



Informe de Etapa I

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y FINANCIERA PARA PROYECTOS FOTOVOLTAICOS.

Elaboración: Ing. José Ignacio Ciscar

Revisión: Ing. Luis María Molinari

Aprobación: Lic. Francisco German Haehnel

Córdoba - 18 de abril de 2023

Tabla de contenido

Introducción.....	2
Normativa aplicable.....	2
Contexto	3
Costo de abastecimiento - programación estacional CAMMESA.....	3
Tipo de cambio unificación - devaluación	3
Tarifas	4
Proyecciones	4
Distorsión de precios en la provisión de componentes e instalaciones	5
Modelos de negocio	6
RenMDI.....	6
Garantía de Mantenimiento de Oferta	8
Esquema de pagos hasta la habilitación comercial:.....	8
Presentación de ofertas	10
Comentarios Generales RenMDI.....	11
RenMDI EPEC.....	12
Contrato EPC-F: Ingeniería, Procura y Montaje de obras - Financiamiento	12
Contrato BMT: Construcción, gerenciamiento y transferencia	12
Requisitos comunes a todos los proyectos	13
Proyectos propuestos por la EPEC	14
Comentarios Generales RenMDI EPEC.....	15
MATER	16
Comentarios Generales MATER	16
MATER GUDI.....	17
GDC UCELCA y Cooperativas asociadas	18
Comentarios Generales GDC.....	19
GDC Individual Cooperativas	19
Contrato con EPEC directo en un POTENCIAL mercado provincial	20
Fuentes de Financiamiento Disponibles	21
Ponderación de propuestas.....	23
Conclusiones ETAPA I.....	24
Requerimiento de información para ETAPA II	24
Anexo I	25
Anexo II	26
Anexo III	27
Anexo IV	28

Introducción

El presente informe tiene por objetivo orientar a UCELCA sobre las posibilidades actuales que presenta el mercado eléctrico respecto de los posibles modelos de generación de energía eléctrica Solar Fotovoltaica, puntualmente en Córdoba.

Se procura estar alineado no solo con el objetivo declarado en su estatuto respecto de poder generar energía, sino también con las posibilidades de las Cooperativas, tanto en lo material como en lo normativo.

Este documento pretende ser de utilidad para la institución, pero también para los cuadros administrativos de cada una de las cooperativas que la integran.

Normativa aplicable

- Ley Nacional 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública.
- Ley Nacional 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Ley provincial N°10.604 de Córdoba, de adhesión a Ley Nacional 27.424.
- Res. SE 370/2022
- Res. SE 36/2023
- Decreto Provincial 132/19: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.
- Res 36/2021 ERSEP
- Res 57/2022 ERSEP

Contexto

Costo de abastecimiento - programación estacional CAMMESA

Basado en la programación estacional provisoria de mayo - octubre 2023 realizada por CAMMESA, se prevé un aumento sostenido del *costo total MEM + transporte* hasta el mes de agosto, con un pico en el mismo mes de 24.335,87 \$/MWh, para luego descender progresivamente hasta ubicarse en 17.327,57 \$/MWh en octubre 2023 (Ver **Anexo I**). Este descenso, como se vio en años anteriores, probablemente no llegue a aplicarse debido a la corrección trimestral por diferentes factores, entre otros el tipo de cambio previsto en esta programación provisoria en \$262,5/USD para Octubre. Si se comparan los valores en dólares, se puede observar que los precios se mantienen estables con una leve tendencia a la baja en meses como junio y julio, respecto al 2022 (Ver **Anexo II**), pero aún muy por encima de los valores que tuvo el mercado en promedio 2018/2019.

El hecho de que se prevé una escalada del precio en pesos, pero en USD se mantiene constante se explica en una devaluación esperada e inflación.

Tipo de cambio unificación – devaluación

El gobierno actual reconoce una “devaluación encubierta” y acelerada de la cotización del dólar oficial al establecer diferentes tipos de cambio según sector, con lo cual al momento de evaluar un proyecto es menester tener en cuenta que el tipo de cambio oficial no ofrece el escenario más estable y la decisión de cuál utilizar dependerá de la proyección temporal del análisis.

Esto impacta al presente análisis de las siguientes maneras:

- 1) los contratos dolarizados brindan la seguridad de que se va a recuperar la inversión,
- 2) respecto de las cotizaciones; para analizar precios referenciales se deberá primero establecer un criterio para abordar correctamente las diferencias entre proveedores, ya que cada cual cotiza a un tipo de cambio diferente según propio criterio.

Tarifas

Se espera que el gobierno siga realizando un ajuste en las tarifas energéticas para hacer frente a los desafíos económicos y fiscales del país, con el objetivo de reducir el gasto público y el déficit fiscal. Sin dudas la Secretaría de Energía está en estos últimos meses fuertemente comprometida en alcanzar las metas comprometidas en el acuerdo con el FMI, pero se enfrenta a un escenario incómodo debido al ajuste necesario en un período pre-electoral.

La política de segmentación tarifaria para la asignación más direccionada de subsidios parece ir en dirección correcta pero no con la velocidad de implementación suficiente para lograr las metas propuestas. Al momento de la elaboración del informe, la implementación tiene al menos 60 días de demora respecto al alcance de quita de subsidios para las categorías de residenciales establecidas. Al mismo tiempo, se puede observar que **los aumentos tarifarios establecidos durante el último año no alcanzaron a la escalada de la inflación que marcó un 102% interanual**, con lo cual, independientemente del instrumento establecido, el mercado se encuentra nuevamente por debajo del 50% de cobertura de costos como se puede ver en la programación provisoria (**Ver**

Anexo III).

El año 2022 el FMI le planteó al gobierno que los subsidios energéticos bajen del 1,9% del PBI en 2022 al 1,5% en 2023. Para lograrlo, se prevé en mayo un aumento promedio para usuarios residenciales sin subsidios de entre 85 y 90% y, para usuarios comerciales del 31%, sumado a un 17% en agosto y 7% en noviembre.

La inflación total anual estimada para el corriente año es de 110% por el *Banco central* a través del *Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM)*, mientras que el FMI presentó un 88% en sus proyecciones del *informe de Perspectivas Económicas Mundiales*, y pidió políticas fiscales y monetarias prudentes y contractivas, acordes con el programa firmado con la institución

Proyecciones

Es totalmente esperable que, en el futuro, el gobierno continúe implementando medidas para fomentar la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía renovable para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, ya que es un compromiso internacional asumido por el país.

A continuación, algunos datos que nos pueden ayudar a comprender las proyecciones para los siguientes años en materia de energías renovables:

- El consumo eléctrico anual presenta un aumento acumulado del 3.2% entre enero 2022 y enero 2023. Durante marzo del verano de 2023 se registró el consumo de potencia máximo con 29.105MW, evidencia del crecimiento constante del consumo eléctrico.
- Este año CAMMESA prevé el ingreso de 790,8 MW de potencia de generación de energía eléctrica mediante energías renovables, **generación que todavía deja un gran lugar a la generación con fuentes térmicas a reemplazar.**
- En mayo del 2022, la Secretaría de Energía de la Nación habilitó a las distribuidoras a participar del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) para abastecer a los Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI) (consumos mayores o iguales a 300 KW), a través de la Res. SE 370/22.
- Prioridad de despacho: cuando se presenta la situación de priorizar el despacho entre una fuente de generación renovable y otra que no lo es, la primera tiene prioridad por Ley 27191.

Distorsión de precios en la provisión de componentes e instalaciones

Es conocida la situación de falta de acceso a divisas y autorizaciones de permisos de importación para la industria en general.

