiento obligatorio.

### Hipótesis base

El presente análisis asume la hipótesis de un parque con potencia instalada de 42,26 MW y un factor de planta de 26%. Esta hipótesis se basa en estudios realizados por proyectos similares en esta región, los mismos se basaron en datos meteorológicos que se obtuvieron consultando al banco de datos público y comercial SolarGis, en este mismo estudio se considera la dimensión, orientación y ubicación de esta tecnología. Asimismo, se asume que el diseño de la planta respeta un modelado óptimo, con un ratio de probabilidad de excedencia de P50.

### 5.3.2. Evaluación del recurso. Matriz de selección

Se expone a continuación la matriz de selección y la valoración en cada caso basado en las características relevantes para el proyecto asociadas a las posibles locaciones.

Para la conformación de la matriz asumimos la siguiente tabla de ponderación.

---

<sup>31</sup>Idem.

Característica	Ponderación	Puntaje
Irradiancia	25%	0 - 10
Temperatura	25%	0 - 10
Accesibilidad al terreno - Caminos	5%	0 - 10
Accesibilidad a la red	23%	0 - 10
Densidad poblacional	5%	0 - 10
Ubicación de proyectos similares	5%	0 - 10
Contexto social y ambiental compatible	3%	0 - 10
Contexto político compatible	3%	0 - 10
Contexto impositivo compatible	7%	0 - 10
<b>100%</b>		

Siguiendo el mapa de radiación solar, se optó por comparar una provincia al norte y otra al sur de la región con mejor recurso: Jujuy y San Juan.

De acuerdo a la evaluación de cada característica, el resultado para la implementación del proyecto entre las dos provincias con mejores recursos, nos arrojó el siguiente resultado.

CARACTERÍSTICA	San Juan	Jujuy	Resultado de la Ponderación	
			San Juan	Jujuy
Irradiancia	9	10	2,205	2,45
Temperatura	9	10	2,205	2,45
Accesibilidad al terreno - Caminos	9	9	0,45	0,45
Accesibilidad a la red	10	8	2,3	1,84
Densidad poblacional	9	9	0,45	0,45
Ubicación de proyectos similares	9	9	0,45	0,45
Contexto social y ambiental compatible	9	9	0,27	0,27
Contexto político compatible	10	8	0,3	0,24
Contexto impositivo compatible	10	10	0,7	0,7
<b>VALORACIÓN FINAL</b>			<b>9,33</b>	<b>9,30</b>

### 5.3.3. Conclusión y justificación de la locación elegida

Se exponen a continuación los motivos que dan lugar a la selección de la provincia de San Juan para el emplazamiento del proyecto:

- Δ Recurso: San Juan se encuentra entre una de las regiones de gran irradiación y heliofanía solar, sumado a temperaturas medias aptas para el desarrollo del proyecto. Se trata de una de las provincias pioneras en el desarrollo y estudio de la tecnología solar FV y evaluación del recurso. En 2008, cuando aún no existía en el país planta solar FV conectada a la red para tomar como referencia, la provincia llevó adelante un estudio para desarrollar en una

planta piloto una prueba de las distintas opciones tecnológicas.<sup>32</sup> Dado el estado de avance asociado al aprovechamiento óptimo del recurso en la región, se ha considerado como una de las locaciones más favorables para la instalación del proyecto propuesto.

- △ Recurso industrial, materia prima y recursos humanos:<sup>33</sup> a) Materia prima. Existe suficiente cuarzo de alta calidad. b) Recurso industrial. Existe planta electro-intensiva con capacidad para transformar cuarzo en silicio metálico. c) Recursos humanos. Se cuenta con instituciones académicas y de investigación reconocidas.
- △ Contexto político compatible: Atraer y potenciar la instalación de proyectos de generación de energía renovable, forma parte de la estrategia que ha tomado la provincia de San Juan a través de las medidas emanadas del Poder Ejecutivo a Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE) para hacer de San Juan un polo energético renovable.
- △ Ubicación de proyectos similares: En la misma dirección a lo mencionado y en el marco de lo establecido en la Ley Nacional Nº 27.191, EPSE junto a empresas privadas nacionales e internacionales está trabajando en el desarrollo e instalación de nuevas plantas de generación fotovoltaica en San Juan. Para ello EPSE pone a disposición de estas empresas terrenos aledaños a la planta solar San Juan I en el Dpto. de Ullum los cuales le fueran transferidos por la provincia.
- △ Accesibilidad, infraestructura y conexión: En el marco de la política adoptada por la provincia en la materia EPSE ha asumido el compromiso de realización de las obras de infraestructura eléctrica necesarias para evacuar la energía generada por estos nuevos emprendimientos. Asimismo, la región posee fuerte vinculación al MEM y generación propia
- △ Disponibilidad territorial: San Juan posee zonas desérticas y semidesérticas, que no son aptas para la actividad agropecuaria ni minera y pueden usarse para la instalación de centrales solares de gran capacidad.
- △ Contexto social y ambiental compatible: Tomando como referencia ubicación de proyectos similares en la provincia de San Juan, se presentan vastas áreas despobladas y no se identifican asentamientos ni población indígena susceptible de ser afectada en las inmediaciones.

---

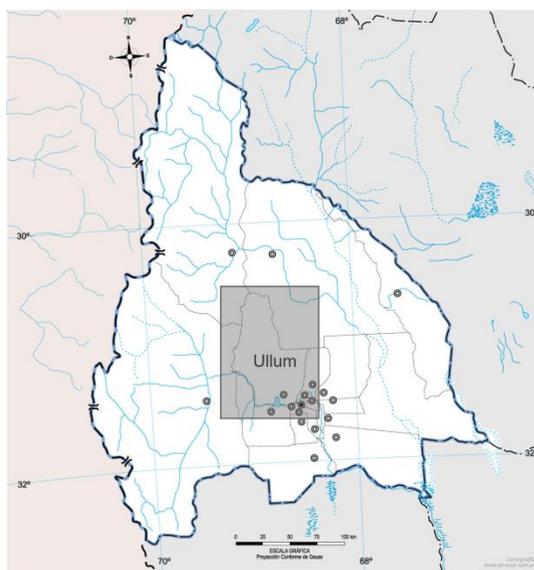
<sup>32</sup> S. Belmonte, J. Franco, "Experiencias de Energías Renovables en Argentina: Una mirada desde el Territorio", Universidad Nacional de Salta, 2017, publicado en URL: [https://issuu.com/silvinabelmonte/docs/experiencias\\_er\\_en\\_argentina\\_libro](https://issuu.com/silvinabelmonte/docs/experiencias_er_en_argentina_libro)

<sup>33</sup> V. Doña, "Proyecto Solar San Juan, 1° parque solar FV de Latinoamérica", 8 de noviembre de 2011, publicado en URL: [http://www.cadicaa.com.ar/medioambiente/SOLAR/Presentacion\\_SanJuan.pdf](http://www.cadicaa.com.ar/medioambiente/SOLAR/Presentacion_SanJuan.pdf)

## 5.4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y COSTOS ASOCIADOS

### 5.4.1. Emplazamiento. Localización geográfica

El proyecto ha de ubicarse en el centro sur de la provincia de San Juan, Argentina, en el Departamento de Ullum (latitud sur 31°29'00.4"S, longitud oeste 68°42'00.0"W), zona de clima desértico, con escasas precipitaciones, predominio de serranías, poca vegetación y una temperatura promedio de 16 a 35°C. Su población es de 4.886 habitantes (INDEC, 2010) y el 90% de su territorio se encuentra deshabitado. Dentro de su superficie se han desarrollado numerosos proyectos solares fotovoltaicos comerciales y de investigación (Parques solares Ullum y planta piloto San Juan I).<sup>34</sup>



### 5.4.2. Aspectos legales, administrativos y adquisición del terreno

En la presente hipótesis se asume el cumplimiento del procedimiento administrativo relativo a la personería jurídica, inscripciones en registros públicos correspondientes y demás autorizaciones requeridas por las autoridades de aplicación para instalación y ejecución del proyecto desde las etapas de preinversión hasta su puesta en servicio.

