

Hogares Sostenibles: Modelo de Simulación para Optimizar el Uso de Baterías y Paneles Solares.

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires

Abstract

Este trabajo presenta un modelo de simulación dinámico de avance a intervalos constantes ($\Delta t = 1$ día) orientado a optimizar la configuración de sistemas de energía solar en hogares inteligentes. El estudio se centra en el dimensionamiento de paneles solares (CPS) y la gestión de baterías de iones de litio, analizando el impacto de la descarga profunda y el Punto de Modo de Ahorro (PMA) en la vida útil de la batería. Se utilizaron datos de estaciones (verano/invierno) y funciones de densidad de probabilidad para modelar la producción y demanda energética. Los resultados demuestran que, si bien aumentar la cantidad de paneles mejora la independencia de la red (PRE) hasta un punto de saturación, la gestión del umbral de descarga (PMA) es crítica para minimizar las revisiones técnicas (PRT) causadas por la degradación química de la batería. Asimismo, se evidencia una drástica caída de rendimiento en invierno, sugiriendo la necesidad de estrategias de hibridación o sobredimensionamiento controlado para asegurar la sostenibilidad del sistema.

Palabras Clave

Simulación, Energía Solar, Baterías Litio-Ion, Descarga Profunda, Eficiencia Energética, Panel Solar.

Introducción

La adopción de sistemas fotovoltaicos enfrenta el desafío de la intermitencia energética y la degradación del almacenamiento. Un hogar inteligente busca maximizar su autonomía mediante paneles solares (CPS) y una batería con capacidad de almacenamiento (CB) para el sobrante de energía renovable producida, pero el rendimiento depende de variables estocásticas y del cuidado electroquímico del acumulador.

Las baterías de iones de litio son el estándar actual, con una vida útil esperada de entre 10 y 25 años, dependiendo de la tecnología y las condiciones de uso (Autosolar, s.f.; Sunsaver, 2025). Sin embargo, este horizonte se ve drásticamente reducido por el fenómeno de deep discharging o descarga

profunda. Investigaciones recientes señalan que cuando una batería se descarga por debajo de ciertos umbrales críticos, se desencadenan reacciones químicas parásitas que degradan el electrolito y alteran la estructura de los electrodos, reduciendo irreversiblemente su capacidad de carga futura (ScienceDirect, 2023).

El objetivo de este trabajo es determinar la configuración óptima del sistema evaluando integralmente las variables de resultado: minimizar el Porcentaje de Energía de Red (PRE) y el Promedio de Revisiones Técnicas (PRT), mientras se maximiza el Promedio de Energía Renovable Efectivamente Aprovechada (PSMEE) acercándose al Potencial de Generación (PERG). Asimismo, se busca garantizar un Nivel de Porcentaje de Estado de Batería (NPEB) que evite las zonas de estrés químico descritas en la literatura (Large Battery, s.f.; ScienceDirect, 2023).

Elementos del Trabajo y metodología

Se desarrolló un modelo de simulación de avance a intervalos constantes ($\Delta t = 1$ día). El sistema evalúa el balance entre producción (PE) y consumo (CE), utilizando *funciones de densidad de probabilidad* para representar la variabilidad climática estacional. Además, se utiliza otra f.d.p. para representar la demora del técnico en baterías (DTR).

Cabe recalcar que, como uno de los objetivos de esta simulación es visualizar el contraste entre *invierno* y *verano*, las funciones de densidad de probabilidad tanto para consumo como producción son distintas para cada estación.

Por lo tanto, las *variables exógenas* de tipo *dato* son las siguientes:

- PE: Producción de Energía en kWh.

- CE: Consumo de Energía en kWh.
- DT: Demora del Técnico en días.