Actualmente el mercado local de componentes se encuentra transitando la crisis de stock más importante de los últimos años. Sobre todo, en la industria fotovoltaica, el poco stock disponible en el país, asume un tipo de cambio contado con liquidación de reposición para la importación en el mejor de los casos, debido a que las únicas autorizaciones para importar que

están siendo aprobadas en estas semanas son aquellas que declaran que no utilizarán divisas del BCRA para realizar el pago al exterior, o dicho de otro modo, que se pagarán con divisas desde el exterior. El resultado de esto es que exista una gran dispersión de precios en el mercado y un desacople total respecto a los precios internacionales de los componentes con referencia a la cotización oficial de divisas.

En referencia a los precios internacionales, después de una década de declive continuo, en 2021, los precios de los módulos fotovoltaicos comenzaron a aumentar por interrupciones en la cadena de suministro que llevaron a mayores costos de materias primas. Esto significó que el precio de los módulos solares fotovoltaicos cristalinos aumenten entre un 8% y un 15% en 2022 en comparación con 2020. Desde el tercer trimestre de 2022 **los precios ahora se han estabilizado y han comenzado a disminuir**, aunque están aún lejos de los niveles de 2019.

Al tener en la industria fotovoltaica local entre un 60 y 70% de costos dependientes de componentes importados, sumando a que el resto de los componentes nacionales depende de materias primas con precios de referencia en divisas, trae como consecuencia que las cotizaciones a dólar oficial aumenten entre un 50 y 65% respecto a la misma obra presupuestada anterior a Julio de 2022.

Modelos de negocio

En este apartado se establecen cuáles son las alternativas actuales del mercado para establecer un proyecto de generación de energía renovable impulsado desde UCELCA y cuáles son las variables más importantes a tener en cuenta para cada una de esas posibilidades.

RenMDI

Es una convocatoria a licitación para generadores de energía renovable que busca en primer lugar, **sustituir la generación forzada** a través de tecnología Solar Fotovoltaica (SFV), Solar Fotovoltaica con Almacenamiento (SFVA), eólica con Almacenamiento (EOLA) y Biomasa y por otro lado, pretende **diversificar la matriz** productiva a través de tecnología Biogás, Biogás de relleno sanitario, Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos (PAH) y Biomasa.

- Contrato a 15 años cuya parte compradora es CAMMESA.
- Plazo de obra: 3 años + 1 de prórroga (con penalidad).
- Potencias de entre 3 y 20 MW (*para tecnología solar en Córdoba - Región 4*).
- La energía eléctrica generada en exceso de la Potencia Contratada podrá ser comercializada en el Mercado Spot valorizada al precio establecido.
- Región 4 sin prioridad de despacho. Con posterioridad a la adjudicación, CAMMESA asignará prioridad de despacho a los proyectos que hayan sido adjudicados sin Prioridad de Despacho, siempre en la medida que exista capacidad de transporte disponible. Ver Circular N°4.
- Precio máximo en dólares para la Región 4: **80 USD/MWh** para tecnología **SFV** y **115 USD/MWh** para **SFVA**. Por otra parte, para proyectos con **aprovechamiento biomásico** (ejemplo cáscara de maní) el precio máximo es de **146 USD/MWh** y para proyectos de **PAH** el precio es de **130 USD/MWh**.
- Fecha límite de presentación de ofertas: 27/04/2023

A continuación, se exponen algunos temas para tener en cuenta del capítulo 18.2 del Pliego de Bases y Condiciones:

Valor de Sustitución (VS): Se establece un Valor de Sustitución que es la suma de los tres componentes que se indican a continuación, para cada proyecto, según su tecnología y ubicación.

Valorización BASE (VB): OCHENTA (80) USD/MWh igual para todas las tecnologías, equivalente a la generación media desplazada por la nueva central.

Valorización de la Sustitución de Generación Forzada (VSF), según la caracterización del nodo de conexión en relación con la generación forzada desplazada por la nueva central

- ➔ Impacto Alto = DIECIOCHO (18) USD/MWh
- ➔ Impacto Medio = DIEZ (10) USD/MWh

- Impacto Bajo = TRES (3) USD/MWh (*)
- Impacto Escaso = menos CINCO (-5) USD/MWh (*)

(*) La provincia de Córdoba sólo registra nodos con impacto “bajo” y “escaso” Ver Anexo 1 a la Circular N°04 - Anexo 3, Nodos de Conexión y Límites de Asignación.

Valorización de la Firmeza (VP) de la Tecnología equivalente a la valorización media de la firmeza de potencia de la nueva central:

- BM = VEINTICUATRO (24) USD/MWh
- SFV = CERO (0) USD/MWh
- SFVA = DOCE (12) USD/MWh (*)
- EOLA = CUATRO (4) USD/MWh (*)

(*) Aplica cuando el Almacenamiento de la oferta es de al menos 3 horas de una potencia en MW mayor o igual al 25% de la Potencia Instalada en la central de generación.

Para cada proyecto, considerando su ubicación en la red, la caracterización del punto de conexión y su tecnología, CAMMESA calculará el Valor de Sustitución (VS) como la suma de los tres componentes indicados (VB + VSF + VP), correspondientes al proyecto.

Diferencia de Costo: Se define como Diferencia de Costo (DC) a la diferencia positiva o negativa entre el Valor de Sustitución (VS) y el Precio Ofertado (PO).

$$\text{Diferencia de Costo} = \text{Valor de Sustitución} - \text{Precio Ofertado}$$

A modo de ejemplo se hará un **cálculo hipotético** donde el lugar de emplazamiento elegido es el nodo de “Isla verde” propuesto como alternativa por la Cooperativa, con una tecnología SFV:

Donde:

$$VB = 80\text{USD}/\text{MWh}$$

$VSF = 3\text{ USD}/\text{MWh}$ → nodo con impacto “bajo”. Ver Anexo 1 a la Circular N° 04 - Anexo 3, Nodos de Conexión y Límites de Asignación.

$$VP = 0\text{USD}/\text{MWh}$$

$$\text{Valor de sustitución} = (80 + 3 + 0)\text{ USD}/\text{MWh}$$

$$\text{Valor de sustitución} = 83\text{ USD}/\text{MWh}$$

Suponiendo que el costo ofertado es de 70 USD:

$$\text{Diferencia de costo} = (83 - 70)\text{USD}/\text{MWh}$$

$$\text{Diferencia de costo} = 13\text{USD}/\text{MWh}$$

Ordenamiento de Ofertas Renglón 1: CAMMESA realizará un orden de mérito en base a una lista ordenada de Ofertas del Renglón 1 en orden decreciente de Diferencia de Costo (DC). Si existiera igualdad entre proyectos con igual Diferencia de Costo (DC) se ordenarán entre ellos de menor a mayor Precio Ofertado (PO) y, en caso de persistir la igualdad por Precio Ofertado entre las Ofertas, se resolverá utilizando el Factor de Mayoración (FM) declarado,

teniendo mejor orden de mérito en la lista ordenada la Oferta de mayor Factor de Mayoración. El orden de mérito establecido será utilizado para la adjudicación del Renglón 1.

Solo en los casos en que persistiera la igualdad en el ordenamiento para definir el última Oferta a pre adjudicar se convocará a los Oferentes cuyas ofertas se encuentren en esta condición, a presentar, en lugar y fecha a definir por el Organismo Encargado de Despacho (OED), una mejora de oferta que resolverá la igualdad planteada.

