

Informe final

“Análisis y evaluación de almacenamiento residencial como medida para mitigar los impactos de la penetración de generación fotovoltaica tipo Netbilling en redes de distribución eléctrica MT-BT”

Para optar al título: *Ingeniero Civil en Energías y Medio Ambiente de la Universidad Adolfo Ibáñez.*

Ignacio Andrés Pérez Ortiz

23/12/2023

CENTRA

Universidad Adolfo Ibáñez



Índice

Tabla de contenido

Contenido

.....	1
Informe final	1
Índice	2
Índice de tablas, ilustraciones y gráficos.	4
Ilustraciones	4
Gráficos	4
Tablas	5
Imágenes	5
Resumen ejecutivo	6
Abstract.....	7
Contexto.....	8
Objetivos	12
Objetivo general	12
Objetivos específicos	12
Estado del arte	13
Propuestas de solución	15
Selección de solución	17
Evaluación Económica.	18
Metodología	20
Fase 1	20
Fase 2	22
Medidas de desempeño	24
Desarrollo de proyecto, implementación	27
Resultados cualitativos y cuantitativos.....	33
Conclusiones y discusión.....	43
Referencias	45
Anexos	48
Anexo 1.....	48
Anexo 2.....	51

Anexo 3	53
Estrategia 1, propuesta de solución 1:	55
Estrategia 2, Propuesta de solución 2.	56
Estrategia 3, Propuesta de solución 3.	57
Anexo 4	59
Anexo 5	61
Anexo 6	72
Anexo 7	74

Índice de tablas, ilustraciones y gráficos.

Ilustraciones

Ilustración 1: Interacción entre la Herramienta de modelación en Julia y el Software de simulación eléctrica OpenDSS	9
Ilustración 2: Estructura de la herramienta computacional desarrollada para analizar recursos energéticos distribuidos durante el primer año de la cátedra de investigación.	10
Ilustración 3: Fase 1 de la metodología, implementación de baterías en la herramienta computacional.	21
Ilustración 4: Actualizaciones propuestas de la metodología de los estudios de capacidad de alojamiento a realizar con la herramienta.	22
Ilustración 5: Fase 2 de la metodología, evaluación de baterías como tecnología para mitigar problemas de red e incrementar capacidad de alojamiento de PVs.	23
Ilustración 6: Concepto básico del elemento "Storage" o almacenamiento en el software de simulación eléctrica OpenDSS	27

Gráficos

Gráfico 1: Perfil de irradiancia y temperatura disponibles en la herramienta.	31
Gráfico 2: Perfiles de consumo energético de clientes de la red Rahue.	31
Gráfico 3: Operación de baterías en una simulación con 20% de penetración PV y 60% de baterías.	33
Gráfico 4: Porcentaje de cargas residenciales con problemas de sobre tensión a diferentes niveles de integración PV y de baterías.	35
Gráfico 5: Porcentaje de líneas con problemas de sobre corriente a distintos niveles de integración PV y de baterías	36
Gráfico 6: Porcentaje de transformadores sobre utilizados a diferentes niveles de integración de PV y de baterías.	36
Gráfico 7: Penetración de baterías requeridas para lograr unas diferentes capacidades de alojamiento PV, considerando únicamente problemas de sobre tensión en cargas residenciales. ...	38
Gráfico 8: penetración de baterías requeridas para alcanzar diferentes capacidades de alojamiento de PVs considerando únicamente problemas de sobre corriente en las líneas.	39
Gráfico 9: Penetración de baterías requerida para alcanzar diferentes capacidades de alojamiento de PVs, teniendo en cuenta únicamente problemas de sobre utilización de transformadores.	40
Gráfico 10: Algoritmo propuesto en (Procopiou, 2018) como estrategia para cargar baterías de manera proporcional a la curva de generación utilizando datos medidos en tiempo real.	51
Gráfico 11: Problemas de sobre tensión con OLCT, fuente: (Centra, 2023)	74
Gráfico 12: problemas de sobre tensión con inversores, fuente: (Centra, 2023)	75

Tablas

Tabla 1: Estado del arte, tecnologías para incrementar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica en redes de distribución.	14
Tabla 2: Tabla de selección de propuesta de solución.	17
Tabla 3: Glosario de variables para el capítulo de medidas de desempeño.	24
Tabla 4: parámetros utilizados para definir las baterías en OpenDSS.	28
Tabla 5: Funciones nuevas o actualizadas en el código de la herramienta.	63

Imágenes

Imagen 1: Modelo de red de distribución básica utilizada en la fase de validación.	29
Imagen 2: Red de distribución Rahue, Osorno, operada por SAESA.	30
Imagen 3: Resultados Caso Base.	53
Imagen 4: Resultados Off The Shelf.	54
Imagen 5: Resultados de simulación con estrategia de carga de la propuesta 1 de solución.	55
Imagen 6: Resultados de simulación con estrategia de carga de la propuesta de solución 2.	56
Imagen 7: Resultados de simulaciones con estrategia de carga de baterías de la propuesta de solución 3.	57
Imagen 8: Captura de pantalla, función add_batteries.	64
Imagen 9: Captura de pantalla, función random_batteries.	65
Imagen 10: Captura de pantalla, función random_batteries.	66
Imagen 11: Captura de pantalla, función random_batteries.	67
Imagen 12: Captura de pantalla, función random_batteries.	68
Imagen 13: Captura de pantalla, función addnew_batteries.	69
Imagen 14: Captura de pantalla, función addnew_batteries.	70
Imagen 15: Captura de pantalla, gráficos actualizados y nuevos.	71
Imagen 16: Captura de pantalla, más gráficos actualizados y nuevos.	71

Resumen ejecutivo

En los últimos años los sistemas de generación fotovoltaica residencial (PVs) se han popularizado considerablemente. En países como Australia, a inicios del año 2023, aproximadamente un tercio de la población contaba con PVs en sus techos. A pesar de los beneficios económicos y medioambientales que trae el despliegue este tipo de proyectos, estudios demuestran que el incremento de penetración de PVs trae consigo problemas de operación en las redes eléctricas causados por los flujos de potencia inversos a raíz de los excedentes de generación. Los tres principales problemas que afectan a las redes son la sobretensión en cargas residenciales, la sobre corriente en las líneas y la sobreutilización de transformadores, y estos limitan la cantidad máxima de usuarios con PVs que las redes de distribución pueden alojar (Capacidad de alojamiento).

En este contexto, el Centro para la Transición Energética (CENTRA) de la Universidad Adolfo Ibáñez, en conjunto con la Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL) iniciaron una cátedra de investigación industrial orientada a estimar los niveles de integración eficientes de recursos energéticos distribuidos (DERs) en Chile, y en particular los sistemas fotovoltaicos residenciales del tipo netbilling. Para ello, durante el año 2022, desarrollaron una herramienta computacional capaz de hacer análisis de capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica residencial en redes chilenas.