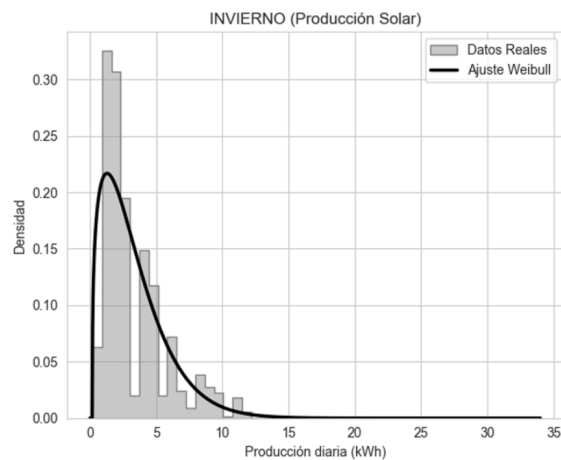


fig. 1: PE en Invierno

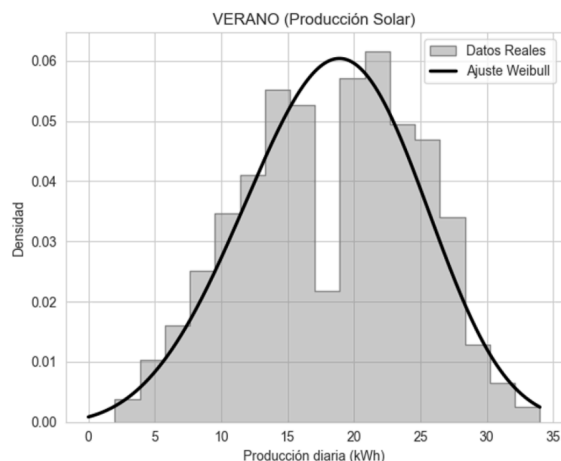


fig. 2: PE en Verano

Continuando con las variables exógenas, para las de control se tiene:

- CPS: Cantidad de Paneles Solares.
- PMA: Punto (%) para activar el Modo de Ahorro en la batería.
- UCBR: Umbral de Capacidad de Batería para solicitar Revisión Técnica.
- CB: Capacidad de Batería

El PMA actúa como salvaguarda: si la energía almacenada cae a este nivel, el sistema conlleva a una hibridación, consumiendo el 50% de la red eléctrica y la otra mitad de la energía almacenada, todo esto con el propósito de evitar el deep discharging (Large Battery, s.f.). La degradación se modela, justamente,

mediante la variable UCBR (Umbral de Capacidad de Batería para Revisión). Si la capacidad efectiva cae por debajo de este umbral debido al estrés de ciclos profundos, se contabiliza una revisión técnica. Esto simula el fin de la vida útil operativa de la batería, definido no por el fallo total, sino por la pérdida de un porcentaje significativo de capacidad nominal (Large Battery, s.f.).

Por otro lado, las **variables endógenas** se componen de las de **estado** y **resultado**. En primer lugar, se tiene la cantidad de energía almacenada en la batería dada por la variable **E**, que se ve alimentada cada vez que la cantidad de kWh en la producción de energía supera al consumo, guardando el “sobrante” en el acumulador; mientras que, por otro lado, se utiliza esta energía cada vez que la producción no abastece por completo al consumo en días posteriores. En segundo lugar, las de resultado han sido elegidas estratégicamente para poder representar tanto la eficiencia operativa del sistema como la viabilidad a largo plazo. Concretamente:

- **PRE**: Promedio de consumo de la Red Eléctrica. Se elige como métrica principal para cuantificar el éxito económico y ambiental del proyecto; un valor bajo indica que la autogeneración es efectiva, mientras que un valor alto señala un subdimensionamiento de los paneles o una capacidad de batería insuficiente para cubrir la demanda nocturna o en días nublados.
- **PRT**: Promedio de Revisiones Técnicas cada 5 años. Se elige para monitorear la salud química del acumulador: un aumento en este indicador alerta sobre configuraciones (como un PMA demasiado bajo) que están forzando a la batería a trabajar en zonas de estrés (descargas profundas), degradando su capacidad útil prematuramente.
- **PSMEE**: Promedio de uso mensual de energía eléctrica renovable

generada. Se elige para medir la eficiencia real de aprovechamiento. A diferencia de la generación total, esta métrica indica cuántos kWh solares fueron efectivamente consumidos por el hogar. Es fundamental para evaluar el retorno de inversión, ya que la energía generada pero no utilizada (por baterías llenas y bajo consumo) no aporta valor económico al usuario.