Garantía de Mantenimiento de Oferta

Consta de un cheque bancario a favor de CAMMESA, cuya finalidad es **garantizar la seriedad y mantenimiento de la oferta**, los montos se resumen en la siguiente tabla:

Rangos de Garantía	Potencia Mayor o igual a MW	Potencia Menor o igual a MW	Montos Garantías (AR\$)
Garantía 1	0,50	1,50	\$450.000
Garantía 2	1,51	2,50	\$900.000
Garantía 3	2,51	7,50	\$1.800.000
Garantía 4	7,51	12,50	\$3.600.000
Garantía 5	12,51	20	\$7.200.000

Esquema de pagos hasta la habilitación comercial:

Los Adjudicatarios hasta la Habilitación Comercial de la Central (en la Fecha Programada de Habilitación Comercial o Prórroga Máxima, en su caso) deberán acreditar los pagos cuyo esquema se detalla a continuación, tener en cuenta que el esquema de pagos finalizará al momento de la Habilitación Comercial de la Central.

Pago inicial por adjudicación: Dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a la notificación de adjudicación las Ofertas Adjudicadas deberán abonar al OED la cantidad de pesos equivalente a cinco mil $5.000 \frac{USD}{MW}$ de potencia contratada. A dicho pago se le deberá descontar el pago realizado en concepto de Pago de Garantía de Mantenimiento de Oferta.

Pagos trimestrales para mantenimiento de adjudicación: Dentro de los siguientes diez (10) días hábiles del inicio del trimestre calendario posterior al de la firma del Contrato de Abastecimiento, se iniciará un esquema de pagos por trimestre calendario con la siguiente secuencia (simplificado en el presente informe para renglón 1):

- Pagos durante los 7 trimestres calendarios posteriores al de firma del Contrato de Abastecimiento. Dentro de los cinco (5) días hábiles a contar desde el inicio de cada trimestre, los Adjudicatarios deberán abonar al OED la cantidad de pesos equivalente a $1000 \frac{USD}{MW}$ de potencia contratada.
- Pagos durante los 4 trimestres calendarios siguientes. Dentro de los cinco (5) días hábiles a contar desde el inicio de cada trimestre, los Adjudicatarios deberán abonar al OED la cantidad de pesos equivalente a $2000 \frac{USD}{MW}$ de potencia contratada.
- Pagos, correspondientes a la Prórroga Máxima prevista en el Artículo 7 del PBC, durante los 4 trimestres calendarios siguientes. Dentro de los cinco (5) días hábiles a contar desde el inicio de cada trimestre, los Adjudicatarios deberán abonar al OED la cantidad de pesos equivalente a $5000 \frac{USD}{MW}$ de potencia contratada.

Continuando con el ejemplo anterior, suponiendo que la instalación SFV es de 5MW, se procede al cálculo de las garantías:

$$\text{Garantía de mantenimiento de oferta} = \$1.800.000$$

$$\text{Garantía de mantenimiento de oferta} \approx 8154 \text{ USD} (*)$$

(*) TC BNA al 14/04/2023: 1USD=\$220,75

$$\text{Pago inicial} = 5000 \frac{USD}{MW} * 5MW - 8154USD$$

$$\text{Pago inicial} = 16.845USD$$

Tabla 1 - Resumen del ejemplo de pagos trimestrales para mantenimiento de la adjudicación

1	2	3	4	5	6	7
USD 5000	USD 5000	USD 5000	USD 5000	USD 5000	USD 5000	USD 5000
USD 10000	USD 10000	USD 10000	USD 10000			

Tabla 2 – Resumen del ejemplo de pagos trimestrales correspondientes a prórroga máxima

1	2	3	4
USD 25000	USD 25000	USD 25000	USD 25000

Presentación de ofertas

La presentación de las Ofertas se realizará el día **27 de abril de 2023, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en principio de 10 a 14hs**, o en el lugar, fecha y hora en que CAMMESA indique hasta dos días hábiles antes de la fecha de apertura. No se aceptarán ofertas enviadas por correspondencia. La Oferta se presentará en dos sobres cerrados y opacos. Un sobre identificado con la letra “A” y, el otro, identificado con la letra “B”.

Las Ofertas deberán ser claras, redactadas en idioma español, debiendo ser presentadas en versión electrónica (en formato PDF) grabada en dos pen drive (original más otro de respaldo).

A modo de ordenar la presentación para UCELCA se listan los formularios que se deberán presentar para esta propuesta, los mismos se encontrarán también en una carpeta separada llamada “Archivos presentación RenMDI” con los archivos nombrados de la misma forma, siendo éstos los más actualizados al momento del presente informe a través de las notificaciones Circulares. No obstante, de todos modos **se recomienda consultar los capítulos 11, 12 y 13 del PBC** ya que allí se encuentra todo mayor el detalle y se actualiza constantemente a través de las Circulares.

Sobre A:

1. Índice del contenido del Sobre A
2. Cheque de Garantía de Mantenimiento de Oferta conforme lo prescripto en el Artículo 10.
3. Carta de Presentación de Oferta con carácter de declaración jurada (Anexo 2 a la Circular N°04 - Carta de Presentación de Oferta)
4. Carta de Acuerdo de Conexión Técnica con el Agente Transportista y/o PAFTT (Anexo 2 - Carta Acuerdo de Conexión Técnica)
5. El Oferente, en caso de ser una persona jurídica o un Fideicomiso o una U.T., deberá presentar la siguiente documentación original o copia debidamente certificada por escribano público y legalizada por el Colegio de Escribanos, en caso de corresponder en virtud de la jurisdicción de otorgamiento:
 - a. Acta constitutiva, contrato social y estatutos vigentes y/o contrato constitutivo
 - b. Acta de reunión del órgano de administración del Oferente o del fiduciario en caso del Fideicomiso, en la que surja la decisión social para la presentación y la formulación de la Oferta en la Convocatoria y el otorgamiento de la Garantía de Mantenimiento de Oferta
 - c. Poder en el que se acrediten las facultades de la o las personas humanas que actúan como apoderados en representación del Oferente.

NOTA: Cuando el Oferente esté integrado por más de una persona, cada una de ellas deberá presentar la documentación indicada en el punto 6.

6. Declaración jurada de intereses (Anexo 3 - DECLARACIÓN JURADA DE INTERESES - DECRETO N° 202-2017. Persona Jurídica.)
7. Memoria descriptiva

Sobre B

1. Anexo 3 a la Circular N° 04 - Carta de Presentación de Oferta Económica
2. Anexo 7 - Carta de Presentación de Oferta Económica - Sobre B
 - a. Precio Ofertado
 - b. Factor de mayoración

Comentarios Generales RenMDI

Si tuviéramos que evaluar la situación **con un plazo acotado de construcción, el escenario sería prácticamente inviable** por la situación macroeconómica, las trabas a la importación de componentes, la posibilidad alta de cambios de reglas de juego con el ingreso de un nuevo gobierno, y otros factores de incertidumbre como el riesgo asociado de un contrato con CAMMESA que debido a la política energética de subsidios sostenidos por aportes del tesoro, es una compañía que desde hace muchos años se encuentra en una virtual quiebra. Por otra parte, podemos afirmar que no es un llamado enfocado en las posibilidades de producción de energía que tiene Córdoba para la tecnología solar fotovoltaica, visto que, **pone en competencia en la misma región con provincias como Mendoza, San Juan y San Luis donde existen zonas con radiación superior a la media de Córdoba** y por otro lado el costo de oportunidad de la tierra en esos lugares es sensiblemente menor. En este sentido, **un proyecto de Biomasa a partir de cáscara de maní puede mitigar lo anteriormente mencionado.**

Sin embargo, el escenario puede resultar favorable y en el peor de los casos neutral o muy poco negativo. La presentación de una oferta para generar con energía solar fotovoltaica en un horizonte temporal de inicio de construcción de 18/24 meses nos pone frente a un contexto quizá más favorable que el actual. En primer lugar, **se espera se resuelva la provisión de componentes importados a un tipo de cambio unificado**, además se prevé un contrato firmado a precios de 2023 en dólares que incluyen claramente una componente de incertidumbre que debiera resolverse. Para dar una idea, en 2018 los contratos de solar fotovoltaica promediaron los USD 55/58 por MWh con costos de la tecnología por encima de los precios internacionales actuales.

