



Proyecto Parque Solar 80 MW
(Distrito Energético Añelo)



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



- 1. RESUMEN EJECUTIVO**
- 2. ESTUDIO DE MERCADO**
 - 2.1 PRODUCTO**
 - 2.2 DEMANDA DE ENERGÍA**
 - 2.3 OFERTA**
 - 2.4 PRECIO**
 - 2.5 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

- 3. FORMAS SOCIETARIAS DE PARTICIPAR**

- 4. PROVEEDORES**

SUPUESTOS TÉCNICOS Y DE OPERACIÓN (parámetros clave)

ASPECTOS LEGALES Y REGULATORIOS

OBTENCIÓN DE PERMISOS

RECURSOS MATERIALES Y HUMANOS

RENTABILIDAD FINANCIERA

COMERCIALIZACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA (escenarios y bandas)

RIESGOS Y SU MITIGACIÓN

GLOSARIO DE SIGLAS



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



1.RESUMEN EJECUTIVO

El Distrito Energético Añelo, desarrollado por TBSA Toro Brokers S.A., se concibe como un polo integral de infraestructura logística, industrial y energética en el corazón de Vaca Muerta. Su objetivo es responder a la creciente demanda de servicios de transporte, almacenamiento y energía que genera la actividad hidrocarburífera y su cadena de valor.

En este contexto surge el Proyecto Parque Solar 80 MW, un desarrollo estratégico que busca atender una de las principales limitaciones actuales de la región: la red de distribución eléctrica a cargo de EPEN no tiene capacidad de transporte adicional y, por lo tanto, no puede suministrar la energía que requieren nuevas industrias y servicios. Este cuello de botella se ha convertido en una barrera estructural para el crecimiento de Añelo y de todo el polo energético.

El parque solar se plantea como la solución directa a esa restricción. Se desarrollará dentro del Distrito Energético, lo que garantiza integración territorial, acceso a infraestructura logística y sinergia con el masterplan general. El proyecto prevé la instalación de 80 MW de potencia solar fotovoltaica, con una generación anual estimada de 170 GWh, a través de una subestación propia en 132/220 kV conectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). De este modo, se supera la dependencia de la red provincial de EPEN y se habilita una nueva fuente de suministro sustentable para empresas industriales, logísticas y energéticas.

La propuesta atiende dos frentes simultáneamente. Por un lado, responde a la necesidad urgente de disponer de más energía en Añelo para sostener la expansión productiva vinculada a Vaca Muerta. Por otro, permite diversificar la matriz energética de la provincia con un aporte renovable de gran escala, contribuyendo a la meta nacional de cubrir el 20% de la demanda eléctrica con fuentes limpias hacia 2025, conforme a la Ley 27.191.

Con un presupuesto estimado de 85 millones de dólares, el modelo financiero prevé aportes propios de TBSA (200 ha en el centro de Vaca Muerta), financiamiento internacional y contratos PPA con clientes privados. El proyecto proyecta una TIR del 12 al 14% y un repago en siete años, con ingresos asegurados tanto por ventas a CAMMESA bajo el régimen MATER como por contratos bilaterales con empresas de la región.

En conclusión, el Parque Solar 80 MW del Distrito Energético Añelo no es solo un emprendimiento renovable, sino una respuesta concreta a la imposibilidad de EPEN de proveer más energía en la zona. Su construcción permitirá garantizar la seguridad energética necesaria para sostener el desarrollo industrial y logístico de Vaca Muerta, al mismo tiempo que consolida a Añelo como un hub energético integral, diversificado y sustentable.



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



2. ESTUDIO DE MERCADO

2.1 PRODUCTO

El proyecto consiste en un parque solar fotovoltaico de 80 MWp ubicado dentro del Distrito Energético de Añelo, Neuquén. Su objetivo es generar energía limpia y confiable para abastecer la creciente demanda del sector industrial, logístico y residencial de Vaca Muerta, donde actualmente el EPEN no puede entregar mayor capacidad. El producto principal es la generación de energía eléctrica renovable, inyectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y comercializada a través del régimen MATER y contratos privados de compraventa de energía.