- **PERG:** Promedio de Energía Renovable Generada. Se elige para conocer el potencial bruto de la instalación fotovoltaica según la climatología y la cantidad de paneles (CPS). Su función principal es servir de contraste con el PSME: si el PERG es mucho mayor que la energía aprovechada, evidencia un sobredimensionamiento ineficiente (desperdicio de recursos); si son iguales, indica que el sistema está al límite de su capacidad de producción.
- **PMMA:** Promedio Mensual de Modos de Ahorro activados. Se elige para evaluar la estabilidad del suministro y la gestión de seguridad. Un valor elevado indica que el sistema "toca fondo" frecuentemente, activando el protocolo de protección (PMA) para evitar el vaciado total de la batería. Esto sirve para diagnosticar si el umbral de ahorro es muy restrictivo o si la capacidad de almacenamiento (CB) es insuficiente para la demanda del hogar.
- **NPEB:** Nivel Promedio de Energía en Batería. Se elige para visualizar el Estado de Carga (SoC) promedio durante la operación. Es un indicador vital para el análisis de vida útil: un promedio que se mantiene alejado del límite inferior sugiere una operación en "zona segura", minimizando las reacciones químicas nocivas del deep

discharging. Por el contrario, un NPEB muy bajo indica que la batería vive "estresada", lo que acelerará su llegada al umbral de revisión (UCBR).

Resultados

Para demostrar diferentes casos se eligieron estratégicamente valores para las variables de control que permiten contrastar la eficiencia del sistema ante diversas condiciones.

En el **primer caso**, simulado en verano a lo largo de 25 años, se ha querido dimensionar cómo cambia la eficiencia del sistema variando el PMA. Para ello, se configuraron las variables de control de la siguiente forma:

- CB = 5000
- CPS=11
- PMA (20% vs 80%).

Se observó que un PMA bajo (20%) permite mayor uso de la batería, y a su vez, evita que la batería entre en zona de alteraciones químicas (deep discharging).

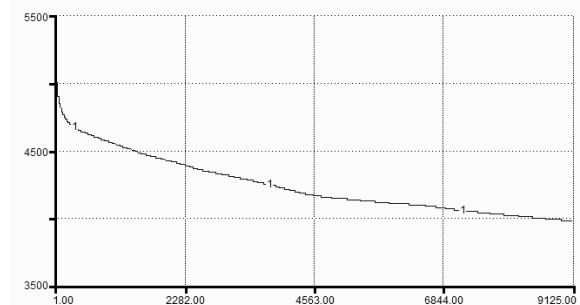


fig. 3: Capacidad de la Batería en ejecución, cuyo eje Y muestra los kWh a lo largo de los días

Por el contrario, un PMA alto sobreprotege la integridad química al mantener los iones de litio en un estado de menor estrés, alineándose con las recomendaciones para maximizar los ciclos de vida (Portal Solar, s.f.). Sin embargo, al ser un PMA tan alto, se consume en grandes cantidades energía de la red eléctrica.