En el contexto anterior, con un contrato en dólares a 15 años a un precio de entre 70 y 80 USD/MWh, se debería lograr recuperar la inversión en el transcurso de 60 meses para luego obtener rentabilidad sobre el resto del tiempo del contrato. Adicionalmente se podrá colocar la energía luego de finalizado el contrato con CAMMESA en otro destino.

Por otra parte, puede resultar interesante **considerar la construcción de un proyecto de generación térmica a partir de cáscara de maní**, con un precio límite de 146 USD/MWh, pero con buenas posibilidades de competencia en la región debido a que las otras provincias no son grandes productoras de biomasa. En tal sentido se realizó una revisión de la evaluación efectuada por INTI Tucumán para UCELCA, pero en dicho documento solo se evalúa la materia prima, no existe la evaluación técnica económica de un proyecto de generación. Es necesario tener en cuenta que la situación de dicho recurso, puede haber cambiado en los últimos años, en cuanto a disponibilidad, valor, disponibilidad futura.

Como conclusión **se recomienda realizar una presentación de proyecto en caso de resultar favorable económicamente con las variables proyectadas iniciando la construcción del**

proyecto a inicios de 2025. En el peor de los casos, se pierde la licitación frente a ofertas más competitivas, y se recupera el cheque puesto por mantenimiento de oferta. En caso de cambiar las condiciones luego de la firma de contrato y no poder llevar a cabo la obra deberán considerarse los gastos de garantías por mantenimiento de contrato que no superan el 1% del valor total del proyecto.

RenMDI EPEC

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba lanzó una convocatoria abierta Nacional, en el marco de la convocatoria lanzada por la Secretaría de Energía "RenMDI" explicada anteriormente. La propuesta de EPEC está dirigida a interesados en ejecutar proyectos de nuevas centrales de generación de energía eléctrica de fuentes renovables, almacenamiento y a proveedores de recursos y/o proyectos de biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y otras fuentes no convencionales.

La diferencia principal con presentar el proyecto directamente ante la Secretaría de Energía es que **EPEC será la parte vendedora**. Por otro lado, una gran ventaja es que EPEC (o la Provincia) es quien dispone del terreno para la ejecución de la obra.

- Fecha límite para presentación de ofertas: 17/04/2023

Se presentan dos modalidades de implementación contractual con diferentes niveles de participación por parte del interesado:

Contrato EPC-F: Ingeniería, Procura y Montaje de obras – Financiamiento

- Diseño, Ingeniería, Compra, Construcción y Montaje: INTERESADO
- Financiamiento: INTERESADO
- Tomador del Financiamiento: EPEC
- Propiedad durante Contrato de Abastecimiento: EPEC
- Gerenciamiento durante Contrato de Abastecimiento: EPEC
- Operación y Mantenimiento: EPEC
- Agente MEM: EPEC
- Firmante Contrato de Venta: EPEC

Esta modalidad está dirigida a empresas integradoras y de construcción de sistemas que puedan financiar el proyecto.

Contrato BMT: Construcción, gerenciamiento y transferencia

- Diseño, Ingeniería, Compra, Construcción y Montaje: INTERESADO
- Financiamiento: INTERESADO
- Propiedad durante Contrato de Abastecimiento: INTERESADO

- Gerenciamiento durante el Contrato de Abastecimiento: INTERESADO
- Operación y Mantenimiento: EPEC bajo supervisión y dirección del INTERESADO
 - El Precio de O&M implica una cantidad de Horas de Servicio de O&M anuales a ser suministrada por EPEC. Aproximadamente $30 \frac{USD}{MW}$ (Ver Nota aclaratoria N°1)
- Agente MEM: EPEC
- Aportes de EPEC (en el marco del punto 2 de la convocatoria)

La convocatoria brinda la posibilidad de realizar proyectos presentados anteriormente por EPEC o de presentar nuevos proyectos en la provincia.

Requisitos comunes a todos los proyectos

- Módulos bifaciales de potencia: $P_{PMP} > 540 \text{ Wp}$ ó $P_{PMP} \geq 600 \text{ Wp}$ en condiciones estándar de medida. La opción elegida deberá garantizar que la potencia de acople total del parque solar en CA sea igual o superior a 3 MW_{CA}
- Estructuras aptas para módulos bifaciales (evita sombras)
- Inversores fotovoltaicos que, en caso de ser de $P < 160 \text{ kW}$ de potencia de acople, utilicen como tensión de salida 380 V_{CA} . Para $P > 160 \text{ kW}$ de potencia de acople, tensión de salida 600 u 800 V_{CA}
- Inversores que permitan la gestión completa de los datos adquiridos por éste a través de una plataforma remota y/o web, de tal manera de estudiar los mantenimientos predictivos de la instalación de manera remota
- Un sistema de monitoreo y control de cada instalación o parque solar, conformado por dos subsistemas:
 - Sistema base: permitirá gestionar y monitorizar la operación del generador en tiempo real
 - Sistema global: permitirá al propietario una monitorización global de la instalación vía internet (posiblemente SCADA en función de la potencia a instalar)
- Sistema de seguridad y vigilancia
- Análisis del recurso solar con software PVSyst y con las bases de Meteonorm 7.2 y NASA respectivamente. (Opcional HelioScope o similares)
- Reporte de producción de energía RPE que contenga:
 - Una tabla de las energías netas anuales, en [MWh], inyectadas a la red eléctrica, pronosticadas en las probabilidades 50% (P50), 90% (P90) y 99% (P99)
 - Un gráfico de distribución de probabilidades de energías inyectadas a la red eléctrica
 - Una tabla de las energías netas mensuales, en [MWh], inyectadas a la red eléctrica, en P50, indicando el PR (Performance Ratio) medio mensual, en tanto por uno [°/1]
- Se contemplará la instalación de una estación meteorológica completa conectada al sistema global o SCADA

Proyectos propuestos por la EPEC

- Villa Maria
 - Potencia superior a 3 MW_{AC}
 - Estructuras construidas en acero galvanizado en caliente con un espesor mínimo de 80 µm o calidad superior
 - Latitud: 32°25'50.87" S; Longitud: 63°11'35.24" O
 - El terreno seleccionado es propiedad de la EPEC
 - La interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de la CT Las Playas en las salidas de LSMT (Líneas Subterráneas de Media Tensión) de 13,2kV
- San Francisco del Chañar
 - Potencia superior a 6 MW_{AC}
 - Latitud: 29°51'26.6"S; Longitud: 63°55'37.9"O
 - El terreno seleccionado tiene usufructo por parte de EPEC
 - La interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de 13,2kV
- San Francisco
 - Potencia superior a 3 MW_{AC}
 - Latitud: 31°26'14.30" S; Longitud: 62°06'31.92" O
 - El terreno es propiedad de la EPEC, y se encuentra ubicado en el predio de la Central Termoeléctrica San Francisco
 - Interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de la CT San Francisco, en las salidas de LSMT (Líneas Subterráneas de Media Tensión 13,2kV)
- Reolín
 - Potencia de alrededor de 3 MW_{AC}
 - Latitud: 32°11'26.06" S; Longitud: 64°19'23.55" O
 - El terreno seleccionado es propiedad de la EPEC, y se encuentra en cercanía de la autovía de la Ruta Nacional N°36
 - La interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de la ET Reolín en las salidas de LSMT (Líneas Subterráneas de Media Tensión 13,2 o 33 kV)
- Río Grande
 - Potencia de alrededor de 3 MW_{AC}
 - Latitud: 32°13'17.95" S; Longitud: 64°38'4.25" O
 - El terreno seleccionado es propiedad de la EPEC. En el mismo se encuentra la Estación Transformadora del "Complejo Hidroeléctrico Río Grande"
 - La interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de los sistemas auxiliares del Complejo Hidroeléctrico Río Grande, en las salidas de LSMT (Líneas Subterráneas de Media Tensión 13,2 kV)
- Cruz del Eje
 - Potencia superior a 3 MW_{AC}
 - Latitud: 30°45'45.54" S; Longitud: 64°45'26.99" O
 - El terreno seleccionado es propiedad de la provincia, y estará ubicado frente predio de la Central Hidroeléctrica "Cruz del Eje"