En este proyecto se habilitaron en dicha herramienta las baterías como una nueva tecnología de mitigación, y con ello, a través de un estudio realizado en la red de distribución Rahue de la comuna de Osorno, operada por SAESA, se evaluó la capacidad que estas tienen de reducir los problemas causados en las redes por el incremento de excedentes de generación inyectados hacia ella. Los resultados mostraron que las baterías tienen la capacidad de reducir los problemas mencionados anteriormente y en consecuencia aumentar la capacidad de alojamiento de la red en hasta un 20% respecto al caso base.

Abstract

In recent years, residential photovoltaic (PV) generation systems have become considerably popular. In countries like Australia, at the beginning of 2023, approximately one-third of the population had PVs on their rooftops. Despite the economic and environmental benefits brought about by the deployment of such projects, studies indicate that the increased penetration of PVs leads to operational problems in electrical grids caused by reverse power flows due to generation surpluses. The three main issues affecting the grids are overvoltage in residential loads, overcurrent in lines, and the overuse of transformers. These problems limit the number of PV systems that distribution networks can accommodate (Hosting capacity).

In this context, the Center for Energy Transition (CENTRA) at Adolfo Ibáñez University, in collaboration with the Chilean Solar Energy Association (ACESOL), initiated an industrial research program aimed at estimating efficient levels of integration of distributed energy resources (DERs), particularly residential netbilling photovoltaic systems. To achieve this, during the year 2022, they developed a computational tool capable of analyzing the hosting capacity of residential photovoltaic generation in Chilean networks.

In this project, batteries were enabled as a new element of study in the tool, and their capacity to mitigate problems caused in the grids by the increase in surplus generation injected into the network was evaluated. The results of the study conducted on the Rahue distribution network in the Osorno commune operated by SAESA show that batteries have the ability to reduce the aforementioned problems and consequently increase the network's hosting capacity by up to 20% compared to the base case.

Contexto

El Acuerdo de París, que fue adoptado el 12 de diciembre de 2015, durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), establece como objetivo que al año 2100 no se supere un incremento en la temperatura media global de 2 grados centígrados con respecto al valor medido en el periodo preindustrial (**Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 2015**). La transición energética es una de las iniciativas a través de las cuales se planea reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en vista de cumplir el objetivo. En ese sentido, Chile en los últimos años ha sido uno de los países pioneros en el impulso de las energías renovables no convencionales, actualmente cerca del 38% de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) corresponde a energía solar fotovoltaica y energía eólica (**Energía abierta, 2023**), y se espera que este valor continúe aumentando en los próximos años.

Los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), que corresponden principalmente a tecnologías como los PVs de pequeña y mediana escala, pequeñas turbinas eólicas, sistemas de almacenamiento energético residencial (BESS), vehículos eléctricos (EVs) y demanda flexible (EDAC), entre otras, se perfilan como tecnologías clave en lo que respecta a la descarbonización de la matriz energética nacional. La Capacidad de Alojamiento de DERs (HC por sus siglas en inglés) es la cantidad máxima de recursos energéticos distribuidos que la red de distribución eléctrica es capaz de acomodar sin que se superen sus límites de operación (**Ding, 2016**). Problemas como sobreutilización de transformadores, congestión en líneas, sobretensión en cargas residenciales y desbalance entre fases son algunos de los cuales limitan la integración de DERs en redes de distribución (**Stanfield, 2021**).

Se espera que en un futuro cercano los niveles de adopción de PVs residenciales tipo netbilling aumenten considerablemente en nuestro país (**E2BIZ, 2021**), es más, en países como Australia a finales de febrero de 2023, cerca de un tercio de las viviendas tenían PVs en sus techos, alcanzando niveles de penetración de 51 y 43% en las regiones de New South Wales y Victoria respectivamente (**Shahan, 2023**).

En base a ello CENTRA y ACESOL el año 2022 comenzaron la Cátedra de Investigación Industrial CENTRA-ACESOL en la que se creó una herramienta de análisis de DERs que permitiera realizar estudios de integración eficiente de Recursos energéticos distribuidos, dicha plataforma después del primer año de cátedra permite ejecutar estudios de Capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica tipo netbilling en redes de distribución chilenas, es decir, permite identificar la cantidad de PVs que es posible acomodar en una red de distribución antes de que se supere algún límite de operación. Además, la herramienta posee un desarrollo modular flexible orientado a su extensión y fue programada en el lenguaje de programación Julia (**Bezanson, 2017**) en conjunto con OpenDSS (**R. C. Dugan, 2011**), Software que permite modelar y simular la operación de redes eléctricas y sus diferentes elementos.

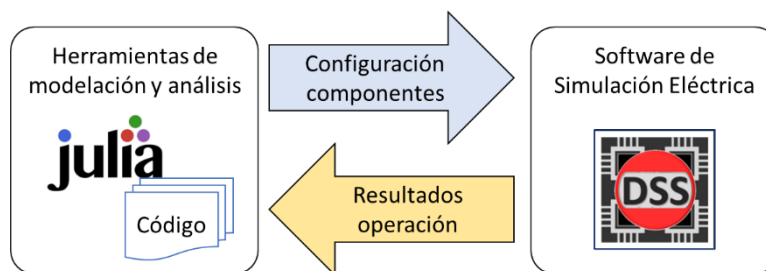


Ilustración 1: Interacción entre la Herramienta de modelación en Julia y el Software de simulación eléctrica OpenDSS

En la ilustración 2 se encuentra la estructura de la herramienta computacional, la cual recibe datos de entrada como la infraestructura de la red eléctrica a estudiar, las bases de datos con parámetros de los PVs, los perfiles de irradiancia solar y de demanda energética por parte de consumidores finales, que utiliza para modelar la red eléctrica estableciendo su configuración o topología a estudiar. Luego, mediante la herramienta de análisis se evalúa la capacidad de alojamiento de PVs mediante simulaciones de un día completo de operación de la red, para finalmente generar diferentes elementos para visualizar los resultados como lo son gráficos y mapas.