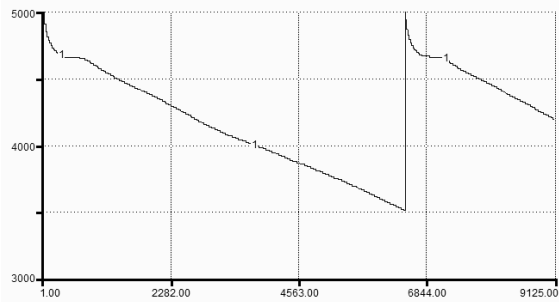


fig. 4: Capacidad de la Batería en ejecución, cuyo eje Y muestra los kWh a lo largo de los días

El objetivo del **segundo caso de estudio** es evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en la Cantidad de Paneles Solares (CPS). Se busca identificar el punto de equilibrio entre la capacidad potencial de generación y el aprovechamiento real de dicha energía, detectando zonas de subdimensionamiento o de saturación ineficiente. Para ello, se mantuvo la configuración del primer escenario del caso uno pero ajustándose CPS, obteniéndose los siguientes resultados para cada valor.

Tabla 1. Escenarios Caso n° 2.

Config.	Esc. 1 CPS=5	Esc. 2 CPS=11	Esc. 3 CPS=15
PRE (%)	52,7	1,3	1,3
PSMEE (kWh)	131,2	273,2	271,1
PERG (kWh)	126,4	277,3	378,9
NPEB (%)	0,1	24,7	87,6
PRT	0,2	0,2	0,4

En el primer escenario, lo que se puede visualizar, es que al tener baja cantidad de paneles solares, estos no alcanzan a abastecer al hogar, teniendo que consumir de la red eléctrica más de la mitad de lo requerido (52,7%). Además, se puede ver

que apenas logra pasar el 1% de almacenamiento de energía en batería, lo que también conlleva a pensar que el acumulador no se está aprovechando.

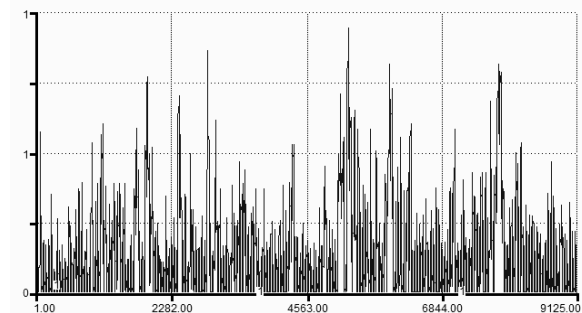


fig. 5: Energía en batería (%) para escenario 1

En el segundo escenario (**CPS=11**), también simulado en verano, se observa el punto de equilibrio óptimo del sistema. La dependencia de la red (**PRE**) cae drásticamente al 1,3%, logrando una virtual autonomía. Un dato clave es la cercanía entre la energía generada (**PERG**: 277,3 kWh) y la efectivamente aprovechada (**PSMEE**: 273,2 kWh); esto indica una eficiencia casi perfecta, donde prácticamente toda la energía captada por los paneles es consumida por el hogar o almacenada sin desperdicios. El nivel promedio de batería (**NPEB**) del 24,7% demuestra que el acumulador está "trabajando" activamente: cicla su carga (se carga y descarga) manteniéndose en rangos saludables, lo que explica el bajo índice de revisiones (**PRT**: 0,2).

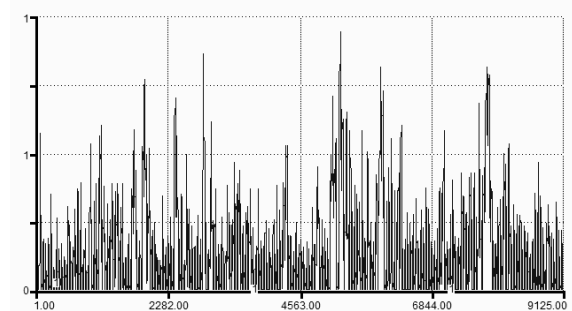


fig. 6: Energía en batería (%) para escenario 2

En el tercer escenario (**CPS=15**), se evidencia el fenómeno de saturación y rendimientos decrecientes. A pesar de agregar 4 paneles más, la independencia de la red no mejora (el **PRE** se mantiene en