#### △ Constitución de una Sociedad Anónima

Definir el vehículo de inversión es un aspecto central para el desarrollo de todo proyecto, dado que el tipo societario o modalidades constitutivas influirán en cuestiones vitales de la sociedad como la recepción de inversiones, integración o rotación de socios, la extensión de sus responsabilidades y las disposiciones impositivas a aplicar.

La ley de Sociedades Comerciales N° 19.550, modificada y renombrada como Ley General de Sociedades N° 26.994, establece distintas modalidades de asociaciones de negocio. En proyectos de

<sup>34</sup>Parques solares Ullum, URL: <http://www.360energy.com.ar/psf-ullum/>

Planta piloto San Juan I, URL: <http://epsesanjuan.com.ar/web/proyecto/planta-fotovoltaica-san-juan-i-/6>

gran envergadura, las más extensamente usadas son las sociedades anónimas (SA), también llamadas corporaciones, y las sociedades de responsabilidad limitada (SRL).

En la presente hipótesis, se plantea la constitución de una S.A., cuyo instrumento constitutivo dispone:

- La sociedad se denomina FVSJ S.A., con domicilio legal en jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, pudiendo establecer agencias, sucursales y todo tipo de establecimiento o representación en cualquier otro lugar del país o del extranjero.
- El plazo de duración de la sociedad es de noventa y nueve años, contados a partir de la fecha de su constitución.
- La sociedad tiene por objeto dedicarse, por cuenta propia o ajena, o asociada a terceros, dentro o fuera del país las actividades de promoción, construcción, explotación, comercialización, intermediación, representación, importación y exportación asociadas a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y la prestación de servicios, relacionados directa o indirectamente con las actividades de generación de energía. La sociedad tiene plena capacidad de derecho para realizar cualquier acto jurídico en el país o en el extranjero, realizar toda actividad lícita, adquirir derechos y contraer obligaciones.
- Para la ejecución de las actividades enumeradas en su objeto, la sociedad puede realizar inversiones y aportes de capitales a personas humanas y/o jurídicas, actuar como fiduciario y celebrar contratos de colaboración; comprar, vender y/o permutar toda clase de títulos y valores; tomar y otorgar créditos y realizar toda clase de operaciones financieras.

#### △ *Autorizaciones administrativas. Factibilidad social y ambiental.*

La estructuración legal general del proyecto implica contemplar cuestiones urbanísticas, sociales, ambientales y diversas exigencias de habilitación y autorizaciones administrativas.

En la presente hipótesis se asume el cumplimiento de las obligaciones derivadas de las disposiciones locales respecto Ambiente y Desarrollo Sustentable y Declaración de Impacto Ambiental a las Plantas Fotovoltaicas en la localidad de Ullum.

En relación a los aspectos socioambientales, la energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, se presenta como una tecnología más respetuosa con el medio ambiente que cualquier fuente de generación de energía convencional, debido a que se dispone de recursos inagotables a escala humana para cubrir las necesidades energéticas.

Por su parte área donde se construirá el proyecto FVSJ18 se caracteriza por la pureza atmosférica, la intensa radiación solar y la gran amplitud térmica, diaria y estacional<sup>35</sup>. Se encuentra en un área despoblada, junto a la Ruta Provincial 54, entre las sierras de Talacasto y las Montañas

---

<sup>35</sup> Proyecto referencial

de Ullum, en el Departamento de Ullum, Provincia de San Juan. El poblado más cercano corresponde a Villa Ibáñez, a aproximadamente 12 km del Proyecto. La capital provincial San Juan, en tanto, se ubica a 29 km, no existiendo población en las inmediaciones que pueda verse potencialmente afectada por la construcción y operación del Proyecto.

En la presente hipótesis se asume que el proyecto cumple con las pautas establecidas por la Corporación Financiera Internacional (IFC)<sup>36</sup> y el Sistema de Gestión Ambiental y Social respecto a las inmediaciones del Proyecto y el área de influencia asociada a las rutas de transporte a emplear (Evaluación y gestión de los riesgos e impactos ambientales y sociales; Trabajo y condiciones laborales; Eficiencia del uso de los recursos y prevención de la contaminación; Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos; y conservación del Patrimonio cultural.

Asimismo, no presenta inconvenientes respecto a la Salud y seguridad de la comunidad, Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario y medidas a adoptar respecto a Pueblos indígenas, en tanto corresponde a un área despoblada y dado que no se identifican asentamientos ni población indígena susceptible de ser afectada en las inmediaciones del Proyecto ni en el área de influencia.

#### △ *Emplazamiento. Usufructo*

El terreno en el que se desarrollará el proyecto ha sido elegido en base a su accesibilidad y teniendo en cuenta la locación de proyectos similares.

En la presente hipótesis, se asume su disponibilidad y viabilidad para que el desarrollador proceda a la celebración de un convenio de usufructo y posterior inscripción de la escritura constitutiva en el correspondiente registro público.

Los aspectos relevantes relativos a la constitución del usufructo son:<sup>37</sup>

- Partes: FVSJ SA y propietario del inmueble
- Objeto: El propietario constituye, mediante escritura pública, derecho real de usufructo sobre el inmueble a favor de FVSJ SA por el plazo de treinta (30) años. El propietario conservará la propiedad del inmueble afectado.

---

<sup>36</sup> La Corporación Financiera Internacional (IFC), entidad del Grupo Banco Mundial, es la principal institución internacional de desarrollo dedicada exclusivamente al sector privado en los países en desarrollo. El Marco de Sostenibilidad de la IFC expresa el compromiso estratégico de la Corporación hacia el desarrollo sostenible, el cual comprende la Política y las Normas de Desempeño de la IFC sobre Sostenibilidad Ambiental y Social, las cuales describen los compromisos, las funciones y las responsabilidades de la IFC. El sistema de gestión ambiental y social (SGAS) es un manual que integra las cuestiones ambientales y sociales en la gestión de las empresas, para que estas puedan reducir su impacto en el medio ambiente, en sus trabajadores y en las comunidades vecinas de una manera más eficaz.

<sup>37</sup> “Modelo de contrato de usufructo para el desarrollo y explotación de proyectos de generación de energía eléctrica en el marco de la convocatoria EPEC”, Empresa Provincial de Energía de Córdoba, publicado en

URL: [https://www.epec.com.ar/docs/tmp/proyectosconvocatoria/circular5AdjuntoIII\\_ModeloUsufructo.pdf](https://www.epec.com.ar/docs/tmp/proyectosconvocatoria/circular5AdjuntoIII_ModeloUsufructo.pdf)

- Todos los impuestos, honorarios y demás gastos que demande la constitución e inscripción del usufructo serán soportados por FVSJ SA, al igual que todos los gastos relacionados con la habilitación, construcción, puesta en marcha, operación comercial del proyecto y/o cualquier otro gasto asociado al objeto del presente convenio de usufructo. Asimismo, FVSJ SA asume cualquier incremento que sufra el inmueble o el propietario en sus respectivas cargas impositivas nacionales, provinciales o municipales que sean consecuencia de la construcción, explotación y/o desmantelamiento del proyecto. Se excluye todo gasto, impuesto y servicios derivados de la eventual explotación agrícola, ganadera o de cualquier otra actividad que el propietario y/o terceros autorizados por éste lleven a cabo en el inmueble.
- El propietario recibirá a partir del inicio de las obras, y hasta la extinción del convenio de usufructo, un canon anual equivalente a la suma fija de quinientos dólares estadounidenses (U\$S 500) por cada hectárea comprometida al proyecto en el inmueble que cuente con habilitación.
- Superficie comprometida: La superficie comprometida al proyecto no podrá ser superior a doscientas (200) hectáreas.
- Inicio de operación comercial: El proyecto iniciará su operación comercial, cuando el Organismo Encargado del Despacho, o la autoridad habilitante para la comercialización de energía eléctrica que se constituya en el futuro autorice su operación.
- Autorizaciones: El propietario le otorga a FVSJ SA todos los derechos y autorizaciones necesarios para constituir a favor de ésta derecho real de usufructo y las servidumbres necesarias para llevar a cabo en el inmueble las distintas actividades involucradas en el desarrollo, construcción y operación del proyecto en sus distintas etapas: Fase a) Evaluación del sitio y recurso y de Desarrollo del proyecto; Fase b) Construcción, Operación y Mantenimiento. Ello incluye cuantas actuaciones, mejoras, obras y servicios fueren necesarios para la óptima explotación, mejora y mantenimiento del proyecto y la inclusión de las servidumbres para la instalación aérea y subterránea de cables y la colocación de contadores eléctricos, así como cualquier otra servidumbre que a criterio de FVSJ SA pueda resultar necesaria para el correcto funcionamiento del proyecto y sus instalaciones.
- Plazos: A partir de la firma del convenio y aun cuando se encuentre en tramitación la inscripción del contrato de constitución del derecho real de usufructo, FVSJ SA podrá comenzar con las actividades tendientes al desarrollo del proyecto, debiendo concluir con la primera fase dentro de 5 (CINCO) años contados desde la firma del convenio.
- Al momento de extinción del usufructo, por cualquier causa, FVSJ SA quedará obligado a desmontar y retirar las instalaciones de producción de energía y sus anexos del inmueble en un plazo máximo de veinticuatro (24) meses.