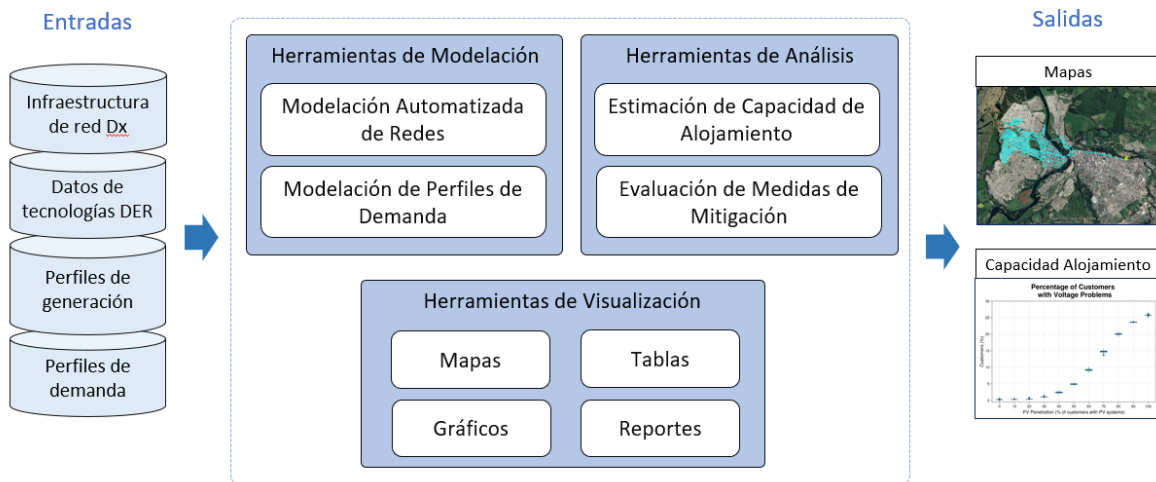


Ilustración 2: Estructura de la herramienta computacional desarrollada para analizar recursos energéticos distribuidos durante el primer año de la cátedra de investigación.

El año 2022, la cátedra de investigación realizada por CENTRA en conjunto con ACESOL logró cuantificar, mediante el uso de la herramienta, la Capacidad de Alojamiento (HC) actual de sistemas PV en redes de distribución chilenas.

Como resultado, considerando simultáneamente las métricas de impacto en voltaje, corriente y capacidad transformadores, se obtuvo que en Chile existe una capacidad de alojamiento cercano a un 10% en las redes de distribución (5,76 GW) (**CENTRA, 2023**), es decir, las redes de distribución chilenas en su conjunto tienen una capacidad de alojar 5.76 GW de potencia instalada de generación solar residencial sin que superen sus límites de operación. En base a lo anterior, cualquier tecnología de mitigación que aumente la capacidad de alojamiento de PVs en un 5% podría generar un incremento cercano a 2,88 GW de potencia acomodable en el sistema, lo que correspondería a un 8,7 % de la potencia instalada a nivel nacional.

Por ello, uno de los objetivos de la Cátedra de Investigación Industrial es implementar en la herramienta la posibilidad de realizar estudios de capacidad de alojamiento de PVs en redes chilenas considerando diferentes tecnologías de mitigación que permitan minimizar los efectos negativos experimentados por ellas a raíz de una alta integración de generación fotovoltaica. El propósito fundamental de este objetivo es

proveer a ACESOL y a tomadores de decisión de políticas públicas la información que requieren para planificar una estrategia a mediano-largo plazo a fin de promover una mayor integración de generación fotovoltaica residencial tipo netbilling sin la necesidad de realizar inversiones en reforzamientos de red.

Objetivos

En base a lo mencionado en la introducción y a la oportunidad identificada, los objetivos del proyecto para aspirar al título de Ingeniero Civil en Energía y Medio Ambiente de la Universidad Adolfo Ibáñez son:

Objetivo general

Implementar en la herramienta computacional, en un periodo de no más de cuatro meses de trabajo, una tecnología que permita mitigar los problemas en las redes de distribución que derivan del aumento de la penetración de generación solar fotovoltaica tipo netbilling (PVs), con el fin de habilitar estudios de capacidad de alojamiento en redes chilenas considerando dicha tecnología.

Objetivos específicos

1. Habilitar una tecnología de mitigación en la herramienta de análisis de integración eficiente de DERs desarrollada durante el primer año de la cátedra de investigación CENTRA-ACESOL.
2. Validar las actualizaciones de la herramienta y la correcta operación de la tecnología implementada.
3. Cuantificar la reducción de problemas lograda por la tecnología en una red de distribución chilena real y evaluar el incremento de capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica.
4. Comparar resultados con los obtenidos con otras medidas de mitigación desarrolladas por el equipo CENTRA.

Estado del arte

En este capítulo se investigaron diferentes tecnologías que han demostrado ser de utilidad a la hora de reducir los problemas experimentados en las redes de distribución a raíz de un incremento de generación fotovoltaica tipo netbilling. Los estudios revisados fueron agrupados según tecnología en la siguiente tabla, para más detalle revisar el [Anexo 1](#).

Tecnología de mitigación	Descripción
Transformadores con cambiador de TAP (OLTC)	<p>Con estos transformadores es posible el cambio de derivación del devanado secundario mientras este se encuentra operativo, lo que permite cambiar el voltaje de salida sin interrumpir sus funciones.</p> <p>Las referencias (Navarro-Espinoza, 2015) (Arshad, 2019) (Aydin, 2022) (Hashemi, 2016) (Arshad, 2017) plantean diferentes estrategias de operación de OLCT (con control local o remoto, con diferentes posiciones de los TAP, etc.) y sus resultados indican que esta tecnología es capaz de aplazar la aparición de problemas de sobre tensión en cargas residenciales en redes de distribución.</p>
Inversores de sistemas fotovoltaicos residenciales	<p>Los inversores de sistemas fotovoltaicos son los encargados de transformar la corriente continua generada por el panel a corriente alterna. Estos dispositivos tienen la capacidad de absorber y suministrar potencia activa y reactiva desde y hacia la red.</p> <p>Las referencias (Seuss, 2015) (Tang, 2018) (Fachrizal, 2021) (Gush, 2021) (Campas, 2023) (Lakshmi, 2020) plantean diferentes estrategias de operar inversores, ellas se enfocan principalmente en la definición de setpoints de las curvas Volt-Var o Watt-Var eficientes para el control de voltaje en la red. A diferencia de los OLTC, esta tecnología además de solucionar los problemas de</p>

	sobre tensión también demostró reducir problemas de sobre corriente y sobre utilización de transformadores.
Baterías de ion-litio	<p>Las baterías de ion litio son capaces de almacenar energía de manera electroquímica para posteriormente suministrarla cuando sea necesario.</p> <p>Las referencias (Filip, 2022) (Campas, 2023) (Jayasekara, 2015) (Ranaweera, 2017) (Ranaweera, 2017) (Procopiou, 2018) (Iakshmi, 2020) plantean diferentes enfoques de carga y descarga de baterías, algunos utilizando únicamente control de potencia activa, y otros complementando esto con el control de voltaje mediante la absorción de potencia reactiva por parte del inversor de las baterías. Como resultado, tanto las baterías comunitarias como las residenciales operadas de manera independiente y coordinada fueron útiles para reducir los problemas causados en la red dado un incremento en la penetración fotovoltaica, logrando incrementar la capacidad de alojamiento en las redes estudiadas.</p>

Tabla 1: Estado del arte, tecnologías para incrementar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica en redes de distribución.