1,3%), lo que implica que la inversión extra no aporta beneficios de autonomía. Lo más crítico es la brecha entre la generación potencial (**PERG**: 378,9 kWh) y el uso real (**PSMEE**: 271,1 kWh) se están desperdiciando más de 100 kWh porque el sistema no tiene dónde guardarlos ni en qué consumirlos. Esto se confirma con el **NPEB** del 87,6%, indicando que la batería vive "llena", impidiendo aprovechar el excedente solar. Además, el **PRT** sube levemente a 0,4, sugiriendo que el **sobredimensionamiento** no protege mejor al equipo, sino que se **duplican** las **revisiones**, teniendo dos en 25 años. Incluso se podría inducir **estrés** por mantener la tensión alta constantemente sin ciclado.

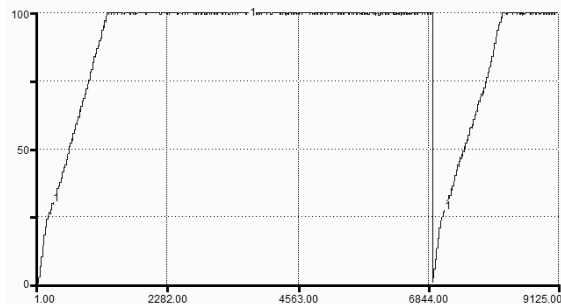


fig. 7: Energía en batería (%) para escenario 3

El **tercer caso de estudio** tiene como objetivo demostrar el **contraste** de rendimiento entre **verano e invierno**. Se mantuvieron las condiciones de batería del escenario base (CB=5000, PMA=20) y se sometió al sistema a la curva de irradiancia y temperatura invernal. El objetivo es evidenciar que el dimensionamiento eficiente para una estación resulta insuficiente para la otra debido a la disminución de horas solares y el aumento del consumo energético por calefacción.

En la primera prueba de este escenario (**CPS=11**), se observa visualmente en las gráficas de producción y consumo una desconexión crítica. Mientras que el consumo se mantiene elevado y constante debido a la demanda térmica, la producción solar (ver gráficos de Producción vs. Consumo) apenas logra cubrir picos mínimos. Los resultados numéricos confirman este déficit estructural:

- **PRE** (90.1%): El hogar depende casi totalmente de la red eléctrica.
- **NPEB** (0%): La batería nunca llega a cargarse; toda la energía generada se consume instantáneamente, haciendo inútil el sistema de almacenamiento.
- **PERG** (51.4 kWh): La generación potencial cae drásticamente comparada con el verano, resultando en un aporte marginal al sistema.

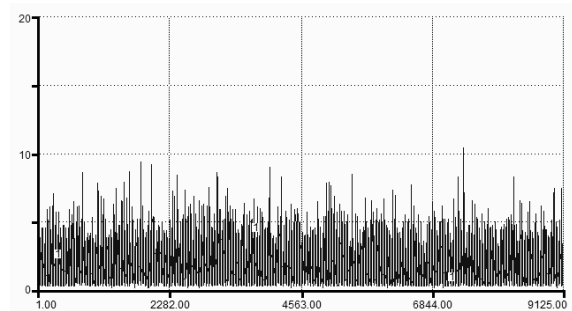


fig. 8: Producción en kWh a lo largo de los días para escenario invernal con CPS = 11