- En el supuesto de que el propietario decidiese vender parte o la totalidad del inmueble durante la vigencia del convenio, el adquirente del mismo deberá respetar las pautas establecidas en el convenio y el usufructo constituido, en todos sus términos.
- En el caso en que FVSJ SA dejará de percibir los ingresos previstos por la comercialización de la energía, podrá resolver el convenio y renunciar al usufructo, en forma anticipada en cualquier momento de la operación comercial del proyecto; lo que no conllevará otros efectos ni consecuencias económicas para las partes, más allá de las relativas al desmonte y retiro de las instalaciones.

### 5.4.3. Características del recurso solar en la locación

En la presente hipótesis se asume la viabilidad del proyecto respecto los informes asociados a Impacto Ambiental, estudios topográficos, geotécnicos e hidrológicos.

En relación al recurso, se asume que se ha llevado a cabo una evaluación de los datos disponibles de la irradiación solar en la localización del proyecto, para determinar una base de datos consistente y satisfactoria para la evaluación de la producción de energía, resultando favorable el Reporte relativo a la estimación de producción anual, contempladas las pérdidas.

### 5.4.4. Tecnología

#### Δ Módulo:

Las configuraciones más utilizadas son: a) estructura fija y módulos cristalinos, b) estructura fija y módulos de capa fina y c) estructura con seguimiento solar en 1 eje y módulos cristalinos. En aquellos lugares donde la temperatura es extremadamente alta y no hay restricción de espacio se suelen elegir módulos de capa fina. Por el contrario, donde la temperatura no es extremadamente elevada o hay restricciones de espacio se suele utilizar módulos cristalinos.

Respecto las tecnologías y modelos y los precios de este tipo de configuraciones, en la presente hipótesis se adoptan los valores obtenidos de un proyecto de referencia sito en San Juan de similares características.

Las principales características del módulo a utilizar en el proyecto son las siguientes:

Características módulos	Valor	Unidades
Marca	BYD	-
Modelo	BYD 330P6K-36-4BB 1500V	-
Potencia Pico	330	Wp

Características módulos	Valor	Unidades
Eficiencia del módulo	17,00	%
Tecnología	Si-Poli	-

#### △ Estructura de soporte y seguidores

Para simplificar la instalación, evitar costos extras y complejos sistemas de seguimiento mecánicos, se suele adoptar un valor óptimo fijo de orientación e inclinación de los módulos, pese a que ello hace perder un 30% de la energía posible de generar. La orientación de acuerdo al hemisferio terrestre será sur, tratando de hacer incidir los rayos solares en forma perpendicular a los módulos FV. El ángulo de inclinación es un parámetro difícil de calcular, porque se requieren los valores de radiación directa y difusa en el lugar, información que no suele estar disponible, por lo que se utilizan software de cálculo que estiman la inclinación óptima a partir de la radiación incidente global que asegura la mayor generación eléctrica del sistema FV en un periodo determinado. El ángulo de inclinación para gran parte del territorio de la provincia de San Juan es de 30°, que arroja un valor 20% superior al de radiación en plano horizontal con inclinación 0°<sup>38</sup>.

En casos en que no hay restricción de espacio y el terreno es relativamente plano, se suele seleccionar estructura con sistema de seguimiento, principalmente en 1 eje (N-S). Por otro lado, en aquellas zonas donde hay restricción de espacio y el terreno es irregular se tiende utilizar estructura fija. Si bien cuando empezaron a construirse los primeros proyectos fotovoltaicos había mucho interés por los sistemas de estructura con seguimiento en 2 ejes, desde hace unos años este sistema está prácticamente en desuso debido a su elevado costo de instalación y mantenimiento y necesidades de superficie, siendo utilizados principalmente en otras tecnologías solares que requieren estar perfectamente perpendiculares al sol en todo momento para funcionar correctamente como es el caso de los sistemas de concentración solar (estructuras fijas con ajuste estacional).

Las principales características de la estructura a utilizar en el presente proyecto son las siguientes:

- > Los módulos fotovoltaicos se fijarán sobre las estructura de los seguidores solares. Estas estructuras serán metálicas combinando partes de acero inoxidable y galvanizado, formando una estructura que irá anclada en el suelo.

<sup>38</sup> D.H Pontoriero; M. Molina; P. Mercado, “evaluación técnica y económica de generación híbrida solar-eólica en la provincia de San Juan – Argentina”, 2018. Disponible para descarga en URL: [https://www.researchgate.net/publication/242618295\\_EVALUACION\\_TECNICA\\_Y\\_ECONOMICA\\_DE\\_GENERACION\\_HIBRIDA\\_SOLAR-EOLICA\\_EN\\_LA\\_PROVINCIA\\_DE\\_SAN\\_JUAN\\_-\\_ARGENTINA](https://www.researchgate.net/publication/242618295_EVALUACION_TECNICA_Y_ECONOMICA_DE_GENERACION_HIBRIDA_SOLAR-EOLICA_EN_LA_PROVINCIA_DE_SAN_JUAN_-_ARGENTINA)

- > Los seguidores realizarán seguimiento a un eje (seguimiento acimutal) que permite capturar más radiación solar, por lo que se incrementa la producción de energía de los módulos fotovoltaicos. Las principales características del seguidor son las siguientes:

Sistema de seguimiento	Valores	Unidades
Tipo de seguidor	Un eje (Norte-Sur)	-
Ángulo de inclinación	30	Grados
Eje N-S por seguidor	1	-
Módulos FV por seguidor	30 por brazo. entre 16 y 20 brazos	-
Longitud de la fila	32 m	-
Rango de captación	-55/+55 (con backtracking)	Grados
Distancia entre seguidores (pitch)	6.00	Metros

#### △ Inversores

La elección de los inversores depende fundamentalmente del tamaño de la instalación, de la red de media tensión que se utilice. Mientras mayor sea el tamaño de la instalación y el voltaje de la red de media tensión se tenderá a usar inversores mayores, esto sin perder de vista la confiabilidad de los equipos y considerando que dependiendo de la configuración interna del inversor, si existe un fallo la pérdida de potencia será mayor cuanto mayor sea el equipo.

Las principales características de los inversores se muestran a continuación:

Características inversores	Valor	Unidades
Fabricante	SMA	
Modelo	SUNNY CENTRAL 2750-EV	
Entrada	Valor	Unidades
Rango de tensiones MPP	875 V to 1425 V	Vdc

Máximo Voltaje	1.500	Vdc
Tensión máxima	Valor	Unidades
Salida	2600 (40°C)	kVA (a 30°C)
Potencia nominal	600	V
Tensión nominal	50	Hz
Frecuencia nominal	Valor	Unidades
Rendimiento	98.5	$\eta$ [%]
Máximo	98.7	$\eta$ [%]

#### △ Baterías

La elección de la batería ideal y diseño óptimo del sistema está relacionado a la operación y uso que pretende hacerse de la tecnología. En el caso de sistemas de almacenamiento, lo óptimo son tecnologías de larga duración, tales como baterías de flujo y de iones de litio.