Propuestas de solución

En base a la revisión bibliográfica realizada, se destacan los Transformadores con cambiador de derivación bajo carga (OLCT), los Inversores fotovoltaicos y los sistemas de Baterías residenciales como tecnologías que han demostrado reducir los problemas experimentados en las redes de distribución a raíz de un incremento de penetración fotovoltaica residencial. Sin embargo, en la herramienta computacional ya fueron implementados tanto los OLCT como los inversores. Por ello, las baterías son la tecnología de mitigación que falta desarrollar. Actualmente, el modo "Off The Shelf" es la estrategia más común para cargar baterías residenciales, con él, se cargan durante el excedente solar a toda la potencia disponible y se descargan para cubrir el consumo. Sin embargo, como se evidencia en el [Anexo 3](#) y en **(Procopiou, 2018)**, este enfoque no aborda eficazmente los problemas de sobre tensión experimentados en las redes en días de verano. Por ello, tres estrategias de carga de baterías fueron propuestas como posibles soluciones.

1. Implementar Baterías residenciales en la herramienta como una tecnología de mitigación de problemas en las redes de distribución derivados del incremento de generación fotovoltaica residencial tipo netbilling. Para ello se utilizará una estrategia de carga de las baterías a una potencia proporcionalmente menor a la utilizada con el método Off The Shelf.
2. Implementar Baterías residenciales en la herramienta como una tecnología de mitigación de problemas en las redes de distribución derivados del incremento de generación fotovoltaica residencial tipo netbilling. Para ello se utilizará una estrategia de carga de las baterías propuesto en **(Procopiou, 2018)** que decide minuto a minuto con información en tiempo real a que potencia cargar y descargar las baterías, y tiene el objetivo de realizar una carga a una potencia proporcional a la curva de generación estimada para el día simulado.
3. Implementar Baterías residenciales en la herramienta como una tecnología de mitigación de problemas en las redes de distribución derivados del incremento de generación fotovoltaica residencial tipo netbilling. Para ello se utilizará una

estrategia de carga de las baterías alternativo al propuesto en **(Procopiou, 2018)**, pero inspirado en él, la diferencia es que en este caso se programa la operación de las baterías el día previo, utilizando pronósticos de generación y consumo.

Tabla de soluciones propuestas	
Solución propuesta	Breve descripción
CMP	Carga de la batería a una potencia proporcionalmente menor que en la estrategia OTF
AD (Procopiou, 2018)	Carga de la batería de manera proporcional a la curva de generación, decisión de carga y descarga en tiempo real en base a mediciones instantáneas.
PDAO	Carga de la batería inspirada en “AD” propuesta en (Procopiou, 2018) , programado en base a pronósticos perfectos de generación y consumo.

Selección de solución

Teniendo en cuenta las soluciones propuestas, en la presente sección se resumen los resultados de la selección de una de las tres mediante una comparación considerando dos criterios:

C1: Efectividad de la tecnología para mitigar problemas de red.

C2: Tiempos de simulación.

Para evaluar las propuestas de solución según los criterios C1 y C2 se ejecutaron simulaciones en una red de distribución básica programada para la fase de implementación del proyecto en la herramienta (Ver [imagen 1](#)). En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos de manera cualitativa, para ver los resultados y su análisis ir al [Anexo 3](#):

Tabla de selección de solución		Solución		
		CMP	AD (Procopiou, 2018)	PDAO
Criterios	Mitigación lograda	Media	Alta	Alta
	Tiempos de simulación	Baja	Alta	Baja

Tabla 2: Tabla de selección de propuesta de solución.

Considerando los resultados obtenidos por cada propuesta de solución en cada criterio de selección, la opción número 3 fue la seleccionada como la estrategia de carga de baterías a implementar en la herramienta. Esta fue inspirada en la estrategia propuesta en (**Procopiou, 2018**) y es descrita en el [Anexo 2](#).

Evaluación Económica.

Dado que la cátedra de investigación fue financiada inicialmente con diferentes fondos y tiene como objetivo desarrollar una herramienta que permita realizar análisis de integración eficiente de DERs en Chile. Actualizarla para habilitar nuevas funcionalidades no trae consigo beneficio económico para CENTRA. Sin embargo, los resultados de los estudios que serán realizados para evaluar la efectividad de mitigación de las baterías podrían utilizarse como un insumo importante para realizar evaluaciones económicas de otro tipo.

En el estudio de **(Khezri, 2020)**, se evidencia la viabilidad económica de implementar un proyecto de instalación de baterías residenciales con el propósito de lograr el autoconsumo en conjunto con sistemas de paneles solares (PVs). Se destaca que este beneficio económico para los consumidores solo se materializa con la presencia de un incentivo, como fue el caso en Australia, donde se valorizó en 350 dólares estadounidenses por kilovatio-hora (US\$/Kwh).

Esta información resulta relevante al considerar la promoción de la adquisición de baterías por parte de los consumidores con PVs en Chile, siendo un aspecto valioso para los responsables de la formulación de políticas públicas. Sin embargo, la cuantificación precisa de dicho incentivo en el contexto chileno se percibe como una tarea desafiante y tiempo-demandante, lo cual excede el período disponible para la ejecución de este proyecto de título.

Por ende, se optará por asumir el valor propuesto por **(Khezri, 2020)** de 350 US\$/Kwh como una estimación aproximada del incentivo necesario en Chile para fomentar la adquisición de baterías. Es importante señalar que este valor se utilizará únicamente como una referencia para tener una noción del rango de magnitud del incentivo requerido en nuestro país. No obstante, este número no debe ser considerado como un resultado final, ya que el contexto socioeconómico y la topología de la red eléctrica en Chile difieren notablemente de los de Australia. El cálculo estimativo del incentivo se encontrará en el [capítulo de resultados](#), posterior a haber calculado la capacidad de alojamiento de PVs en

la red que será estudiada, con el fin de estimar el incentivo necesario para financiar la adquisición del número de baterías que fue necesario para lograr dicha capacidad de alojamiento de PVs.

Por último, en el [Anexo 4](#) se mencionan otros beneficios asociados a la implementación del proyecto.

Metodología

Para que sea posible realizar un estudio técnico acabado que permita identificar la capacidad que tienen las baterías para mitigar los problemas que surgen en las redes eléctricas dado un aumento de penetración de PVs. La metodología consta de dos etapas:

1. Fase de implementación de nueva tecnología de mitigación en la herramienta de análisis de DERs desarrollada previamente.
2. Fase de estudio de capacidad de alojamiento, análisis y comparación de resultados con los obtenidos con otras tecnologías de mitigación habilitadas por el equipo.