- La interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de la Central hidroeléctrica Cruz del Eje en las salidas de LSMT (Líneas Subterráneas de Media Tensión) de 13,2kV
- Arroyo Cabral II
 - Potencia de hasta 80 MW_{ac}. La convocatoria RenMDI sólo permite hasta 20MW por proyecto para la región, por lo que el mismo podrá ser armado en etapas, de a módulos de 3 MW a 20 MW
 - Latitud: 32°29'52.30" S; Longitud: 63°25'26.79" O
 - El terreno seleccionado es propiedad de la EPEC cuyo predio está junto a la ET "Arroyo Cabral"
 - La interconexión con la red eléctrica sería al sistema de media tensión de la ET Las Playas en las salidas de LSMT (Líneas Subterráneas de Media Tensión) de 13,2 y 33kV

Comentarios Generales RenMDI EPEC

En el caso de la propuesta de la Empresa Provincial de Energía, queda **descartada la modalidad EPC-F** ya que no es intención de UCELCA convertirse en un constructor.

Resultan interesantes los espacios disponibles en **San Francisco del Chañar y Cruz del Eje** simplemente **por la disponibilidad adicional de radiación solar en la zona**, respecto del resto de las locaciones.

En cuanto a **las garantías solicitadas son aún más exigentes que las solicitadas por CAMMESA**, entendible ya que quien tomará el compromiso frente al mercado será EPEC.

Por otra parte, define un costo aún no muy claro por operación y mantenimiento variable de acuerdo a la cantidad de energía generada y en consecuencia será un porcentaje del contrato con el mercado. Esta tarea puede ser realizada con los recursos de las cooperativas asociadas dentro de la institución, pudiendo generar valor agregado y beneficios atribuibles a un equipo de trabajo interno de UCELCA.

Por lo anteriormente mencionado no se considera conveniente la presentación de un proyecto en esta instancia asociado a EPEC, a menos que se vea como altamente positiva la disponibilidad de alguno de los terrenos.

MATER

Es un **esquema de contratos entre privados** de abastecimiento de energía de fuentes renovables, cuyas condiciones son libremente pactadas por las partes (reguladas por CAMMESA). En el último llamado a licitación no se presentaron proyectos para prioridad de despacho, principalmente por la falta de capacidad de transporte de algunas zonas del SADI, sobre todo en las zonas donde la producción de energía eléctrica y eólica son favorables.

La zona centro del país no fue una excepción y, en la última licitación, no contó con potencia adjudicable limitada por la capacidad de transporte disponible en las redes de transmisión.

No obstante, el modelo MATER no se debe dejar de tener en vista como una opción viable para tener en cuenta.

- Contratos privados por energía mensual (no horaria).
- Excedentes no contractualizados en el MATER:
 - Compra por CAMMESA de hasta un 10% de la energía generada en el mes al menor precio vigente en el mercado para la tecnología correspondiente.
 - El resto de energía generada no comercializada se venderá al Mercado SPOT.
- Penalización: se valoriza la energía faltante al precio de generación térmica con Gas Oil.
- Presentación de prioridad de despacho: 31/03/2023 (la fecha se actualiza trimestralmente).

Comentarios Generales MATER

En el caso de MATER existe una gran resistencia por parte de los potenciales clientes sobre la firma de contratos en dólares a largo plazo. En general siempre está la comparación con quedarse dentro del mercado de distribución o ir al mercado mayorista. La situación actual de los altos costos del MEM, hace que los contratos por debajo de los USD 65 en MATER sean atractivos para algunos usuarios, sin embargo, esta situación es muy probable que se revierta a futuro, donde los costos térmicos deberían bajar por disponibilidad de gas de vaca muerta y los costos de las nuevas renovables también deberían bajar por acceso a condiciones de financiamiento más blandas, menores costos tecnológicos, etc.

En conclusión, el MATER **puede resultar una buena oportunidad siempre y cuando UCELCA logre acceder a uno o varios clientes convencidos de firmar un contrato a mediano plazo, en dólares y a un precio conveniente para ambas partes.**

MATER GUDI

Es una variante más del modelo anterior, donde a partir de la resolución 370/2022 la Secretaría de Energía habilita a las distribuidoras agentes del MEM a participar del MATER para el abastecimiento de demanda de sus GUDI. En el caso de Córdoba, la única distribuidora agente del MEM es EPEC, por lo tanto, es quien puede aprovisionarse desde el MATER de energía renovable, por el momento solo para los GUDI de la provincia.

El principal inconveniente en este sentido es que, **la energía que se abastezca desde el MATER desplazará energía adquirida a CAMMESA a precios establecidos en cada resolución de precios estacionales**, con lo cual cualquier distribuidora que opte por esta opción para sus GUDI corre riesgo de comprar energía más cara que aquella ofrecida por CAMMESA en caso de que los precios estacionales queden por debajo del precio contractual.

Para este caso vemos dos alternativas, la primera es que la distribuidora compradora de la energía acuerde los mismos términos contractuales con los GUDI que la adquirirán (precio, moneda y plazo) y la segunda alternativa es que el oferente en este caso UCELCA ofrezca a la distribuidora igualar siempre el precio estacional que establezca la Secretaría de Energía, que si bien en los próximos meses seguirá rondando entre los USD 90 y USD 100, es muy probable que a futuro los costos de aprovisionamiento tiendan a estabilizarse por debajo de los USD 70. Sin dudas es una posibilidad más, con sus complejidades para analizar.

GDC UCELCA y Cooperativas asociadas

La generación distribuida comunitaria se enmarca en la Ley de Generación Distribuida 27.424 complementariamente a la resolución 1/2021 de la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables de Córdoba. Consiste, en resumen, **en varios usuarios con puntos de suministro independientes (medidores), asociados bajo una persona jurídica para administrar un sistema de generación distribuida comunitaria** delegando la representación frente a la distribuidora en dicha persona. El sistema estará conectado a un único medidor destinado exclusivamente a la generación e inyección de energía, y una de las particularidades de ese punto de inyección es que, a través de la resolución, **se lo exime del pago de potencia**. La energía inyectada en dicho punto genera un crédito económico en la jurisdicción donde se ubique, y ese crédito se transfiere automáticamente a las facturas de los usuarios beneficiarios de ese sistema, pudiendo ser los mismos también propietarios y/o cuota partistas.