En la presente hipótesis, dado el temprano desarrollo de la tecnología se trataría de la contratación de un servicio con proveedores "llave en mano", quienes estarían a cargo de la configuración un sistema de almacenamiento de energía de batería que sea adecuado al proyecto. Las principales características de las baterías se muestran a continuación:

Especificaciones técnicas		
Fabricante	BYD	
Modelo	BCI280-R1	
	Valor	Unidades
Duración	4	hr
Battery Rack Energy Rating	250	kWh
Battery Rack Voltage	784-1008	V

Especificaciones técnicas		
Number of Racks (BOL)	480	#

### 5.4.5. Dimensionamiento del proyecto

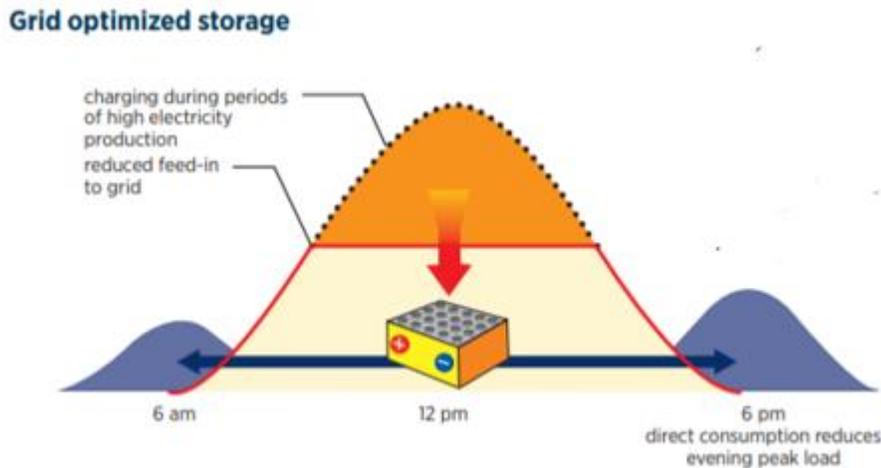
La energía que puede generar el sistema FV dependerá de la radiación solar que reciba y de la temperatura de las celdas FV, estos dos factores dependen del lugar geográfico, de la época del año y de la hora del día. Por otro lado, la radiación solar dependerá de la orientación y del ángulo de inclinación que se coloquen los módulos FV.

Dada la locación elegida, las características del recurso y asumiendo que la escala del proyecto no será de magnitudes mayores a los proyectos cercanos, nos permite asumir que no se presentan limitaciones a considerar respecto la cantidad de energía a generar.

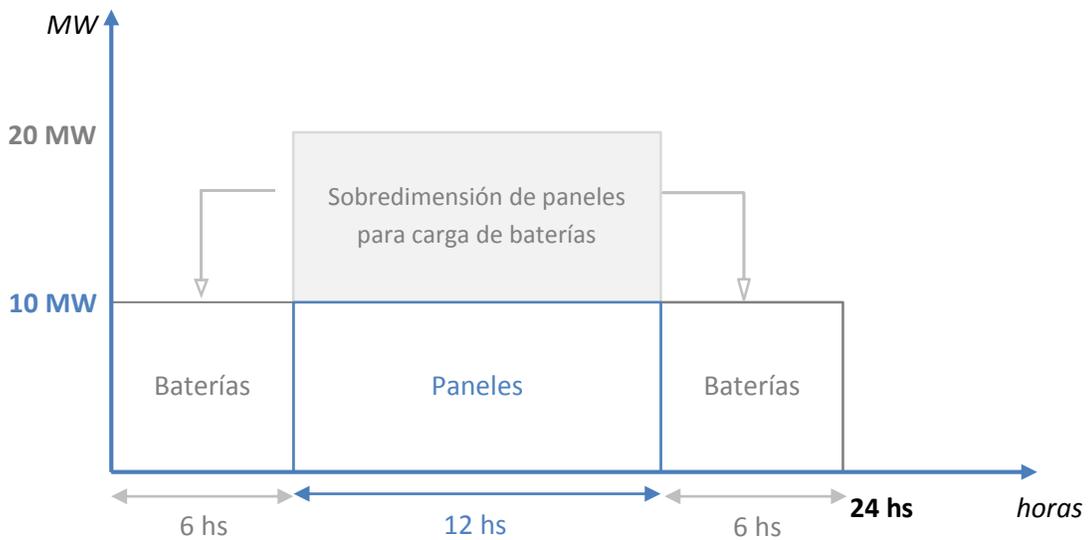
Asimismo, se asume que las características técnicas, tales como el tipo de panel, la inclinación, los sistemas de soporte y seguimiento, los materiales, las evaluaciones del recurso, las variaciones de potencia, el recurso de la zona elegida y la confiabilidad de los equipos y su desempeño o rendimiento responden a una relación óptima tecnología-recurso.

A los fines del dimensionamiento de la presente hipótesis, se plantean las siguientes pautas:

- > Tratándose de un proyecto solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías, se pretende, por una parte, instalar 42,26 MW y a la vez, almacenar en baterías 120 MWh.
- > El dimensionamiento de la presente hipótesis pretende optimizar un diseño que permita garantizar una potencia firme de 10 MW, a través de la entrega de energía generada por los paneles durante 12 hs. -mientras el recurso está disponible- y durante las restantes 12 hs. del día, entregar energía almacenada, de acuerdo al siguiente esquema:



En este sentido, respecto a los paneles solares, se dimensionan (*sobredimensionan*) de manera tal que permitan la generación del doble de la energía necesaria para cubrir la potencia firme pretendida (10 MW) durante las horas del día en que el recurso se encuentra disponible (12 hs). De esta manera, se alimentan las baterías con el excedente de la generación de los paneles FV y, con esta energía almacenada, se cubren los períodos sin recurso para generar, cumpliendo con el objetivo de abastecer mediante contrato una demanda plana de 10 MW.



De esto resulta que los paneles deben generar el doble para cubrir la generación y la carga de baterías:

$$\text{Potencia generada constante durante irradiación} = 10 \text{ MW} \times 2$$

$$\text{Potencia generada constante durante irradiación} = 20 \text{ MW}$$

- > En este punto es necesario considerar el Factor de planta (para todas las hs. del año o las 24 hs. de cada día, que es como se mide el Factor de Planta) para determinar la potencia instalada neta:

Potencia instalada en paneles = Demanda de energía a cubrir en un día = Energía producida por paneles más carga de baterías

$$10 \text{ MW} \times 24 \text{ hs.} = \text{Potencia instalada en paneles} \times 24 \times 0,26^*$$

\*Factor de Planta: 0,26

Por ende:

$$\text{Potencia instalada} = 38,46 \text{ MW}$$

- Dado que se diseña para carga de baterías, se considera las pérdidas en el proceso de carga y descarga de las misma, dando lugar a un sobredimensionamiento que se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Potencia instalada neta} = 38.46 \text{ MW} / (100 - 9\%*)$$

$$*P\acute{e}rdidas \text{ baterías: } 0,09$$

$$\text{Potencia instalada neta} = \mathbf{42.26 \text{ MW}}$$

- Luego, en lo que refiere a baterías, deben ser dimensionadas para almacenar y entregar 10 MW por 12 hs., entonces:

$$\text{Almacenamiento en baterías instaladas} = 10 \text{ MW} \times 12 \text{ hs.}$$

$$\text{Almacenamiento en baterías instaladas} = \mathbf{120 \text{ MWh}}$$

#### 5.4.6. Conexión SADI. Estación Transformadora Solar

En la zona próxima al emplazamiento, se han desarrollado proyectos de similares características que dieron lugar a la construcción de la Estación Transformadora Solar Ullum 132 kV/33 kV (una superficie de aproximadamente 4,5 ha. destinada para ubicar el equipamiento eléctrico de media y alta tensión, transformadores, barras, equipos de maniobra y edificio de control para la E.T.), una línea de alta tensión doble terna en 132 kV y la Estación de Maniobra La Travesía, conectada a las LATs existentes E.T. Punta Negra – ET Punta de Rieles y C.H. Ullum – E.T. San Juan.