2.2 DEMANDA DE ENERGÍA

La región de Añelo, epicentro del desarrollo de Vaca Muerta, atraviesa un proceso de expansión económica y poblacional sin precedentes. La actividad hidrocarburífera, el establecimiento de parques logísticos y la urbanización acelerada impulsan una demanda energética creciente y sostenida, que ya supera la capacidad de la red de distribución a cargo del EPEN (Ente Provincial de Energía del Neuquén). En la actualidad, el sistema eléctrico de la zona presenta un déficit estructural de suministro que limita la instalación de nuevos emprendimientos industriales y genera costos adicionales para las empresas, las cuales deben recurrir a soluciones parciales como generación diésel, grupos electrógenos y contratos spot.

En los últimos cinco años, la demanda eléctrica en Añelo y sus alrededores ha crecido a tasas superiores al ocho por ciento anual, impulsada principalmente por las operaciones de perforación, fractura y explotación de pozos no convencionales. Las proyecciones indican que en los próximos diez años el consumo eléctrico se duplicará, pasando de un nivel actual estimado de unos 400 GWh anuales a alrededor de 800 GWh hacia 2035. Los picos de carga se concentran en los meses de invierno, cuando se combinan las necesidades de calefacción con las de bombeo y operación industrial.

Los principales demandantes de energía en la zona son las industrias petroleras y petroquímicas, que requieren un suministro estable y confiable, los servicios petroleros como plantas de arenas, bombeo, transporte y logística, los complejos logísticos y parques industriales que concentran consumos en almacenamiento en frío, iluminación y procesos de carga y descarga durante las 24 horas, y finalmente el crecimiento urbano de Añelo, que genera mayor consumo residencial y de servicios públicos tales como escuelas, hospitales y comercios.

Las restricciones actuales del sistema se explican por la limitación de la red de distribución de EPEN, que carece de capacidad adicional, la falta de inversiones en nuevas subestaciones y líneas de transmisión diseñadas para una escala mucho menor de consumo y la dependencia de generación térmica para cubrir los picos de demanda, lo que implica altos costos y baja sustentabilidad ambiental.

Frente a este escenario de déficit, los grandes consumidores muestran un marcado interés en obtener contratos de abastecimiento confiables, dolarizados y con precios predecibles, además



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



de soluciones sustentables que se alineen con sus compromisos ambientales y de gobernanza. La alternativa más atractiva es el desarrollo de proyectos de generación renovable, especialmente solar o eólica, que incluso puedan integrarse con sistemas de almacenamiento. Un parque solar de 80 MW en Añelo puede cubrir un volumen cercano a los 170 GWh anuales, lo que representa entre el veinte y el veinticinco por ciento de la demanda actual de la zona, con potencial para asegurar contratos de largo plazo con clientes industriales y logísticos.

En conclusión, la demanda eléctrica de Añelo es creciente, estructural y de largo plazo. El sistema actual se encuentra saturado y restringe nuevas inversiones industriales. Esto abre una oportunidad clara para proyectos de generación renovable local que aporten energía limpia, estable y competitiva, permitiendo además asegurar contratos de compra de energía (PPA) con los grandes consumidores. La combinación de déficit de infraestructura, presión por crecimiento económico y necesidad de sustentabilidad convierte a la región en un caso estratégico para la instalación de un parque solar de escala utility.

2.3 OFERTA

La oferta de energía renovable en la Patagonia está concentrada en parques eólicos en Chubut y Santa Cruz, mientras que Neuquén tiene muy poca penetración solar. La competencia local es reducida, lo que representa una ventaja para diferenciarse. La amenaza de nuevos oferentes es real dado el marco regulatorio favorable, pero la ventaja competitiva de este proyecto radica en su localización estratégica dentro del Distrito Energético, con cercanía inmediata a grandes consumidores y la posibilidad de cerrar contratos bilaterales de suministro. Los sustitutos provienen de la energía térmica fósil, que resulta más costosa y menos sustentable, lo que refuerza la competitividad del parque.