- Potencia máxima: +20% de la suma de potencias de los copropietarios, límite 2MW.
- Incentivos fiscales:
 - **Nacional:** Certificado de Crédito Fiscal. Se otorga en forma de bono electrónico a favor del usuario pudiendo ser utilizado para el pago de impuestos nacionales como el impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado (IVA), entre otros, en el momento que lo desee, durante los 5 años posteriores a la obtención. El monto del Certificado es de \$65.000 por kW instalado, hasta un máximo de \$4.500.000 por instalación.
 - **Provincial:** para los Usuarios-Generadores que resulten contribuyentes del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, una reducción de hasta el cinco por ciento (5,00%) aplicable sobre las alícuotas (el porcentaje varía en cada caso), sumado a una eximición del impuesto a los Sellos, ambos durante 5 años.
- Acceso a financiamiento BNA, Bancor, BICE, CFI.
- Tarifa GUDI inyección en MT horario resto al 01/02/2023 es $13,1728 \frac{\$}{kWh} = 59,67 \frac{USD}{MWh} (*)$

(*) TC BNA al 14/04/2023: 1USD=\$220,75

Una ventaja de la escala que puede alcanzar la GDC es que la factura de inyección (crédito) que le llega a cada usuario-generador copropietario será la correspondiente al estrato, rango de potencia, nivel de tensión y banda horaria del usuario o sistema que la genere. Por ejemplo: si el generador es mayor a 300 kW, se enmarca en la tarifa GUDI, el precio de inyección corresponde a GUDI, y a cada usuario se le acredita el dinero correspondiente a esa categoría, independientemente de la correspondiente al usuario que sea el beneficiario.

En tal sentido, es posible que UCELCA como su estatuto indica pueda construir un sistema de GDC en alguna jurisdicción de EPEC y enviar esos créditos económicos a las facturas de compra de energía de cada una de las cooperativas asociadas, que a su vez son también usuarias de EPEC. En relación con este punto **es necesario realizar consultas tanto al ERSeP como a EPEC, ya que se encuentra en un límite normativo bastante ambiguo**, donde las cooperativas para el sistema, si bien son un usuario, tienen algunas particularidades.

Como comentario adicional, **la GDC se está evaluando a nivel nacional** para reglamentarla dentro del marco normativo de la Ley 27.424.

Comentarios Generales GDC

En el caso de Generación Distribuida Comunitaria hay que tener en cuenta algunas cuestiones, en primer lugar, **no hay venta ni facturación de energía, son cesiones de créditos**. Por tal motivo no hay rédito económico directo para la figura jurídica que realice la administración del sistema, a menos que acuerde un canon de servicio con sus beneficiarios. El punto anterior **trae como consecuencia que dicha operatoria está exenta de impuestos**, o sea no tributa ganancias, iva, etc.

La desventaja respecto de la evaluación de la inversión es que, por ejemplo en este caso al inyectar **energía a un precio estabilizado definido por la Secretaría de Energía**, depende el mismo de una política energética. Como se vio en la cuenta anterior, el precio reconocido de inyección al momento de escribir este informe ronda los USD 60, cuando el costo de generación estimado para la próxima programación estacional ronda entre los USD 90 y USD 100, aunque como se comentó anteriormente debiera establecerse en torno a los USD 70 a futuro. Entendemos a este desfase como algo coyuntural pero que sucede ya hace algunos años en el mercado, pudiendo considerarlo en la evaluación económica de un proyecto.

Un último punto a considerar es que la GDC está enmarcada siempre dentro del ámbito de la distribución asociada a un medidor de un usuario más del sistema. Como consecuencia, si en un futuro para dicha instalación existiera una posibilidad de mejor remuneración en el mercado, desde Green Pampa **no vemos obstáculos para poder dar de baja ese medidor y migrar el sistema de generación hacia otro tipo de contractualización**.

GDC Individual Cooperativas

Este caso es similar al anterior, un único sistema de generación distribuida comunitaria, pero con la diferencia de que los usuarios-generadores Copropietarios son los asociados de las Cooperativas y no las cooperativas que integran UCELCA. Es un caso que debe ser estudiado con detalle ya que podrían participar de este sistema una sola o varias cooperativas, junto a usuarios definidos de esas mismas cooperativas, donde hay transferencias de créditos entre jurisdicciones y probablemente deban realizarse a través de EPEC. La jurisdicción de inyección podría ser EPEC o inclusive alguna de las cooperativas participantes.

Contrato con EPEC directo en un POTENCIAL mercado provincial

Algunas provincias como Santa Fé y Mendoza están ensayando crear mercados provinciales de aprovisionamiento de energía renovable para las distribuidoras locales. Por otra parte, la secretaría de energía está flexibilizando algunas cuestiones como sucede con la resolución 370/2022, donde habilita a las distribuidoras a comprar energía en el MATER para un sector. La realidad es que el déficit de CAMMESA aumenta con cada MWh provisto al sistema, con lo cual dejar algún segmento de provisión energética en manos de las jurisdicciones no hace más que aliviar en la misma proporción los aportes del tesoro a la empresa.

Por otra parte, luego del último apagón, el gobierno solicitó a EPEC que realice una evaluación técnica para plantear un plan de acciones necesario para funcionamiento en isla en casos de emergencia, y las energías renovables pueden ser uno de los caminos.

A continuación, se colocan 2 enlaces de interés para profundizar en el tema:

[Noticia de A24](#)

[Noticia de La Voz del Interior](#)

Por lo anteriormente mencionado no es descabellado pensar en que Córdoba lance su propia licitación de energías renovables, algo similar a RenMDI pero provincial.

Las ventajas respecto de MDI son varias, la principal es que **se competiría con proyectos dentro de la provincia**, con las tecnologías que aprovechen los recursos provinciales. El segundo punto ventajoso es que **EPEC es una empresa sólida financieramente, en contraposición con un contrato con CAMMESA** que depende del aporte del tesoro nacional que defina un nuevo gobierno, el riesgo del contrato sería muy bajo y permitiría obtener financiamiento a tasas menores.

Fuentes de Financiamiento Disponibles

A continuación, se listan de manera resumida los principales préstamos disponibles *para la modalidad Generación Distribuida*:

CFI: Línea Renovables Generación distribuida

- Financiación: Hasta el 100%. Monto Máximo por Empresa: \$20.000.000.- (El límite siempre lo pone en realidad el estado del balance de la compañía tomadora del crédito) Si el proyecto supera los 20 millones se puede combinar con otra línea de crédito del banco.
- Plazo: 60 meses
- Periodicidad: Mensual
- Sistema de amortización: Francés
- TNA vencida (*): FIJA los primeros 24 meses al 41% , y luego los años 3, 4 y 5 es Tasa Badlar -12% (*) siempre y cuando la tasa Badlar Bancos Privados por el BCRA no supere el valor nominal del 74%
- Comisión: 0%
- Vigencia de la línea: Vigente (para desembolso o cumplimiento del cupo, lo que ocurra primero)
- Beneficiarios: Personas humanas o jurídicas que sean Micro, Pequeñas y Medianas Empresas de acuerdo con la Resolución N° 220/19 y sus modificatorias y cuenten con certificado MiPyME vigente de los sectores industria, agroindustria y sectores industriales, que desarrollen alguna de las actividades incluidas en el listado de CLAEs.

BICE: Línea de créditos para proyectos de generación distribuida de Energía renovable

- Monto: hasta \$20.000.000
- Moneda: Pesos.
- Tasa fija 41% durante los primeros 24 meses. Los siguientes 36 meses Bonificación en 12 puntos porcentuales de tasa Badlar.
- Plazo: Hasta 60 meses.
- Período de gracia: Hasta 24 meses.
- Sistema de amortización: Francés o alemán.
- Garantía: A satisfacción de BICE, hipotecaria.
- Línea apta para empresas con Certificado MiPyME.

BICE: Destino obra civil y/o bienes de capital

- Monto: tope \$450.000.000
- Tasa fija 49%
- Línea apta para empresas con Certificado MiPyME.
- Periodo de gracia: hasta 24 meses en el Capital.
- Plazo: hasta 84 meses.

BANCOR - Línea DALE ECO

Actualmente en proceso de relanzamiento, estimado para semana del 17/04/2023.