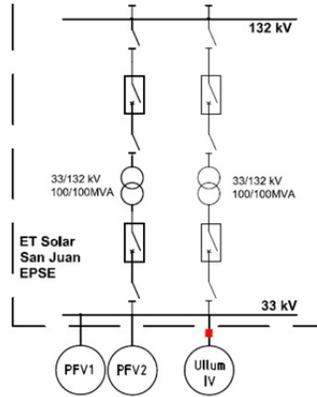
En la presente hipótesis, se plantea la conexión a esta estación de transformación, para lo cual primeramente se verificó la disponibilidad en el nodo (70 MW)<sup>39</sup>. De esta forma, el parque se encontrará interconectado con el Sistema de Interconexión Provincial (SIP) mediante la extensión de una red de media tensión que sería operada y mantenida por la distribuidora provincial.

Dada la ubicación es necesario llevar a cabo las obras necesarias para expandir dicha central con un transformador de 15 MVA, y la obra de tendido de línea de 33 KV desde la central de generación del proyecto FVSJ18 hasta la ET Solar Ullum equivalente a una distancia de 10 Km.

---

<sup>39</sup> Base de datos publicada por CAMMESA, Mercado a Término Energías Renovables, consultado en agosto 2018, publicado en URL: <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Mater.aspx>

E.T. Solar San Juan EPSE  
Transformador disponible Ullum IV



En relación a la conexión del sistema a la red, se asume que se cumplen los aspectos técnicos de potencia reactiva, regulación de tensión, voltaje, frecuencia, regulación de variación de irradiación, calidad de suministro y demás criterios asociados.

#### 5.4.7. Presupuesto

El proyecto FVSJ18 corresponde a una instalación en suelo de una planta fotovoltaica de aproximadamente 144 ha. de 42,26 MW y una planta de almacenamiento de baterías para el almacenamiento de 120 MWh. El parque se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) a través de la Estación Transformadora (ET) Solar Ullum IV 132 kV/33 kV.

El siguiente presupuesto contempla los costos asociados a las siguientes etapas del proyecto:

- a) Preinversión: se refiere a todos aquellos gastos tendientes a formalizar los estudios de prefactibilidad y gestiones administrativas preliminares, tales como constitución de la SA, negociaciones asociadas a la adquisición del terreno, configuración del contrato de usufructo, escrituración y honorarios profesionales.
- b) Asimismo, se consideran los gastos asociados a la obtención de los permisos y autorizaciones administrativas y estudios necesarios a tales fines, como Estudio de Impacto Ambiental, estudios topográficos, geotécnico, hidrológico y del recurso y también los costos de preparación del terreno.
- c) Diseño del sistema: contempla los costos de adquisición de los principales elementos del sistema y costos asociados (Paneles, Estructuras de soporte, Inversores, Módulos de baterías). También los costos de Interconexión y Transporte (subestación, transformador de 15 MVA y 5 km de líneas para llegar a la subestación de 132 kV).
- d) Obra civil y desarrollo del proyecto.

- e) Operación y mantenimiento: El parque (FV y baterías) sería operado por personal profesional, técnico y administrativo, bajo distintos tipos de contratación según el servicio requerido durante toda la vigencia del proyecto.

El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos contempla: a) de carácter preventivo mediante revisiones periódicas para mantener los equipos fotovoltaicos y de las baterías en condiciones de operación el máximo tiempo posible; b) de carácter correctivo anuales para reacondicionamiento (contratos laborales, de servicios, de mantenimiento y garantía de equipos).

- f) Abandono y disposición final (última fase el fin de operación de la planta y medidas de recuperación de las condiciones naturales del emplazamiento).
- g) Para la estimación de la inversión del sistema de baterías para almacenamiento de energía, se adopta un valor del mercado de 450 USD/kWh<sup>40</sup>, por lo que para un sistema con capacidad de 10 MW resulta:

$$\text{CAPEX Batería} = 10 \text{ MW} \times 450 \text{ USD/kWh} \times 12 \text{ hs} = \mathbf{54.000\ 000 \text{ USD}}$$

Se expresan a continuación los valores correspondientes a los costos del proyecto, en dólares norteamericanos (U\$S) a valores constantes y reales (2017). En cuanto a costos variables, dado que las centrales fotovoltaicas no utilizan combustible, en la presente hipótesis se consideran despreciables.

Presupuesto	Concepto	Precio (USD)
	Paneles	9.000.000
	Inversores y Transformadores LV/MV	1.733.000
	Tablero de distribución	952.500
	Sistema de monitoreo	814.400
	Sistema de seguridad	338.200
	Red CA BT	691.300
	Red CC MT	524.100

<sup>40</sup> P. D’Aprile, J. Newman, D. Pinner, “The new economics of energy storage”, McKinsey & Company, Agosto 2016, publicado en URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage#0>

Presupuesto	Concepto	Precio (USD)
	Trackers	5.200.000
	Subestación MT/132 kV	1.620.600
	Transporte	1.182.600
	Obra civil	4.100.000
	Terreno	44.500
	Gastos administrativos y otros	1.267.800
	<b>TOTAL CAPEX PARQUE FV</b>	<b>27.469.000</b>
	+CAPEX ALMACENAMIENTO	54.000.000
	<b>SUBTOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>81.469.000</b>
	+O&M parque FV	420.000
	+O&M baterías	540.000
	<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>82.429.000</b>

\*Valores aproximados obtenidos de proyecto referencial.

## 5.5. HIPÓTESIS DE VENTA

Las transacciones entre los diferentes participantes de la industria de la electricidad se llevan a cabo a través del MEM, organizado -en un marco teórico- como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y determinados grandes usuarios de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda; y también se les permite celebrar contratos de suministro de electricidad a largo plazo.

En el caso del segmento Generación, los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho. Inicialmente los Generadores privados podían acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios, sin embargo esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013.

Es decir, los mercados donde un generador puede comercializar su energía son:

- Un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores, no

obstante, a raíz de la Resolución SE 95/2013, este mercado se limitó al mercado de Energía Plus (Res. SE 1281) o un Compromiso de disponibilidad garantizada con intermediación de CAMMESA, cuya remuneración contempla el pago de energía y potencia de acuerdo a lo establecido por la Resolución SEE 19/2017.

- Un mercado spot, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción, cuya remuneración es un monómico de energía y potencia.
- Un mecanismo de Compras Conjuntas (Licitación RenovAr) (Decreto N° 531/2016 y su modificatorio), consistente en contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por CAMMESA o quien designe la Autoridad de Aplicación, en representación de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Se desarrollan en el marco de procedimientos convocados por la Autoridad de Aplicación. En este caso, la remuneración estará dada por los valores que surjan del proceso licitatorio. A dicho valor, se le adicionan un Cargo de Comercialización, el Cargo FODER y el Cargo de Administración a cargo del comprador.
- Un mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable (MATER), como mecanismo de contratación entre privados alternativo al mecanismo de compras conjuntas, donde la contratación está sujeta a las distintas convocatorias anuales por parte de la Autoridad de aplicación, la que define la asignación de prioridad de despacho, es decir, los emprendimientos habilitados para celebrar contratos de abastecimiento de energía renovable con Grandes Usuarios del MEM. En este régimen, la remuneración está establecida por la Resolución MINEM 281/2017, la que no implica cargos adicionales y además contempla un descuento por *potencia media mensual renovable abastecida* que se reduce progresivamente hasta 2030.