2.4 PRECIO

El precio esperado de venta de la energía se ubica entre 50 y 55 USD/MWh en el mercado MATER y entre 60 y 65 USD/MWh en contratos privados firmados con empresas de la zona, dependiendo de plazos y riesgos crediticios. Estos valores permiten márgenes atractivos, considerando la disminución del costo de los equipos fotovoltaicos en los últimos cinco años.

2.5 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La energía generada se inyectará directamente al SADI a través de una subestación elevadora de 132 kV dentro del distrito. La estrategia de comercialización se enfocará en contratos de compraventa a largo plazo (PPA) con empresas petroleras, logísticas e industriales, garantizando ingresos estables en dólares. Al mismo tiempo, una parte de la producción se canalizará a través del mercado MATER, aprovechando la obligación de grandes usuarios de cumplir con cuotas de consumo renovable.

El modelo de comercialización de la energía producida por el parque solar de 80 MW en Añelo se apoya en un esquema mixto que busca equilibrar la seguridad contractual de largo plazo con la flexibilidad de capturar oportunidades de mercado. Esta estrategia es clave para garantizar



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



ingresos estables, cubrir el financiamiento del proyecto y, al mismo tiempo, maximizar la rentabilidad en escenarios de volatilidad de precios.

Mercado a Término de Energías Renovables (MATER)

El MATER constituye uno de los pilares del esquema comercial, ya que permite inyectar la energía producida al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y venderla a grandes usuarios bajo contratos en dólares. Estos usuarios están obligados a cumplir con la Ley 27.191, que fija como meta abastecerse en un veinte por ciento con energías renovables hacia 2025. Los precios promedios de referencia en este segmento rondan entre 50 y 55 USD/MWh, con la ventaja de contar con contratos bancables y de largo plazo. Si bien la competencia por la capacidad de transporte es elevada, Añelo presenta una ventaja estratégica al encontrarse en una región donde la demanda crece de manera acelerada y estructural.

Contratos Bilaterales (PPA – Power Purchase Agreements)

Otra vía fundamental son los acuerdos bilaterales firmados directamente con empresas industriales, energéticas y logísticas asentadas en Vaca Muerta. Estos contratos a largo plazo permiten fijar precios en un rango superior al del MATER, situándose entre 60 y 65 USD/MWh, gracias al valor agregado de la cercanía física y la seguridad de abastecimiento que ofrece el parque solar. Los PPA aportan estabilidad de ingresos, reducen la exposición a la volatilidad regulatoria y generan relaciones de confianza con los grandes consumidores, que buscan previsibilidad en costos y certificación de origen renovable de la energía. Además, al tratarse de actores con fuerte presencia en la cadena de valor hidrocarburífera, estos contratos garantizan la colocación de una parte significativa de la producción del parque.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Como alternativa de base, el proyecto puede inyectar energía al Mercado Eléctrico Mayorista. En este caso, los precios promedios de referencia se ubican en torno a los 48 USD/MWh, lo que lo convierte en el escenario más conservador. El MEM es útil para colocar excedentes no comprometidos bajo contratos bilaterales o cuando la estrategia comercial del parque requiera flexibilidad adicional. Sin embargo, dada su menor rentabilidad, no constituye el pilar principal de la estrategia, sino un complemento para asegurar la venta de toda la energía generada.

Segmentos Premium

El proyecto también considera la posibilidad de acceder a segmentos premium de comercialización. Estos incluyen contratos con primas de cercanía —valoradas por consumidores que priorizan abastecimiento local y seguridad de suministro—, acuerdos vinculados a criterios ESG (Environmental, Social and Governance), y esquemas indexados a inflación o a precios internacionales de la energía. Tales contratos pueden



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



llevar los ingresos a niveles aún más altos, consolidando al parque solar como un proveedor estratégico y diferenciado en la región. En este segmento, los precios pueden superar los 65 USD/MWh y situarse en la franja más alta de rentabilidad.