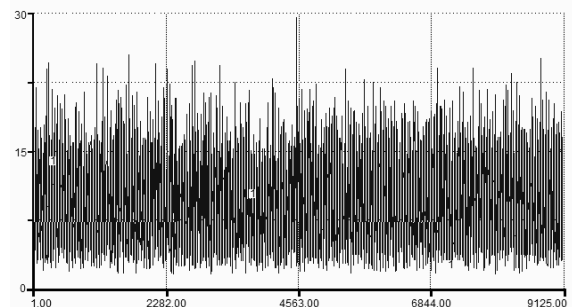


fig. 9: Consumo en kWh a lo largo de los días para escenario invernal con CPS=11

Posteriormente, se simuló un aumento de la capacidad instalada a **CPS=20** (casi el doble de paneles) para intentar mitigar este déficit. Si bien la producción potencial (**PERG**) aumentó a 91.5 kWh y la energía aprovechada (**PSMEE**) subió a 103.8 kWh, el impacto en la independencia de la red fue limitado:

- **PRE** (81.3%): A pesar de casi duplicar la inversión en paneles, la dependencia de la red solo disminuyó un 8.8%.
- **NPEB** (0%): El sistema de almacenamiento continúa sin utilizarse, ya que no existe

excedente energético suficiente para iniciar ciclos de carga.

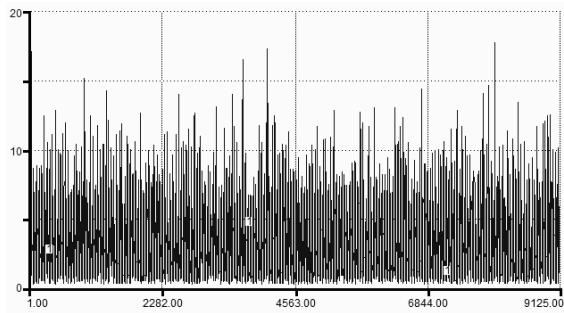


fig.10: Producción en kWh a lo largo de los días para escenario invernal con CPS = 20

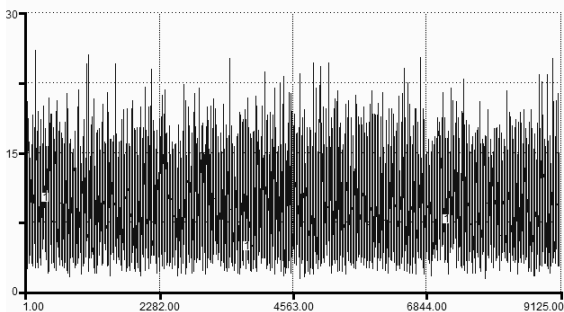


fig.11: Consumo en kWh a lo largo de los días para escenario invernal con CPS = 20

Este contraste demuestra que en invierno la problemática no es de almacenamiento (batería), sino de generación base. Aumentar linealmente la cantidad de paneles (**CPS**) ofrece rendimientos decrecientes, sugiriendo que para alcanzar niveles de **PRE** aceptables en invierno, se requeriría un sobredimensionamiento masivo que sería económicamente inviable y generaría desperdicios excesivos durante el verano.

Discusión

El análisis integral de los tres escenarios de simulación revela hallazgos críticos sobre la viabilidad técnica y económica de los hogares sostenibles.

En primer lugar, respecto a la gestión del almacenamiento, el estudio del Punto de Modo de Ahorro (PMA) expone una clara disyuntiva entre protección de activos y eficiencia operativa. Los resultados del

Caso 1 evidencian que configurar un PMA alto (80%) actúa como una "sobrepotección": si bien mantiene a la batería lejos de cualquier zona de estrés químico 1, anula el propósito del sistema, forzando el consumo de la red eléctrica 2 mientras se tiene energía almacenada disponible pero inaccesible. Por el contrario, un PMA bajo (20%) demostró ser el punto de equilibrio técnico ideal; permitió que la batería ciclara activamente, entregando energía al hogar, pero sin descender a niveles que activen las reacciones químicas de degradación irreversible asociadas al deep discharging. Esto se vincula directamente con la salud a largo plazo de las baterías.