BNA - Línea Proyectos estratégicos

- Monto: desde \$70.000.000 hasta \$1.000.000.000.
- Cobertura: hasta el 100% del valor de compra/tasación.
- Moneda: Pesos.
- Tasa fija en pesos.
- Bonificación de tasa a cargo del FONDEP durante los primeros 60 meses del crédito.
- Plazo: Hasta 84 meses.
- Período de gracia: hasta 12 meses de gracia para capital.
- Sistema de amortización: Alemán.
- Garantía: determinada por la calificación crediticia.
- Requisitos:
 - Cumplir con la Com. "Línea de Financiamiento para la Inversión Productiva de MiPyME" del BCRA.
 - Contar con certificado MiPyME vigente.
 - Obtener el certificado de elegibilidad emitido por el Ministerio de desarrollo productivo de la Nación.

Ponderación de propuestas

Se desarrolla este apartado en formato de tabla resumen (**Anexo IV**). La misma contiene las distintas posibilidades que tiene UCELCA para ingresar al mercado de generación eléctrica, expresando para cada una de ellas sus aspectos principales, puntajes y ponderaciones, que servirán como herramienta de apoyo a la toma de decisiones.

Es menester explicar el formato de la herramienta:

En primer lugar, se encuentra la tabla superior “TABLA RESÚMEN DE POSIBILIDADES DEL MERCADO” donde **se listan de manera abreviada los aspectos de cada formato comercial propuesto**, sustentados todos en la explicación realizada en el presente documento.

En segundo lugar, en la tabla inferior llamada “TABLA DE PONDERACIÓN”, los valores expresados son estimaciones de Green Pampa que pueden diferir de la valoración de UCELCA. Es por ello que **se invita al interesado a modificar los valores de puntaje y ponderación de cada propuesta** bajo su propio criterio.

Al margen derecho de la tabla se puede ver el puntaje total obtenido por cada Formato comercial con una valoración del 0 al 10, siendo 10 la calificación más alta y 0 la más baja.

Adicionalmente al anexo IV incorporado al final de este documento, se adjunta un archivo de Excel con las tablas mencionadas para poder trabajar sobre ellas.

Conclusiones ETAPA I

Teniendo en cuenta el contexto Nacional y global presentado, si bien no es el momento de mayor seguridad e incentivo para adentrarse a un proyecto de generación de energía Solar Fotovoltaica, se puede decir que es un momento propicio para estudiar, presupuestar y determinar rentabilidad, para eventualmente presentarse a rondas licitatorias.

Del análisis precedente, se sugiere que **los formatos comerciales más interesantes para detallar en la etapa II son RenMDI, por su pronta fecha de presentación y GDC por la posibilidad inmediata de ejecución**, este último en cualquiera de sus dos opciones presentadas. No obstante, cualquier modelo que se estudie, tendrá como parámetros los costos, plazos y precio límite inferior a partir del cual el proyecto es aceptable para UCELCA.

Antes de llegar a una conclusión definitiva de hacia qué proyectos avanzar se invita a utilizar la tabla de ponderación pudiendo utilizarla con un criterio propio, basado en las preferencias y conocimientos del sector para dar sustento a la toma de decisiones. Dicha acción puede arrojar resultados que consideren interesantes para analizar, desde Green Pampa estamos dispuestos a acompañar y asesorar dicho proceso.

Requerimiento de información para ETAPA II

Para avanzar con la evaluación técnica y económica de un proyecto para presentar en RenMDI o estudiar para cualquiera de las otras modalidades, es necesario e importante contar con información mínima y pertinente para lograr estimaciones precisas de generación potencial de energía, potencia del sistema y evaluación económica de las propuestas. Para ello es requerido:

- Disponibilidad de terrenos para realizar obras de generación. Ubicaciones y límites.
- Infraestructura eléctrica existente en los lugares de localización. En caso de no existir, distancia al punto de conexión más cercano.
- Punto de conexión más cercano, características de línea y capacidad de evacuación.

Es importante para lograr rentabilidad, disponer de terrenos sin costo de arrendamiento o con costos muy bajos. No es posible competir hoy en Argentina en generación de energía fotovoltaica a mediana o gran escala con tierras agrícolas productivas. En general se buscan tierras improductivas disponibles cercanas a líneas de media tensión o bien terrenos urbanos o semi urbanos imposibilitados de realizar otro tipo de proyectos, por ejemplo, terrenos fiscales cedidos temporalmente al proyecto, incluso de manera asociativa con algún municipio.

Anexo I

PROGRAMACIÓN ESTACIONAL PROVISORIA MAY-OCT'23	VALORES May-Oct'23								
	May-Jul'23			Ago-Oct'23			May-Jul'23	Ago-Oct'23	May-Oct'23
	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Trimestre	Trimestre II	Semestre
Tasa de cambio	218.20	226.80	235.40	244.10	252.70	261.30	226.8	252.70	239.75
Estimación de Resultados Medios	\$/MWh								
Energía	1682.00	1682.00	1682.00	1682.00	1682.00	1682.00	1682.00	1682.00	1682.00
SCTD + Adicional SCTD	10732.68	12800.60	13148.01	12090.49	8319.23	5497.46	12274.96	8783.17	10636.84
E.Adic.+SOComb	544.83	561.98	591.69	609.57	542.21	469.20	566.93	543.27	555.83
Potencia Despachada	6.65	6.76	7.10	6.91	7.04	6.90	6.84	6.95	6.89
Res de Pot + SA + SRI	1169.23	1559.97	1552.56	2124.43	1751.62	1656.25	1435.28	1856.14	1632.72
SCAMEM + SC. Compra Conjunta + Importación	6177.21	5849.39	6146.12	6933.26	7563.34	7183.11	6054.89	7213.67	6598.51
Transporte	674.35	619.52	606.88	658.59	749.20	746.31	632.26	715.46	671.30
Costo Abastecimiento MEM + Transp.	20986.95	23080.21	23734.35	24105.24	20614.64	17241.22	22653.17	20800.67	21784.10
Demanda Distribuidor a P. Est. [GWh]	9644.75	10797.87	10925.12	9941.12	8595.45	8596.42	31367.74	27132.99	
Resultado Medio Fondos y Cuentas Demandas Distribuidores	Mensual [MMS]						Trimestre [MMS]	Trimestre [MMS]	
	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	May-Jul'23	Ago-Oct'23	Semestre
Resolución SEN° 54/2023: May-Oct'23= 7401	-131030.31	-169298.91	-178440.79	-166056.00	-113574.63	-84588.25	-478770.01	-364218.87	-842988.88
Cargo Demanda Excedente \$/MWh	251.82	276.02	239.23	230.64	164.38	86.35	255.68	163.44	212.41
Costo Total MEM + Transp.\$/MWh	21238.77	23356.23	23973.59	24335.87	20779.02	17327.57	22908.86	20964.10	21996.51