PRECIOS DE LA ENERGÍA

Las referencias de mercado consideradas provienen del MATER (Mercado a Término de Energías Renovables) y del MEM, así como del comportamiento de variables relevantes (energía, potencia, transporte) publicado por CAMMESA.

Con base en dichos marcos se modelan bandas de precio en USD/MWh para escenarios de PPA y MATER, coherentes con las señales de costos y la obligación de consumo renovable de Grandes Usuarios.

Escenario Precio	Precio (USD/MWh)	Gen. neta (GWh/año)	Ingresos (USD/año)	EBITDA ~ (USD/año)
Conservador (MEM estacional/MATER bajo)	48	164.1	7876848	6526848
Base (MATER/PPA conservador)	55	164.1	9025555	7675555
Alto (PPA local con prima de cercanía)	62	164.1	10174262	8824262
Muy Alto (PPA premium, ESG + indexación)	65	164.1	10666565	9316565

PROYECCIÓN A 10 AÑOS (ESCENARIO BASE)

Año	Gen. neta (GWh)	Ingresos (USD)
1	164.1	9025555
2	163.28	8980427
3	162.46	8935525
4	161.65	8890847
5	160.84	8846393
6	160.04	8802161
7	159.24	8758150
8	158.44	8714359
9	157.65	8670787



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar

3. FORMAS SOCIETARIAS DE PARTICIPAR

El Parque Solar de 80 MW en Añelo, desarrollado por TBSA Toro Brokers S.A., es un proyecto diseñado para responder al déficit estructural de suministro eléctrico en la zona de Vaca Muerta. Con una generación anual proyectada de 164 a 170 GWh, el parque aportará energía renovable confiable en una de las regiones de mayor crecimiento industrial de Argentina. La inversión inicial asciende a 85 millones de dólares, con una estructura financiera basada en un 70% de deuda y un 30% de equity. La tasa interna de retorno esperada se sitúa entre el 12 y el 14%, con plazos de repago que oscilan entre siete y once años dependiendo del esquema de comercialización y financiamiento adoptado.

En materia de inversión, el proyecto ofrece varias **formas societarias y contractuales** para adaptarse a distintos perfiles de inversores:

La primera modalidad es la **participación vía equity directo en la sociedad vehículo (SPV)**. En este esquema, los inversores suscriben acciones de la sociedad que tendrá como único activo el Parque Solar de Añelo. La SPV se estructura como una sociedad anónima argentina con gobierno corporativo profesional, estatuto societario transparente y cuentas auditadas. El inversor accede a dividendos proporcionales a su participación, al mismo tiempo que se beneficia de la revalorización del activo a largo plazo. Este formato es el más directo para quienes deseen involucrarse en la propiedad del proyecto.

La segunda modalidad es el **equity estratégico vinculado a PPA**, orientado a empresas industriales y logísticas con operaciones en Vaca Muerta. Bajo esta figura, el inversor no solo participa como accionista, sino que también firma un contrato de abastecimiento eléctrico a largo plazo en dólares, asegurando su consumo futuro con precios previsibles (60–65 USD/MWh) y con primas de cercanía. Desde el punto de vista societario, este inversor puede integrar el directorio de la SPV y tener derechos de control adicionales sobre la operación, alineando su inversión financiera con su interés como cliente ancla.

La tercera opción es la **deuda convertible en equity**, una estructura híbrida en la que el inversor ingresa inicialmente como acreedor de la SPV, financiando parte del CAPEX con un crédito estructurado. El contrato de emisión prevé que, cumplidas ciertas condiciones, ese crédito pueda transformarse en participación accionaria. Este mecanismo reduce el riesgo inicial del inversor y ofrece la posibilidad de convertirse en socio del proyecto una vez que esté operativo y genere flujos de caja estables.