En el escenario óptimo de verano (CPS=11, PMA=20), se obtuvo un Promedio de Revisiones Técnicas (PRT) de 0.2 cada 5 años. Esto proyecta una única revisión en un ciclo de 25 años, coincidiendo con la vida útil máxima esperada de la tecnología actual. Esto confirma que es posible utilizar intensivamente la batería (PMA 20%) sin sacrificar su vida útil, siempre que el dimensionamiento de paneles sea correcto. En contraste, el sobredimensionamiento (CPS=15) elevó el PRT a 0.4, sugiriendo que mantener la batería constantemente al 100% de carga (NPEB 87.6%) también induce estrés al sistema, un hallazgo contra-intuitivo que penaliza el exceso de inversión.

Finalmente, el contraste estacional (Caso 3) expone la limitación física más severa. Mientras que en verano el sistema alcanza una independencia casi total (PRE 1.3%), en invierno el rendimiento colapsa, disparando la dependencia de la red al 90.1% con la misma configuración. El dato más revelador es el Nivel de Batería (NPEB) de 0% durante el invierno; esto indica que el banco de baterías se convierte en un activo inactivo durante meses, ya que la producción solar ni siquiera alcanza a cubrir el consumo basal para generar un excedente cargable. Incluso duplicando los

paneles a \$CPS=20\$, la mejora es marginal, confirmando que la crisis invernal es un problema de generación base y no de capacidad de almacenamiento.

Conclusión

La simulación dinámica permite concluir que la sostenibilidad energética de un hogar inteligente no depende únicamente de maximizar la captación de energía, sino de la gestión inteligente de los parámetros de control.

- **Optimización del PMA:** Se determinó que un **Modo de Ahorro del 20%** es superior a configuraciones más conservadoras. Un **PMA excesivo** (80%) transforma la batería en un **costo hundido** sin retorno de servicio, mientras que el 20% maximiza el uso de energía renovable (PSMEE) protegiendo simultáneamente la integridad electroquímica del litio. Equilibrio de Hardware:
- La **configuración CPS=11** demostró ser el óptimo global para verano. Se verificó que "más no siempre es mejor": superar este número satura la batería, desperdicia generación potencial (PERG) y duplica la tasa de revisiones técnicas (PRT) innecesariamente.
- **Viabilidad Estacional:** Se concluye que un sistema fotovoltaico autónomo dimensionado para verano es inviable para invierno bajo las condiciones simuladas. La estrategia de aumentar linealmente la cantidad de paneles presenta rendimientos decrecientes drásticos. Para garantizar la sostenibilidad

anual, es imperativo integrar estrategias híbridas o sobredimensionar el almacenamiento estacional, asumiendo que la independencia total de la red (PRE 0%) en invierno requiere una inversión desproporcionada respecto al beneficio obtenido.

Referencias (Times New Roman, 10, negrita).

Autosolar. (s.f.). ¿Cuánto dura una batería de litio para placas solares? Recuperado de <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/cuanto-dura-una-bateria-de-litio-para-placas-solares>

Large Battery. (s.f.). What defines the end of a battery life. Recuperado de <https://www.large-battery.com/blog/what-defines-the-end-of-a-battery>

Portal Solar. (s.f.). Todo lo que tenés que saber sobre baterías de litio. Recuperado de <https://portalsolar.com.ar/enciclopedia/litio/todo-lo-que-tenes-que-saber-sobre-baterias-de-litio/>

ScienceDirect. (2023). Deep discharging and chemical reactions in Lithium-Ion batteries. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23025422>

Sunsave. (2025, 7 de noviembre). How long do solar batteries last? | Average lifespan. Recuperado de <https://www.sunsave.energy/solar-panels-advice/batteries/lifespan>

Datos de Contacto

Leonel Arián Contreras. UTN FRBA. C1179AAQ. lecontreras@frba.utn.edu.ar.

Facundo Cahué. UTN FRBA. C1179AAQ. fcahué@frba.utn.edu.ar

Bruno Rodriguez. UTN FRBA. C1179AAQ. brrodriguez@frba.utn.edu.ar