Por su parte, y según el caso, la contraparte de estos posibles contratos podrán ser Grandes Usuarios, Agentes distribuidores o Comercializadores de energía que deseen adquirir ERNC para cubrir su demanda. Los principales destinatarios serán aquellos Grandes Usuarios, Demandas y Distribuidores cuya demanda máxima contratada supere los 300 kW, en tanto la Ley 27.191 impone la obligación de reemplazar con energía renovables su matriz de energía consumida anual, en iguales proporciones a los escalones mínimos de incorporación de energías renovables que la misma establece (del 8% a diciembre de 2017, al 20% en el año 2025) bajo apercibimiento de multas.

Dadas las características del proyecto, pese a tratarse de generación intermitente, el complemento del almacenamiento en baterías permite la venta no sólo de energía firme, sino también de potencia. Asimismo, la escala del proyecto admite la venta mayorista proporcionando la posibilidad de abastecer toda demanda de hasta 10 MW en cualquier momento del día, sea esta variable o plana. Es decir, en estos términos, la capacidad de almacenar energía hace posible gestionar el uso de la energía renovable haciendo comparable las prestaciones del proyecto planteado a las de generación convencional, pero con el beneficio de poder contratar energía de fuente renovable a un precio fijo y a largo plazo.

Considerando que los ingresos del proyecto que permitirán el recupero de la inversión son aquellos provenientes de la venta de energía, potencia o servicios auxiliares, se descartan las siguientes opciones de venta:

- en el MATER, en tanto reconoce solo una porcentaje incremental en concepto de potencia;
- mediante Compras conjuntas, dado que, además de que no existe en la actualidad un proceso que contemple la tecnología de almacenamiento, no resultaría posible en el proyecto analizado competir en un proceso licitatorio para ofertar el menor precio por la cuantiosa magnitud de la inversión que implica dicha tecnología;
- en el mercado spot, que por su volatilidad ante las imprevisibles variaciones de los costos de combustibles fósiles, impide determinar los precios a mediano o largo plazo.

Por otro lado, analizado desde la perspectiva del usuario/demanda, a los fines de cumplir con la demanda de participación de ERNC en su matriz impuesta por la Ley 24.191, optará por la opción más económica, es decir, la contratación en el MATER, dado que a diferencia de la Compras conjuntas, este no contempla los cargos ni potencia (progresiva hasta un 75% en 2030). Ello coloca al proyecto analizado en una situación de desventaja, tanto por el ahorro en el pago de potencia, como por la menor fiscalización en cuanto a excedentes de energía y posibles multas (ya que los controles por excedente se realizan mediante un balance anual).

Esto nos lleva a concluir que el proyecto analizado plantea la necesidad de un nuevo marco regulatorio que contemple sus características: generación renovable equiparable a generación convencional o hidráulica de bombeo, en tanto permite comercializar energía y potencia firme. Asimismo, la magnitud de la inversión, exige la contractualización a largo plazo para garantizar previsibilidad y estabilidad de los ingresos, lo que otorgaría mayor certidumbre para su financiación o bancabilidad y para el repago de la inversión.

En este sentido, considero que la Resolución SEE 19/2017 se constituye como el puntapié inicial para dar lugar al marco planteado, en tanto deja de manifiesto que para *“propiciar las inversiones necesarias por parte de los Agentes Generadores para el mantenimiento e incremento de la disponibilidad de sus equipos, es necesario adaptar los criterios de remuneración a condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de mediano plazo, que sean asignables y/o trasladables a la demanda, mientras se implementen gradualmente los mecanismos regulatorios que, ordenados a los principios rectores contenidos en las Leyes Nros. 15.336 y 24.065 que integran el Marco Regulatorio Eléctrico, permitan transferir plenamente la responsabilidad directa de la contratación de su demanda en cabeza de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM”*.

A tales fines establece un esquema para el pago de potencia y la posibilidad de que los generadores lleven a cabo contratos de potencia y energía asociada con el mercado, aunque aún representados por CAMMESA y a mediano plazo.

De aquí se concluye la existencia de un contexto favorable para dar lugar a un nuevo marco que contemple la libre negociación entre privados a largo plazo (ya no a través de CAMMESA) y para todo tipo de energía, incluida la hipótesis que se plantea (aplicable por analogía a centrales hidráulicas de bombeo o ciclo combinado). Para que esto suceda, se deben superar las siguientes barreras para restituir el régimen de mercado a término y contratos a largo plazo:

- Modificación de lo dispuesto por Res. SE 95/2013 en tanto dispone a CAMMESA como único comprador y administrador de energía del MEM, debiendo autorizarse la posibilidad de contratación entre privados, quienes en definitiva se encuentran en mejor posición para llevar a cabo tales transacciones más eficientemente y con mayor rentabilidad en base a la información disponible, necesidades y prioridades asociadas a su negocio.
- Ello implica la instrumentación de un marco que contemple un proceso de descentralización de la administración del MEM actualmente a cargo de CAMMESA.
- Progresiva disminución de subsidios al precio de la energía hasta su eliminación (Res. 93/2004, ss y cc).
- Marco normativo que contemple la remuneración de potencia firme en ERNC, bajo un régimen similar al de las centrales hidroeléctricas de bombeo o ciclos combinados.
- Se contemple la posibilidad de que los privados (Generadores y GU) puedan negociar los faltantes y excedentes libremente en un Mercado Spot del MEM<sup>41</sup>.
- Marco de fomento para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento, similar al inicialmente propiciado para el fomento de las energías renovables.

En este nuevo contexto, con un Mercado normalizado que admite la libre contractualización a largo plazo, se asume que se presentará la necesidad de dar inicio a procesos licitatorios para contractualizar potencia firme de base para cubrir la creciente demanda, en los que participaría el proyecto de ERNC propuesto a los fines de contractualizar la energía generada, en iguales condiciones en que lo haría un generador convencional (por ejemplo, un CC).

### 5.5.1. Contrato de abastecimiento y determinación del precio de venta

Para la determinación de los ingresos por ventas que tendrá el proyecto, se plantea un contrato de abastecimiento con las siguientes características:

- Mediante un contrato entre FVSJ18 SA y un Gran Usuario industrial que pretende cumplir con la incorporación de energía renovable en su matriz en el porcentaje dispuesto por el Decreto reglamentario 531/2016, se estipula el

---

<sup>41</sup> “Mercado a término de Energías Renovables”, AGEERA, consultado en septiembre 2018, publicado en URL: [http://www.actualizarmiweb.com/sites/ageera-com-ar/publico/files/presentacion\\_ageera.pdf](http://www.actualizarmiweb.com/sites/ageera-com-ar/publico/files/presentacion_ageera.pdf)



**Precio de venta = 63,40 USD/MWh**

Finalmente se contempla la afectación del rendimiento por el transcurso del tiempo:

- Pérdida de rendimiento del 1% anual de paneles solares
- Factor de degradación de baterías de 1,5% anual.

## 5.6. SENSIBILIDADES Y RIESGOS

Los resultados obtenidos se basan en los supuestos asumidos que conforman la hipótesis base, los que presentarán variaciones dependiendo de diversos factores. Consideramos que la variación de los siguientes supuestos podrá implicar significativas diferencias respecto los resultados obtenidos inicialmente:

### Δ Sensibilidades económicas

- Variación del precio de combustibles fósiles.
- Variación de la demanda/oferta. Tecnologías disruptivas (ej. auto eléctrico o el almacenamiento de energía a gran escala y bajo costo, podrían implicar cambios estructurales en el sistema y generar importantes variaciones en la demanda y demanda de energía eléctrica). Asimismo, la evolución hacia una demanda activa y participativa podría también representar nuevas estructuras de mercado, lo que podría impulsar la necesidad de reformas regulatorias para hacer frente a flujos de inversión constantes y continuos para su abastecimiento.
- Variación en la participación de importación/exportación de combustibles fósiles.

### Δ Sensibilidades de diseño y tecnología

- Variación en la escala del proyecto.
- Restricciones en el sistema de transporte.
- Estancamiento en la curva de aprendizaje de la tecnología (*lock in* tecnológico).

### Δ Sensibilidades financieras

- Variación en los costos de inversión (ejemplo, necesidad de ampliación o adaptación de la red de transporte).
- Variación en la Tasa de interés.