Fase 1

Para la fase de implementación, será necesario revisar la documentación del software de simulación de redes eléctricas (OpenDSS) para identificar cómo se modelan las baterías en él; qué parámetros se requieren y cuál es la nomenclatura de programación existente para ello.

En paralelo, se deberá actualizar la herramienta programada en Julia con el fin de habilitar la nueva tecnología en la herramienta. Las actualizaciones necesarias para ello contemplan:

1. habilitar una nueva capa (baterías) para los estudios de capacidad de alojamiento, que puede ser entendido como una extensión de las dimensiones del estudio de 2 a 3, y por tanto la extensión de las dimensiones del código de 2 a 3.
2. Habilitar nuevas funciones que incorporen las baterías al modelo de red y asignen sus ubicaciones, tamaños y programen su estrategia de carga y descarga para los futuros estudios.
3. Habilitar gráficos para visualizar la operación diaria de las baterías y sus impactos en los límites de operación de la red.

Durante la fase de implementación, será necesario realizar constantes validaciones para verificar la funcionalidad de las actualizaciones realizadas a la herramienta una por una.

Para ello, simulaciones serán ejecutadas utilizando una red de distribución pequeña con el fin de validar las nuevas funcionalidades desarrolladas en la herramienta y reducir el tiempo invertido en la fase de validación. Esta red será descrita en el [capítulo de desarrollo del proyecto](#).

Cuando el proceso iterativo de desarrollo-validación se cumpla, será pertinente continuar con la fase 2 de la metodología.



Ilustración 3: Fase 1 de la metodología, implementación de baterías en la herramienta computacional.

Fase 2

La fase 2 de la metodología está orientada a cumplir los objetivos específicos 3 y 4 del proyecto. Para ello, en el diagrama se muestra la metodología que será utilizada para llevar a cabo los estudios de capacidad de alojamiento necesarios para evaluar los niveles de mitigación logrados por las baterías. Una definición sumamente relevante es el Nivel de penetración BT, que representa el porcentaje de clientes residenciales que poseerán baterías en cada simulación, sobre el total de clientes residenciales con sistemas de generación fotovoltaica tipo netbilling. Es decir, si se tiene una penetración fotovoltaica de un 10% y una penetración BT de un 50%, significa que el 10% de los clientes residenciales tendrá paneles solares, y que de ese 10% un 50% poseerá baterías.

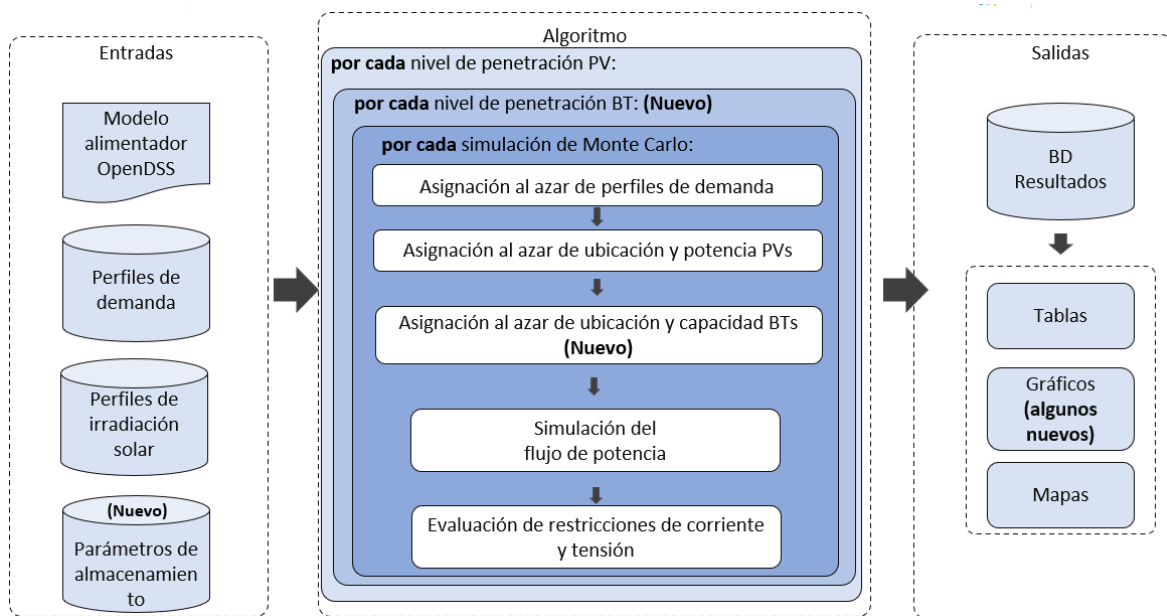


Ilustración 4: Actualizaciones propuestas de la metodología de los estudios de capacidad de alojamiento a realizar con la herramienta.

En el diagrama anterior, con el fin de incluir a las baterías a los estudios, se presenta una actualización de la metodología utilizada por **(CENTRA, 2023)** inspirada en la metodología de Montecarlo propuesta en **(Navarro, 2015)**, altamente aplicada a nivel internacional para ejecutar estudios de capacidad de alojamiento en redes de distribución. La particularidad de esta metodología radica en que, para cada una de las simulaciones a realizar, tanto los perfiles de consumo, la ubicación y los tamaños de los PVs y de las baterías

son asignados de manera completamente aleatoria. De esta manera, la incertidumbre que surge al estudiar escenarios futuros se ve reducida, ya que diferentes configuraciones posibles de red son consideradas, dando un toque de realismo al estudio.

El siguiente diagrama muestra a grandes rasgos los pasos para llevar a cabo el estudio de capacidad de alojamiento de PVs en una red de distribución chilena real, la cual será debidamente descrita en el capítulo de desarrollo del proyecto.