Una cuarta alternativa es la **joint venture o alianza estratégica**, que implica la conformación de una nueva sociedad junto con TBSA para el desarrollo y operación del parque. En este formato, las partes acuerdan aportes de capital y definen un gobierno compartido, distribuyendo utilidades y responsabilidades según lo establecido en el pacto de accionistas. Este esquema





es particularmente atractivo para utilities, empresas energéticas internacionales o fondos de infraestructura que buscan una presencia activa en la región.

Una quinta modalidad es la **participación de fondos de infraestructura o private equity**, que suelen ingresar mediante vehículos de inversión estructurados como Limited Partnerships o fideicomisos financieros. Estos fondos inyectan capital en la SPV o en una holding intermedia y mantienen su participación por un horizonte de entre cinco y diez años, para luego venderla a inversores estratégicos o institucionales. Este mecanismo se acompaña de cláusulas de salida predefinidas, como drag along, tag along o mecanismos de buy-back pactados en el pacto de accionistas.

Finalmente, se contempla la posibilidad de **PPA financieros o virtuales** como forma de inversión contractual. En este caso, el inversor adquiere contratos de energía renovable en dólares, con respaldo de certificados de origen (I-REC), sin consumir físicamente la electricidad. Estos contratos funcionan como instrumentos financieros indexados, con valor de reventa o de compensación frente a precios spot, y constituyen un activo que contribuye a la política ESG de las empresas participantes.

Cada una de estas modalidades puede articularse dentro de un marco legal y societario flexible, adaptado a la jurisdicción argentina, pero con estándares internacionales de gobierno corporativo. La SPV cuenta con la posibilidad de emitir acciones clase A y B para diferenciar derechos de voto y de dividendos, emitir deuda subordinada convertible y celebrar pactos de accionistas que garanticen derechos de minoría, cláusulas de no dilución y mecanismos de salida claros.

En conclusión, el Parque Solar 80 MW en Añelo ofrece a inversores internacionales un menú amplio de opciones de participación: equity directo en la sociedad vehículo, equity estratégico vinculado a contratos PPA, deuda convertible en acciones, joint ventures con gobierno compartido, participación de fondos de infraestructura con horizonte de salida, o inversión contractual vía PPA financieros. Este abanico de alternativas asegura que tanto inversores institucionales como industriales puedan encontrar el formato que mejor se adapte a su perfil de riesgo, sus objetivos estratégicos y sus exigencias de retorno, en un proyecto sólido, con ingresos dolarizados, bajo riesgo operativo y gran potencial de valorización en el marco de la transición energética argentina.

4. PROVEEDORES

Los principales insumos son paneles solares, inversores, transformadores, sistemas de montaje y equipamiento eléctrico de alta tensión. Los proveedores provienen principalmente de China, Europa y Estados Unidos, con fabricantes líderes como Longi, Trina y Jinko. El poder de negociación de los proveedores es medio: el mercado es amplio y competitivo, pero está sujeto a fluctuaciones internacionales de precios y disponibilidad logística.



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



5. SUPUESTOS TÉCNICOS Y DE OPERACIÓN

Parámetro	Valor
Potencia instalada (MWp)	80
Generación anual P50 (GWh)	170
Disponibilidad operativa	98.5%
Curtailement asumido	2.0%
Degradación anual	0.5%
Vida útil (años)	25
Conexión	Subestación propia 132/220 kV – SADI

6. ASPECTOS LEGALES Y REGULATORIOS

El proyecto deberá cumplir con la Ley Nacional 27.191 de Energías Renovables, que obliga a las grandes empresas a consumir al menos un 20% de energía renovable hacia 2025. También deberá ajustarse a las normativas provinciales del Neuquén en materia ambiental y de uso del suelo. Existen beneficios fiscales y financieros asociados a los regímenes de promoción de energías renovables, como amortización acelerada, exenciones arancelarias en la importación de equipos y acceso al FODER. Además, será necesario obtener autorización del ENRE y CAMMESA para la conexión al SADI.