## 6. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO. MODELO BASD

---

En la hipótesis presentada, de acuerdo al marco normativo pautado, las características del proyecto, sus costos asociados y los ingresos esperados del Proyecto FVSJ18 han sido incorporados en el Modelo BASD, para luego proceder a su análisis económico financiero.

En este sentido, a los fines del análisis financiero del proyecto se han adoptado los siguientes supuestos:

CAPEX	81,5M USD
Año de Inicio proyecto	2019
Año de Finalización Proyecto	2020
Año inicio Comercialización	2021

Perfil de inversión		
	2019	2020
	60%	40%
Aporte de capital	40%	
Monto a financiar	60%	
Plazo de financiación	15 años	
Tasa de Interés	5%	
Plazo de amortización	14 años (acelerada)	

Con este esquema de financiación se logra obtener un índice de endeudamiento menor a 70% a lo largo del período completo del proyecto (índice recomendado).

Las ventajas fiscales consideradas en el modelo de evaluación de proyectos fueron:

- > Devolución Anticipada del Impuesto al Valor Agregado: cf. Ley 27.191, Art 4, dispone que se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables. Los beneficios de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución

anticipada del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales.

- Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias: cf. Ley 27.191, Art. 6, punto 2.1.2, dispone que las inversiones comprendidas en el régimen de fomento de ERNC, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, para inversiones en obras de infraestructura iniciadas hasta el 31 de diciembre de 2021: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al setenta por ciento (70%) de la estimada.

## 6.1. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO. CONSIDERACIONES FINALES

### 6.1.1. Análisis A: Rentabilidad del escenario base

En un escenario base, de acuerdo a los cálculos presentados y a los resultados arrojados por el Modelo BASD, la inversión inicial asciende a la suma de 81,5 millones (USD), la que será recuperada con los ingresos por la venta de producción de energía de la planta más el pago por potencia, a un precio monómico de 63,40 USD/MWh.

Bajo los criterios definidos en la hipótesis base (relativas a financiamiento y venta de energía), se obtienen las siguientes Tasas de rentabilidad para este proyecto:

- Δ TIR Análisis del Proyecto sin Financiación: 3,27%
- Δ TIR Análisis del Proyecto con Financiación: 2,87%
- Δ TIR desde los Accionistas: -0,19%

A los fines de determinar la viabilidad del proyecto, se dispuso como tasa de corte el WACC (Weighted Average Cost of Capital o costo promedio ponderado del capital). De esta manera, se considera tanto el nivel de fondos propios de la empresa y sus costos, como el nivel de endeudamiento y su escenario financiero, además de la tasa impositiva que debe afrontar la empresa, obteniendo:

Coeficiente WACC: 7,92%

Por lo tanto, tomando como referencia de tasa de corte el coeficiente WACC y la TIR con financiación que arroja el modelo BASD, se observa:

$TIR \text{ (con financiación)} = 2,87\% < WACC = 7,92\%$

- ✘ Se concluye que el proyecto analizado no resulta viable para estas condiciones técnicas, económicas y financieras.

### 6.1.2. Análisis B: Contribución bruta de la venta en un escenario base

Tomando el escenario base, se realizó el siguiente análisis para comparar la contribución en los ingresos de cada componente de manera discriminada, es decir: por un lado, la contribución bruta de la venta de energía generada con los paneles; y por otro, la contribución bruta de la venta de energía y potencia firme generadas con las baterías:

<b>PANELES SOLARES</b>	
+Ingreso por venta energía paneles directo al mercado	USD 2 588,79
+Ingreso por venta a las baterías (esto es un movimiento ficticio del costo de la energía destinado a cargar las baterías)	USD 2 588,79
-Otros gastos paneles	USD -420,00
<b>SUBTOTAL 1 = CONTRIBUCIÓN BRUTA PROYECTO PANELES</b>	<b>USD 4 757,57</b>

<b>BATERÍAS</b>	
+ Ingreso por venta de energía y potencia firme por baterías	USD 2 739,95
-Gasto por compra de energía para carga de baterías (igual valor de venta de energía de los paneles solares indicados supra)	- USD 2 588,79
-Gasto por compra de energía al MEM (eventual)	USD 0,00
-Gastos por pérdidas de energía en el ciclo de carga y descarga	USD 0,00
-Otros gastos variables	- USD 540,00
<b>SUBTOTAL 2 = CONTRIBUCIÓN BRUTA PROYECTO BATERÍAS</b>	<b>- USD 388,84</b>

- ✘ Del resultado del análisis se observa que, al ser negativo el aporte de las baterías, su instalación no resulta conveniente para el proyecto, aun con el concepto de pago por potencia incluido.

## 7. ESCENARIOS ALTERNATIVOS

---

### Escenario Optimista

Para el planteo del escenario optimista, se considera como variable a modificar: la reducción del CAPEX de baterías, fundado en la tendencia de costos decrecientes en esta tecnología.

Se propone una reducción del 50%, lo que arrojaría:

CAPEX Batería nuevo: 27 000 000 USD

Introducida esta variación en el modelo BASD, se obtienen las siguientes Tasas internas de retorno:

- Δ TIR Análisis del Proyecto sin Financiación: 6,18%
- Δ TIR Análisis del Proyecto con Financiación: 6,80%
- Δ TIR desde los Accionistas: 3,04%

En este escenario, tomando como referencia la tasa de corte proporcionada por el coeficiente WACC calculado en el apartado 8, se observa:

$$\text{TIR (con financiación)} = 6,80\% < \text{WACC} = 7,92\%$$

- ✘ Se concluye que el proyecto no llega aún a ser competitivo, sin embargo presenta una gran aproximación a la tasa de corte, lo que demuestra nuevamente que el principal obstáculo es el alto costo de inversión inicial en almacenamiento en baterías.

### Escenario Pesimista

Para el planteo del escenario pesimista, se considera la hipótesis en la que el contrato con el Gran Usuario se cancela, resultando como única opción la venta de energía en el Mercado Spot.

En este análisis se usará como precio de venta el precio del Mercado Spot, el cual fue obtenido en las proyecciones del apartado 5.1.4. Se recuerda que esta proyección sobre la Evolución del precio spot tuvo como principal premisa la instalación de una gran cantidad de energía renovable solar y eólica cumpliendo con los requerimientos de la Ley 27.191 y una mayor producción de Shale gas. Tales proyecciones arrojan una tendencia decreciente en el precio spot, llegando a 55 USD/MWh en 2040.

Con la modificación de la variable precio en el modelo BASD, se obtienen las siguientes Tasas:

- Δ TIR Análisis del Proyecto sin Financiación: 2,49%
- Δ TIR Análisis del Proyecto con Financiación: 1,78%
- Δ TIR desde los Accionistas: -1,53%

Continuando con el criterio de comparación del coeficiente WACC, calculado en el apartado 8, contra la TIR del proyecto con financiación, se observa:

$$\text{TIR (con financiación)} = 1,78\% < \text{WACC} = 7,92\%$$

- ✘ En este escenario se concluye nuevamente que el proyecto no es competitivo, dado que no existirá ventaja posible en un contrato con precios superiores al spot. Tampoco resulta factible la posibilidad de conseguir financiamiento en una hipótesis en la que los ingresos devienen sólo de la venta en el Mercado Spot.

## 8. VARIACIÓN DE LA HIPÓTESIS BASE: EL IMPACTO DE LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE VENTA EN LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

---

A los fines de proporcionar una alternativa que haga de este proyecto una opción más atractiva para un inversor, se analizan a continuación las implicancias ante una variación en la hipótesis de venta del caso base con el objeto de obtener una mayor rentabilidad (idealmente del orden del 8% o superior). Se proponen las siguientes consideraciones relativas al precio de venta:

- > Precio de venta híbrido: se define un precio monómico que contempla los conceptos de energía y potencia firme (ídem hipótesis base).
- > Incremento del precio de venta de energía híbrido del caso base (monómico) en un 50%.<sup>43</sup>
- > Todas las demás variables se mantienen constantes.