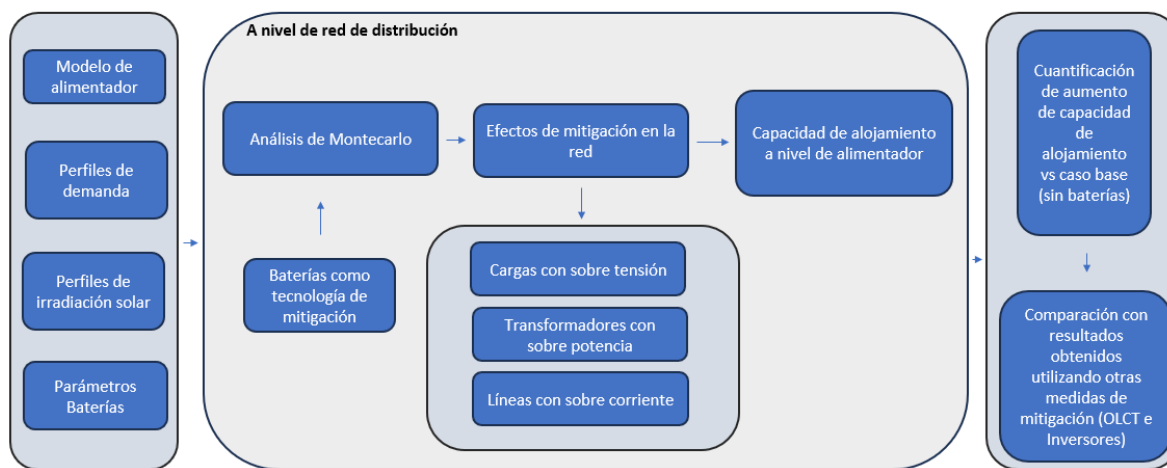


Ilustración 5: Fase 2 de la metodología, evaluación de baterías como tecnología para mitigar problemas de red e incrementar capacidad de alojamiento de PVs.

Mediante el análisis de Montecarlo se obtendrán resultados de una gran cantidad de simulaciones de operación de la red a estudiar, los que permitirán cuantificar los problemas que limitan la capacidad de acomodación de generación fotovoltaica en dicha red. En base a ello, se calculará la capacidad de alojamiento como la mayor penetración fotovoltaica con la que no superó ningún límite de operación de la red. Luego, se comparará con la capacidad de alojamiento del caso base (sin considerar tecnologías de mitigación), para finalmente, comparar los resultados con los obtenidos por el equipo CENTRA al evaluar otras tecnologías de mitigación.

Medidas de desempeño

Glosario	
<i>Variable</i>	<i>Descripción</i>
<i>NCST</i>	<i>Número de clientes con sobre tensión en la red.</i>
<i>NC</i>	<i>Número De clientes totales de la red.</i>
<i>NTS</i>	<i>Número de transformadores sobrecargados en la red.</i>
<i>NT</i>	<i>Número de transformadores en la red.</i>
<i>NLS</i>	<i>Número de líneas con sobrecorriente en la red.</i>
<i>NL</i>	<i>Número de líneas en la red.</i>
<i>%PVPENT</i>	<i>Nivel de penetración de PVs en %.</i>
<i>Base_{PVHC}</i>	<i>Capacidad de alojamiento del caso base.</i>
<i>PVHC_i</i>	<i>Capacidad de alojamiento de con la medida de mitigación i.</i>

Tabla 3: Glosario de variables para el capítulo de medidas de desempeño.

El cumplimiento de los dos primeros objetivos específicos responde a una medida de desempeño cualitativa binaria llamada **“Implementación Exitosa de baterías”**, la cual será definida como un **“Si”** si es que la implementación de las baterías en la herramienta fue lograda de manera exitosa y **“No”** si dicha implementación no fue lograda. En específico, para que la variable sea definida como “Si”, deberán lograrse todos los puntos establecidos en la fase 1 de la metodología, lo que será verificado mediante simulaciones de validación como fue mencionado en el capítulo de metodología.

Luego, para el objetivo específico número 3, las tres principales restricciones que permitirán evaluar los problemas que generan los excedentes de generación solar en redes son:

1. Número de clientes con problemas de sobre tensión **(NCST%)** en %.

$$NCST\% = \frac{NCST}{NC} * 100 < 2\% \quad (1)$$

2. Porcentaje de transformadores sobre utilizados **(NTS%)**.

$$NTS\% = \frac{NTS}{NT} * 100 < 18.57 + 2\% \quad (2)$$

3. Porcentaje de líneas con sobre corriente **(LS%)**.

$$LS\% = \frac{NLS}{NL} * 100 < 2\% \quad (3)$$

Dado que para los estudios de capacidad de alojamiento realizados en **(Centra, 2023)** consideraron restricciones para problemas de operación de un 2%, para efectos de evaluar el desempeño de las baterías como tecnología de mitigación se mantuvo dicho criterio.

Además, el límite de porcentaje de transformadores sobrecargados fue seleccionado como 18.57 + 2% por que dicho valor (18,57%) representa el porcentaje de transformadores sobrecargados en la red que será estudiada en el escenario basal (sin generación fotovoltaica ni baterías). Esta red será debidamente mencionada y descrita más adelante.

Para un nivel de penetración fotovoltaica (%*PVPENT*), si alguno de dichos límites es superado, entonces se considera que la red de distribución posee problemas en su operación, y por tanto no está preparada para alojar dicho nivel de penetración fotovoltaica.

Por ello, se define la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica (PVHC) como el máximo porcentaje de clientes que pueden instalar paneles fotovoltaicos antes de que se supere alguno de los tres límites de operación de la red.

4. Capacidad de alojamiento de sistemas PV (**PVHC**) en MW-GW o %PVHC en % para la tecnología de mitigación i.

$$PVHC_i = \text{Max}(\%PVPENT) \quad (4)$$

Tal que (1), (2) y (3) se cumplan.

Por último, para el objetivo específico número 4, se define el incremento porcentual de mitigación como una métrica que permite evaluar el aumento de capacidad de alojamiento alcanzado por la tecnología de mitigación respecto a la capacidad de alojamiento de referencia (sin mitigación).

5. incremento porcentual de capacidad de alojamiento de la tecnología de mitigación i.

$$I\%PVHC_i = PVHC_i - \text{Base}_{PVHC} \quad (5)$$

Desarrollo de proyecto, implementación

En esta sección se presenta el proceso de implementación de las baterías en la herramienta y posteriormente se detalla el alimentador chileno sobre el cual se realizarán los estudios de capacidad de alojamiento considerando baterías como tecnología de mitigación. Por último, se mencionan las características del estudio a realizar.

En primer lugar, se identificaron los requerimientos técnicos para modelar las baterías en el software OpenDSS. En particular, las baterías en el programa de simulación de redes son modeladas como un generador que puede tanto despachar (descargar) como consumir (cargar) energía dependiendo de su nivel de potencia y de su estado de carga.