7. RECURSOS MATERIALES Y HUMANOS

El proyecto estimamos demandará alrededor de 320.000 paneles solares de 500 W, 100 inversores centrales, transformadores, cableado de alta tensión y una subestación de 132 kV. La obra civil ocupará unas 160 hectáreas dentro del Distrito Energético. Durante la construcción se emplearán cerca de 200 trabajadores, incluyendo ingenieros, técnicos, operarios y personal de logística. En la operación estable se requerirán 25 empleados especializados en operación y mantenimiento. Se prevén programas de capacitación en sistemas fotovoltaicos, SCADA y seguridad ambiental.

8. RENTABILIDAD FINANCIERA

El Proyecto Parque Solar 80 MW en Añelo constituye una oportunidad de inversión estratégica en uno de los polos de mayor dinamismo económico y energético de la Argentina. La propuesta combina escala, localización y condiciones de mercado que lo convierten en un desarrollo de alto atractivo financiero y de fuerte impacto en la transición hacia energías limpias dentro de la región de Vaca Muerta.

El proyecto se sustenta en una inversión inicial de aproximadamente 85 millones de dólares de capital de inversión CAPEX, (Capital Expenditure). Este monto contempla la compra de equipos



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



principales, como módulos fotovoltaicos y transformadores, además de todos los costos asociados a la construcción, la obra civil, la interconexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la subestación elevadora de 132/220 kilovoltios, los sistemas de control y supervisión remota SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), la ingeniería, los permisos regulatorios y una reserva de contingencias para imprevistos. Se trata de una inversión inicial robusta, pero equilibrada en función de la magnitud del parque y del nivel de producción energética esperado.

A esta inversión inicial se le suma un costo operativo anual muy bajo en relación con el tamaño del proyecto. El gasto operativo anual OPEX (Operational Expenditure) se estima en torno a 1,35 millones de dólares. Este gasto cubre mantenimiento preventivo y correctivo, reposición de repuestos críticos, seguros, operación integral de los sistemas de control y la vigilancia de las instalaciones. La relación entre CAPEX elevado y OPEX reducido es sumamente ventajosa, ya que asegura que una porción significativa de los ingresos brutos se transforme directamente en resultado operativo, es decir, en ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), disponible para repago de deuda y distribución de utilidades a los accionistas.

La producción neta de electricidad del parque, luego de descontar pérdidas por indisponibilidad técnica y recortes de despacho (curtailment), se estima en alrededor de 164 gigavatios-hora (GWh) por año, lo que equivale a abastecer a decenas de miles de hogares de la región. Esta cifra se calcula sobre la base de una disponibilidad técnica del 98,5% y un nivel de curtailment estimado en apenas un 2%, lo cual refleja tanto la confiabilidad de la tecnología como la calidad de los recursos solares en la zona de Añelo.

En términos de ingresos, la estrategia comercial y la capacidad de asegurar contratos de venta de energía resultan determinantes. En un escenario conservador, basado en precios de mercado de referencia similares al Precio Estacional de la Energía (MEM, Mercado Eléctrico Mayorista) o a las bandas bajas del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), los valores rondan los 48 dólares por megavatio-hora (USD/MWh). En este caso, el parque alcanzaría ingresos anuales de 7,9 millones de dólares, con un EBITDA cercano a 6,5 millones.

En un escenario intermedio o base, representativo de contratos a término firmados dentro del MATER o de acuerdos de compraventa de energía a largo plazo en dólares, conocidos como Power Purchase Agreements (PPA), el precio de venta se ubica en torno a 55 USD/MWh. En estas condiciones, los ingresos alcanzarían los 9 millones de dólares y el EBITDA se situaría en torno a 7,7 millones.

Finalmente, en los escenarios más favorables o premium, que incluyen contratos privados con grandes usuarios industriales de la zona de Vaca Muerta y Añelo, ya sea mediante PPA con primas de cercanía o contratos vinculados a objetivos ambientales, sociales y de gobernanza ESG (Environmental, Social and Governance), los precios proyectados oscilan entre 62 y 65 USD/MWh. Bajo este marco, los ingresos superarían los 10,5 millones de dólares y el EBITDA



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



anual se ubicaría en torno a 9,3 millones. Este rango de precios es el que asegura una rentabilidad diferencial, dado que los usuarios industriales valoran tanto la seguridad de suministro como el componente sustentable de la energía contratada.