Ilustración 1- Programación estacional provisoria mayo-octubre 2023 - CAMMESA

Anexo II

Costos reales May-Oct'22 vs previstos May-Oct'23

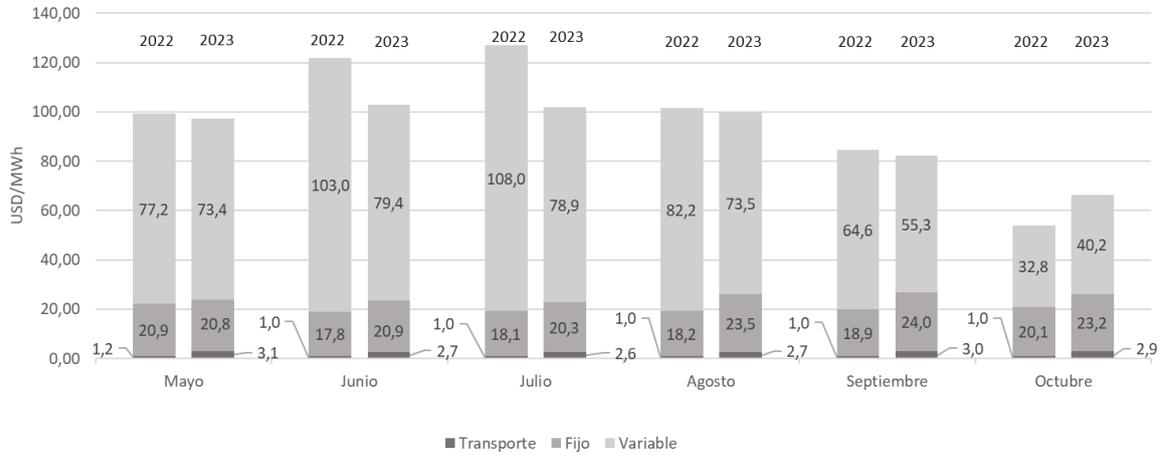


Ilustración 2 - Programación estacional provisoria mayo-octubre 2023 - CAMMESA

Costo Abastecimiento MEM U\$S/MWh	May-Jul'23			Ago-Oct'23			May-Jul'23	Ago-Oct'23	May-Oct'23
	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Trimestre	Trimestre II	Semestre
Variable	73.4	79.4	78.9	73.5	55.3	40.2	77.37	57.06	67.84
Fijo	20.8	20.9	20.3	23.5	24.0	23.2	20.66	23.57	22.03
Transporte	3.1	2.7	2.6	2.7	3.0	2.9	2.79	2.83	2.81
TOTAL	97.3	103.0	101.8	99.7	82.2	66.3	100.8	83.5	92.7

Ilustración 3 - Programación estacional provisoria mayo-octubre 2023 - CAMMESA

Anexo III

PROGRAMACIÓN ESTACIONAL PROVISORIA MAY-OCT'23

Período: Mayo - Octubre'23		Monómico [\$/MWh]			Transporte [\$/MWh]	Total [\$/MWh]	% Cobertura		
		Demanda [GWh]	Precio Energía [\$/MWh]	Potencia [\$/MWh]					
Resolución conjunta 2/2022	Ultra Electro Intensivo	121	9607		131	9738	44%		
Costo Abastecimiento MEM	GUMA + GUME + AUT	8366	21325		671	21997	100%		
Resolución SE N° 54/2023	Grandes Usuarios del Distribuidor ≥ 300 kW - GUDI		6295	13096	1448	112	14656	67%	
	Grandes Usuarios del Distribuidor ≥ 300 kW - Organismos Públicos Salud/Educación		275	9773			10042	46%	
	Demanda General no residencial < 300 kW	Hasta 10 kW	Demanda ≤ 800 kWh/mes	5147	7436		157	7706	35%
			Demanda excedente 800 kWh/mes	3576	9700			9969	45%
	Mayor 10kW y menor a 300 kW		9606	9700	9969			45%	
	Demanda General - Residencial	Nivel 1		7539	9309			9578	44%
		Nivel 2		20330	2975			3244	15%
		Nivel 3		4663	3748			4017	18%
		Nivel 3 excedente		954	9309			9578	44%



DEMANDA ABASTECIDA POR CONTRATOS ENTRE PRIVADOS + ELECTRODEPENDIENTES, PREVISTA PARA MAY-OCT'23: 3884 GWh

Los valores de segmentación de la demanda total residencial por Nivel son estimados

Ilustración 4 - Programación estacional provisoria mayo-octubre 2023 - CAMMESA

Anexo IV

TABLA RESÚMEN DE POSIBILIDADES DEL MERCADO											
Formato comercial	Parte Compradora	Plazo Contrato	Plazo obra	Moneda	Garantías Exigidas	Potencia Limite	Competencia	Rango Precios	Rentabilidad Esperada**	Financiamiento	Potenciales Riesgos
Ren MDI	CAMMESA	15 años	1095 días corridos desde la firma del contrato	USD	Garantía de Mantenimiento de Oferta a CAMMESA (monto en función de potencia ofertada, ver Art. 10 del PBC)	Renglon 1: 3 - 20MW por proyecto (30MW máximo para la región) Renglon 2: no acepta FV	Córdoba, San Luis, San Juan y Mendoza	SFV: 80USD/MWh SFVA: 115USD/MWh	≥ 12%		Empresa Estatal virtualmente quebrada, depende en un 60% aprox aportes del tesoro nacional.
MATER Privados	Usuarios del mercado: GUMA / GUME / GUPA GUH: opción p cumplir metas	Se acuerda en contrato, estimado 5 años. Luego a renegociar	Ver pliego MATER	A acordar, generalmente en USD. Opción: ofrecer un precio atado al GUDI	A acordar. Ver también garantías licitación de capacidad	A acordar. Depende capacidad del nodo	Otros generadores del MEM	58 - 70 USD	≥ 10%		Renegociación de contratos con costos futuros.
MATER EPEC GUDI	EPEC	10 Años con clausula de renovación	1 año	A acordar, generalmente en USD. Opción: ofrecer un precio atado al GUDI		Entre 5 y 10 MW	Costo de abastecimiento EPEC	60 / 65 USD	≥ 10%		
Posible Ronda Interna EPEC	EPEC								≥ 10%		
GDC Cooperativas + Usuarios	EPEC	Sin compromisos de plazo ni permanencia.	365 días desde reserva de potencia. Vencido el plazo se debe solicitar nuevamente la reserva de potencia, no implica una penalidad	\$	No	Hasta 20% extra de la suma de potencias de los copropietarios. Límite 2MW	No aplica	59,67 USD	≥ 10%	BNA, BANCOR, BICE, CFI	Congelamiento de tarifas. Demoras en actualización ante riesgo devaluatorio alto.
GDC UCELCA	EPEC	Sin compromisos de plazo ni permanencia.	365 días desde reserva de potencia. Vencido el plazo se debe solicitar nuevamente la reserva de potencia, no implica una penalidad	\$	No	Hasta 20% extra de la suma de potencias de los copropietarios. Límite 2MW	No aplica	59,67 USD	≥ 10%	BNA, BANCOR, BICE, CFI	Congelamiento de tarifas. Demoras en actualización ante riesgo devaluatorio alto.

TABLA DE PONDERACIÓN																												
Formato comercial	Riesgo del contrato*		Plazo Contrato		Plazo inicio obra		Moneda		Garantías Exigidas		Potencia Limite		Competencia		Rango Precios		Rentabilidad Esperada		Financiamiento		PUNTAJE TOTAL**							
	PONDERACIÓN**	PUNTAJE**	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE	PONDERACIÓN	PUNTAJE								
Ren MDI	10	5	10	8	7	10	10	8	6	6	6	6	9	6	8	9	10	7	9	9	9,0							
MATER Privados		6		3																	8	10	8	5	7	6	5	7,3
MATER EPEC GUDI		8		5																	8	10	4	7	6	5	7,7	
Posible Ronda Interna EPEC		9		6																	8	10	6	9	8	7	6	8,5
GDC Cooperativas + Usuarios		7		10																	7	6	10	6	10	6	9	8,6
GDC UCELCA		9		10																	7	6	10	6	10	6	9	8,8

* A mayor riesgo menor puntaje

** Aproximación estimada en la experiencia de Green Pampa

***Se valora del 0 al 10, donde 10 es el puntaje/ponderación mas alto y 0 el mas bajo

Ilustración 5 - tabla apoyo a las decisiones en Excel adjunto