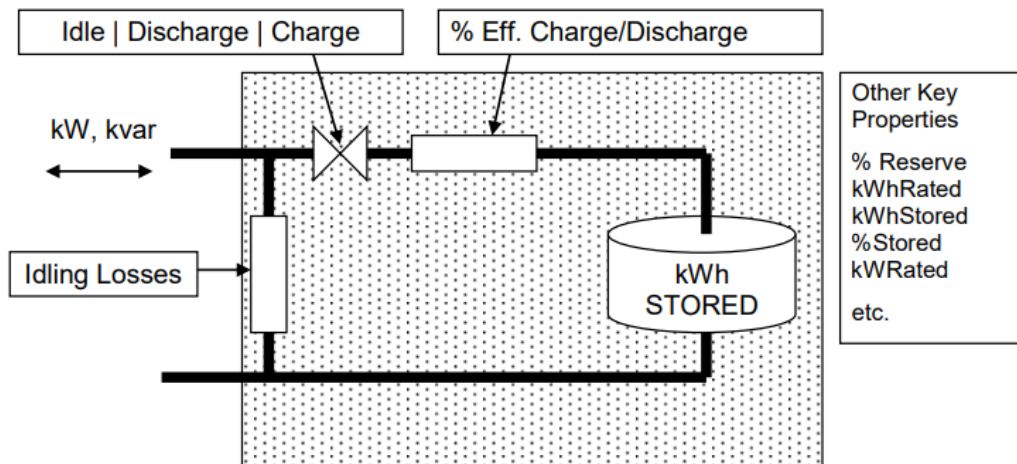


Ilustración 6: Concepto básico del elemento "Storage" o almacenamiento en el software de simulación eléctrica OpenDSS

Como evidencia la ilustración 6, el programa requiere parámetros de entrada esenciales para la operación de las baterías, tales como eficiencia de carga, eficiencia de descarga, potencia nominal (Kw), capacidad de la batería (Kwh), profundidad de descarga, entre otros.

En particular, los valores de las propiedades utilizados para definir las baterías fueron:

Propiedad	Valor/descripción.
Eficiencia de carga y descarga (%Eff Charge/Discharge)	90% Default para baterías de ion-litio.
%Reserve	Las baterías de ion-litio comúnmente poseen una profundidad de descarga (DOD) del 80%. La reserva se define como la cantidad mínima de energía que puede tener almacenada una batería, por ello, %Reserve = 20%. En caso de que la batería se esté descargando, si se alcanza el 20% de su capacidad no se descargará más.
KWhRated	Representa la capacidad nominal de la batería en términos de energía (Kwh). Todas las baterías se definieron inicialmente con una capacidad de 5 Kwh. Sin embargo, posteriormente este valor es actualizado, lo que se detalla más adelante.
KWRated	Representa la potencia nominal de carga y descarga de la batería. Para una batería de 5 KW común en el mercado, con un voltaje nominal de 51.2 Voltios y capacidad nominal de 100 amperios/hora, la potencia nominal resulta de 5,12 KW. Valor máximo al cual las baterías podrán ser cargadas o descargadas.
%Stored y kWhStored	Ambos tienen como función definir el estado de carga inicial de las baterías para la simulación. El estado de carga inicial fue definido como un 20% de la capacidad total de almacenamiento, es decir, el valor de reserva, la mínima carga permitida. %Stored = 20%.

Tabla 4: parámetros utilizados para definir las baterías en OpenDSS.

Además, las actualizaciones realizadas en el código programado en Julia para habilitar las baterías en la herramienta se detallan en el [Anexo 5](#).

Para concluir la fase 1, es relevante mencionar que, de manera simultánea a los desarrollos y actualizaciones, se llevó a cabo un proceso constante de validación que ratificó la funcionalidad de la herramienta actualizada. Para ello, se realizaron simulaciones de validación en un modelo de red pequeño, con el fin de agilizar el proceso mediante simulaciones más cortas. En el siguiente diagrama se puede observar el modelo de red utilizado. Los parámetros utilizados para modelar dicha red básica se encuentran en el [Anexo 6](#).

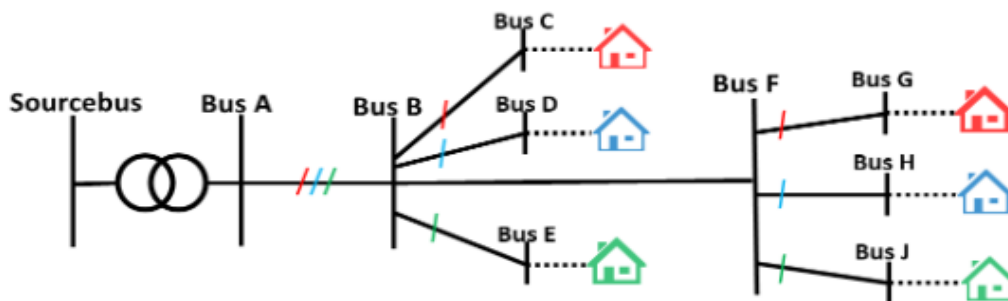


Imagen 1: Modelo de red de distribución básica utilizada en la fase de validación.

Terminada la fase 1 de manera exitosa a fines del mes de octubre, se inició la fase 2 del proyecto quedando un mes para finalizar el proyecto.

Para los estudios de capacidad de alojamiento de sistemas fotovoltaicos (PV), se eligió la red de distribución Rahue en Osorno, operada por SAESA. En 2022, SAESA proporcionó datos topológicos de la red que CENTRA utilizó para desarrollar el modelo disponible en la herramienta. Esta red presenta una complejidad notoria con 39,350 nodos, 23,822 secciones de línea trifásica de longitudes entre 10 y 70 metros, y 10,488 consumidores monofásicos y trifásicos. El consumo pico de la red alcanza los 9.6 MW aproximadamente a las 9 pm. Además, la infraestructura incluye 187 transformadores de tipo delta estrella, siendo el principal de 66 a 23 kV, mientras que los demás de 23 a 0.4 kV. Esta información se refleja en el siguiente mapa de la red Rahue. Además, esta red ya ha

sido objeto de estudios previos de capacidad de alojamiento de PV sin tecnologías de mitigación, cuyos resultados servirán como caso base.