Bajo estos supuestos y al ingresar en el modelo BASD el nuevo precio de venta de energía (95,10 USD/MWh), se obtienen las siguientes tasas de rentabilidad:

- △ Nueva TIR sin financiamiento = 6,52%
- △ Nueva TIR con financiamiento = 7,27%
- △ Nueva TIR accionistas = 3,64%

- ✘ De este análisis se observa que con un aumento del 50% del precio de venta, el valor de la tasa de rentabilidad con financiamiento obtenido (7,27%) se aproxima a la WACC expuesta en el apartado 8 (7,92%) y supera la TIR con financiamiento del escenario optimista del apartado 9 (6,80%). Es decir, se evidencia una vez más que ante un incremento *extremo* en dicha variable, se obtiene una mejora significativa, sin embargo, el proyecto aún no puede ser considerado competitivo en tanto no resulta suficiente para obtener la rentabilidad esperada del 8%.

---

<sup>43</sup> Observación: En el presente análisis, se ha recurrido en una simplificación al incrementar en un porcentual aleatorio el precio a los fines expositivos, con el objeto de analizar las implicancias ante una variación extrema de dicha variable. Continúa el análisis en el apartado 9.

## 9. CONCLUSIONES

---

En el mercado eléctrico, a diferencia de los mercados del gas y petróleo que admiten la posibilidad de almacenamiento a gran escala, la generación de electricidad se encuentra condicionada por la constante adaptación de la oferta a la variabilidad de la demanda, lo que obliga a recurrir en horas pico o ante bruscas variaciones a la generación a través de tecnologías de rápida respuesta y, por ende, costosas. Es por ello, entre otras razones, que existe un gran interés a nivel mundial en el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, sea para su aplicación en la generación como para el consumo, para cubrir una demanda instantánea o para su utilización planificada.

En este sentido, la aplicación de las tecnologías de acumulación permite maximizar la eficiencia de los generadores –particularmente los renovables–, contribuir a la autosuficiencia energética (de todos los sectores: industrial, residencial, comercial y público), ayudar a equilibrar la red distribución y transmisión y, a futuro, satisfacer crecientes demandas (por ejemplo, la que generará el despliegue de vehículos eléctricos).

En el desarrollo de esta tecnología se ha emprendido una carrera que persigue dar lugar a prestaciones eficientes y al menor costo posible, pudiendo esta industria seguir un camino similar al de la tecnología solar fotovoltaica, la cual históricamente experimentó drásticas reducciones de costos gracias al desarrollo y mejora de la tecnología y, sobre todo, al acompañamiento regulatorio, lo que en nuestro país se vio reflejado a través de leyes de fomento que propiciaron distintos beneficios tendientes a reducir los costos iniciales y estableciendo su implementación obligatoria a ciertos usuarios y en ciertos porcentajes de su matriz.

Sin embargo, al analizar la aplicación de una madura tecnología de generación renovable (solar fotovoltaica) asociada a otra en desarrollo (almacenamiento en baterías de litio), se reafirma una y otra vez que en proyectos de estas características el principal obstáculo se encuentra en los altos costos de inversión inicial.

Es decir que, a pesar de la mejora de la tecnología de baterías y una tendencia hacia la caída de sus costos y considerando que el principal limitante actual está asociado a los altos costos de capital (CAPEX) que implican las tecnologías de almacenamiento, su desarrollo e implementación solo será posible a través de un nuevo marco regulatorio favorable que así lo permita: aquel que, por un lado, disponga una política de fomento y promoción de almacenaje de energía que permita generar mayor rentabilidad y, por ende, un contexto más atractivo para los inversionistas y, por otro, defina criterios para la formación de precios que contemplen la complejidad asociada a las energías renovables *gestionables* gracias al complemento de otras tecnologías que conllevan altísimos costos de inversión.

La importancia de este análisis radica en que la reducción de los costos que hagan rentable la instalación de tecnologías de almacenaje es crucial en la pretendida transición de los combustibles fósiles a las energías renovables como principal fuente energética (tal como muestran las tendencias mundiales). Asimismo, su desarrollo no sólo colaboraría a sortear las barreras de integración de las

fuentes renovables, sino que también contribuiría a evitar el sobredimensionamiento de las plantas y líneas de transmisión para necesarios para satisfacer los picos de demanda.

Se hace presente que en el análisis del apartado previo se ha recurrido a una simplificación al incrementar en un porcentual aleatorio el precio monómico (incremento del precio de venta en un 50%), sin embargo, no debe perderse de vista la dificultad que presenta la formación de precios en el caso bajo análisis, los cuales necesariamente deberán reflejar los altos costos que conlleva invertir en almacenamiento de energía que deberían contemplarse al definir la remuneración de la energía y potencia, pudiendo incluso ser considerados como “externalidades económicas”, ya que tal calificación contribuiría a favorecer la instalación de las tecnologías que aseguren el menor costo y la mejor calidad de servicio<sup>44</sup> (que no necesariamente será la de almacenamiento en baterías de litio).

Asimismo, el fomento de sistemas de almacenamiento colaboraría en los siguientes aspectos al mercado eléctrico:

- Contribuye a una generación eficiente (por ejemplo, pudiendo almacenar energía barata para utilizarla en horas pico), lo que se traduce en menores costos, y por ende, en menores precios finales.
- Contribuye a la estabilidad y mejor desempeño de los sistemas de transporte y distribución, y por ende, a una mejor calidad del servicio.
- Contribuye a contar con capacidad de reserva y tiende a la autonomía/autosuficiencia energética.
- Contribuye a la *gestionabilidad* de las energías renovables, lo que colabora a descomprimir el uso de energías de fuentes convencionales y a la disminución en las emisiones de CO2 a la atmósfera.
- Minimiza la necesidad de nueva generación y evita el sobredimensionamiento de las plantas.

En conclusión, asumiendo la existencia de un marco regulatorio normalizado, con un régimen de mercado a término y contratos a largo plazo, se consideran como posibles medidas de incentivo las siguientes:

- Δ Marco normativo específico que contemple la remuneración de potencia firme en ERNC, bajo un régimen similar al de las centrales hidroeléctricas de bombeo o ciclos combinados. El régimen de pago por energía y disponibilidad debe justificar la inversión y hacer conveniente la instalación de baterías.
- Δ Marco normativo de fomento para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento, similar al inicialmente propiciado para el fomento de las energías renovables, que contemple:
  - beneficios impositivos referidos a financiación de sistemas híbridos (ERNC + baterías).

---

<sup>44</sup> E. Badaraco, “Creciente complejidad para la formación de precios en los nuevos Mercados de Energía Eléctrica”, enero 2017, publicado en Anuario Energía & Negocios.

- beneficios impositivos para proyectos en zonas donde el recurso solar no es el óptimo, y de esta manera contribuir a una mayor diversificación de la red y evitar congestión.
- Δ La posibilidad de almacenar y poder vender en un mercado a término determinado por bloques horarios (ej. Chile).

En este sentido, el desafío del regulador será crear un marco que plasme una política pública perdurable en el largo plazo<sup>45</sup> y sostenida en los sucesivos mandatos que tienda a:

- Δ Generar las señales económicas tendientes a fomentar la inversión y el desarrollo del mercado de las energías renovables junto con las tecnologías complementarias que contribuyan a minimizar su intermitencia. Ello requiere medidas políticas con visión a largo plazo y enfoques regulatorios adecuados para guiar las fuerzas del mercado y la inversión privada a tales fines.
- Δ Fomentar la innovación tecnológica y la competencia entre los actores para garantizar el mejor servicio al menor costo.
- Δ Contemplar las implicancias sociales que acarrea la inclusión de tecnologías de costos elevados en la matriz, debiendo garantizar una transición gradual, previsible y consensuada a nivel federal. Ello implica modelos de negocios innovadores que puedan contribuir a este proceso.

Todo ello redundará en menores costos de inversión y, por ende, en menores precios de energía y una mejor calidad de servicio para los usuarios finales.

---

<sup>45</sup> Por ejemplo, una política similar a la implementada en Chile, basada fundamentalmente en contratos a largo plazo y licitaciones para el abastecimiento convocadas con anticipación suficiente.