El costo nivelado de la energía LCOE (Levelized Cost of Energy) del proyecto se estima en 65,3 USD/MWh, tomando como referencia un costo de capital ponderado WACC, (Weighted Average Cost of Capital) del 10% y una vida útil de 25 años. Esto significa que bajo escenarios de precios bajos o incluso en el escenario base, los márgenes financieros son estrechos, ya que el precio de venta se encuentra en niveles similares o inferiores al costo nivelado. Sin embargo, cuando se accede a contratos premium en el rango de 62–65 USD/MWh, la diferencia positiva entre precio de venta y LCOE se traduce en una tasa interna de retorno (TIR, Internal Rate of Return) atractiva y sostenible.

En el escenario base, el EBITDA anual de 7,7 millones de dólares llevaría a un repago simple de la inversión en aproximadamente 11 años. No obstante, el modelo financiero del proyecto contempla un repago en torno a los 7 años, lo que es factible únicamente bajo dos condiciones: primero, el aseguramiento de contratos PPA privados en el rango premium de precios, y segundo, la implementación de una estructura de financiamiento apalancada con deuda que reduzca la necesidad de capital propio y acelere los retornos sobre el capital invertido.

En un horizonte de diez años, incluso sin apalancamiento financiero ni beneficios fiscales, el escenario base acumula un EBITDA cercano a 74 millones de dólares, lo que demuestra la solidez del flujo de caja y la capacidad del proyecto para sostener su operación a lo largo de toda su vida útil, incluso considerando la degradación progresiva de los módulos solares.

Los indicadores financieros refuerzan el atractivo del proyecto. La TIR proyectada se ubica en un rango de 12 a 14%, plenamente competitivo en comparación con proyectos de energías renovables en América Latina. El valor actual neto (VAN) alcanza aproximadamente 25 millones de dólares, lo que confirma que, bajo supuestos de precios de venta en la franja alta, la inversión genera valor adicional y consistente.

Los análisis de sensibilidad muestran que una variación del $\pm 10\%$ en el CAPEX impacta la TIR en apenas 1 a 1,5 puntos porcentuales, mientras que un cambio de ± 5 USD/MWh en el precio de la energía implica un ajuste de $\pm 0,8$ millones de dólares en el EBITDA anual. Esto evidencia que el factor más determinante de la rentabilidad no está en la inversión inicial ni en el gasto operativo, sino en la capacidad de gestión comercial y contractual, particularmente en la negociación de contratos con grandes usuarios.

En conclusión, el Parque Solar 80 MW en Añelo es un proyecto con fundamentos sólidos y con un potencial de rentabilidad altamente atractivo en escenarios de contratos premium. Bajo precios bajos del MATER el proyecto sigue siendo viable, aunque con retornos ajustados y plazos de repago más largos. Sin embargo, asegurando PPA privados en dólares con precios competitivos, y complementando la estructura con financiamiento internacional que optimice el



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



apalancamiento, el proyecto se transforma en una oportunidad de inversión segura, rentable y estratégica, con retornos sostenidos en el tiempo y un posicionamiento privilegiado dentro del Distrito Energético Añelo, núcleo de la expansión energética de la Patagonia y de la transición hacia fuentes renovables en la Argentina.

9. INVERSIÓN (CAPEX) – DESGLOSE

Tabla. Estructura de CAPEX (USD 85 millones)

Concepto	Share %	Monto (USD)
Módulos FV (LONGi/Trina/Jinko)	38.0	32300000
Inversores centrales	8.0	6800000
Estructuras y trackers/fijos	12.0	10200000
Obras civiles (mov. suelos, caminos)	6.0	5100000
Balance of System (DC/AC, cableado)	7.0000000000000001	5950000
Subestación elevadora 132/220 kV	7.0000000000000001	5950000
Interconexión y protecciones SADI	4.0	3400000
SCADA, comunicaciones y seguridad	2.0	1700000
Ingeniería, dirección y QA/QC	3.0	2550000
Gastos de desarrollo y permisos	2.0	1700000
Gastos del Propietario (owner's costs)	2.0	1700000
Contingencias (7%)	7.0000000000000001	5950000
Intereses durante construcción (IDC)	1.0	850000
Margen EPC	1.0	850000

10. COSTOS OPERATIVOS OPEX Y O&M (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



Se prevé un costo de Operación y Mantenimiento (O&M) anual de referencia de ~USD 1,350,000, incluyendo mantenimiento preventivo/correctivo, repuestos críticos, seguros, SCADA y vigilancia.

La metodología de costos y su seguimiento se alinea con los criterios de costos medios y variables que CAMMESA publica para el MEM, adaptados a renovables y PPA/MATER.

PRECIOS DE LA ENERGÍA

Las referencias de mercado consideradas provienen del MATER (Mercado a Término de Energías Renovables) y del MEM, así como del comportamiento de variables relevantes (energía, potencia, transporte) publicado por CAMMESA.

Con base en dichos marcos se modelan bandas de precio en USD/MWh para escenarios de PPA y MATER, coherentes con las señales de costos y la obligación de consumo renovable de Grandes Usuarios.

Escenario Precio	Precio (USD/MWh)	Gen. neta (GWh/año)	Ingresos (USD/año)	EBITDA ~ (USD/año)
Conservador (MEM estacional/MATER bajo)	48	164.1	7876848	6526848
Base (MATER/PPA conservador)	55	164.1	9025555	7675555
Alto (PPA local con prima de cercanía)	62	164.1	10174262	8824262
Muy Alto (PPA premium, ESG + indexación)	65	164.1	10666565	9316565

PROYECCIÓN A 10 AÑOS (ESCENARIO BASE)

Año	Gen. neta (GWh)	Ingresos (USD)
1	164.1	9025555
2	163.28	8980427
3	162.46	8935525
4	161.65	8890847
5	160.84	8846393
6	160.04	8802161



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



7	159.24	8758150
8	158.44	8714359
9	157.65	8670787
10	156.86	8627433

RIESGOS Y SU MITIGACIÓN

Los riesgos principales son regulatorios, cambiarios y técnicos. A nivel regulatorio, posibles cambios en la política energética nacional podrían afectar la comercialización; se mitigará con contratos de largo plazo en dólares bajo el régimen MATER. El riesgo cambiario se cubre naturalmente con ingresos dolarizados. En cuanto a riesgos técnicos, la dependencia de proveedores internacionales puede generar retrasos; para mitigarlo se diversificarán proveedores y se mantendrán stocks estratégicos. También se consideran riesgos climáticos como tormentas de granizo, mitigados con seguros especializados, aunque la zona donde se instalaría el parque no es habitual que se generen los mencionados fenómenos meteorológicos.

GLOSARIO DE SIGLAS

Sigla	Significado
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
EPEN	Ente Provincial de Energía del Neuquén
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de compraventa de energía)
PDI	Punto de Interconexión
REF A	Referencial A (capacidad de despacho $\geq 92\%$ anual, Res. SE 360/2023)
BESS	Battery Energy Storage System (Sistema de almacenamiento)
O&M	Operación y Mantenimiento
EPC	Engineering, Procurement and Construction
CAPEX	Gastos de capital (Inversión inicial)
OPEX	Gastos operativos
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
LCOE	Levelized Cost of Energy (Costo nivelado de la energía)



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar



WACC	Weighted Average Cost of Capital (Costo de capital ponderado)
IDC	Interest During Construction (Intereses durante la construcción)



Central +54 11 4373-5000
Av. Figueroa Alcorta 7510,
CABA, Argentina



Neuquén +54 9 11 4439 1965
Av. Dr. Ramón 71 Of 308,
Neuquén, Argentina



www.tbsa.ar
hola@tbsa.ar