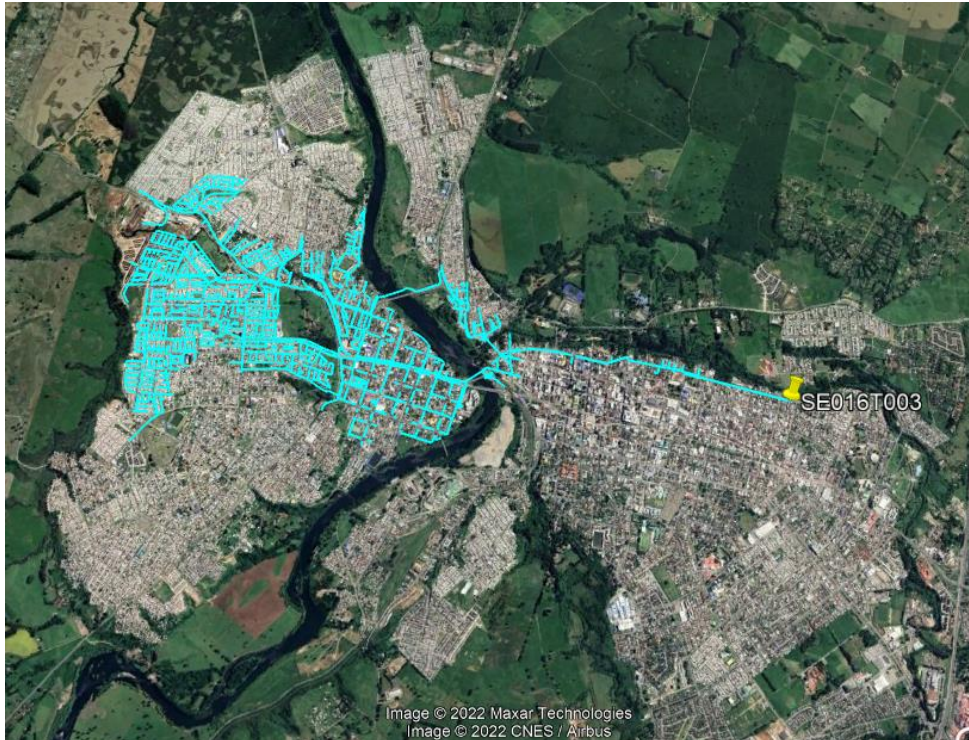


Imagen 2: Red de distribución Rahue, Osorno, operada por SAESA.

Además, los perfiles de generación fotovoltaica y de consumos a utilizar como datos de entrada para realizar los estudios **fueron obtenidos de la base de datos construida por el equipo CENTRA en base a información suministrada por SAESA de la red Rahue.**

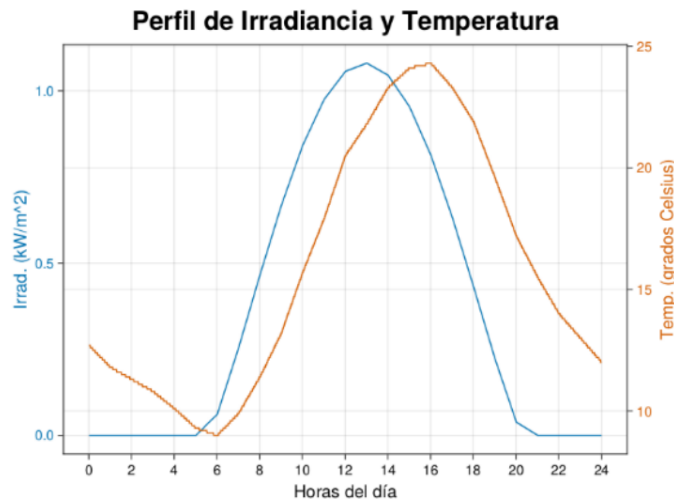


Gráfico 1: Perfil de irradiancia y temperatura disponibles en la herramienta.

En la imagen se ve el perfil de irradiancia solar utilizado para este estudio, este representa la curva de irradiancia que experimentaran todos los sistemas de generación fotovoltaica tipo netbilling (PVs) activados en cada simulación. Además, el perfil de temperatura afecta la eficiencia de conversión de energía de los PVs.

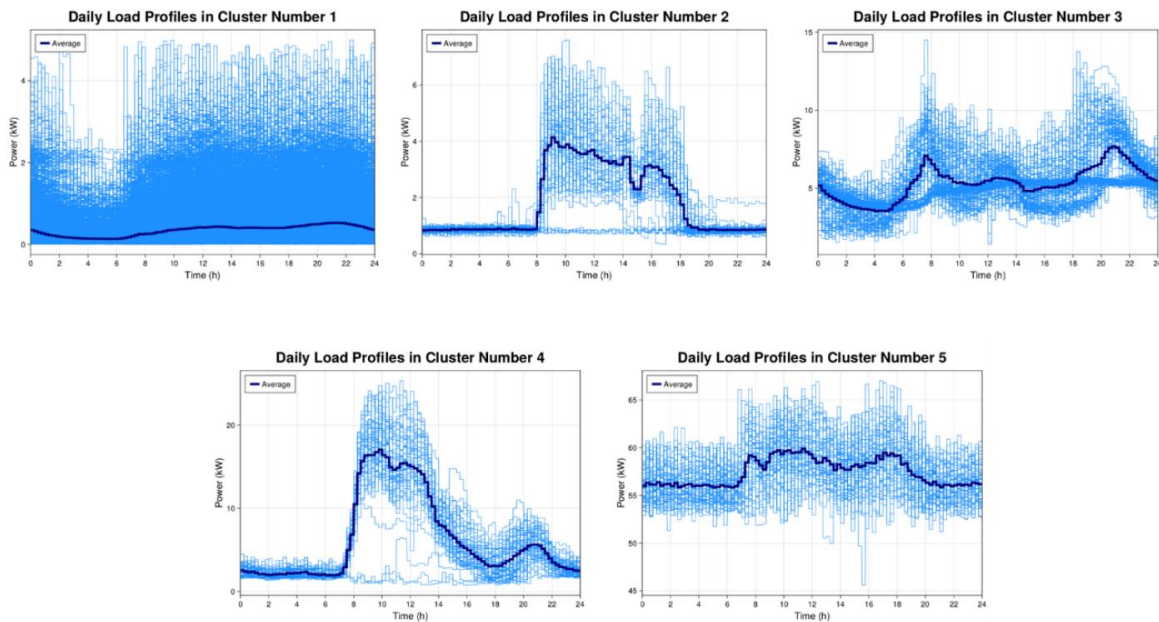


Gráfico 2: Perfiles de consumo energético de clientes de la red Rahue.

Como se ve en la imagen interior, cinco perfiles de consumo energético fueron obtenidos de la base de datos generada por el equipo Centra, los que representan un comportamiento residencial, comercial o industrial (clasificación realizada por el equipo Centra detallada en **(Centra, 2023)**). En las simulaciones, a cada carga residencial, comercial o industrial se le es asignado al azar uno de dichos perfiles, que contienen el consumo real de casas de la red Rahue en un día de verano capturado por los medidores inteligentes de dicha red.

El siguiente paso consistió en definir las características del estudio. Con el objetivo de realizar un análisis Montecarlo exhaustivo, se planificó simular diversas configuraciones en términos de ubicación y tamaño de sistemas fotovoltaicos y baterías en la red. Se llevaron a cabo 10 simulaciones Montecarlo para cada combinación de penetración fotovoltaica y de baterías. El rango de penetración fotovoltaica abarcó desde el 10% hasta el 50%, en incrementos discretos de 10%, mientras que para las baterías se consideraron penetraciones del 0% al 100%, en incrementos de 20%. En total, se realizarán 300 simulaciones (5 niveles de PV * 6 niveles de BESS * 10 simulaciones), lo cual se considera un número suficiente para evaluar una amplia gama de escenarios futuros potenciales en cuanto a la ubicación y tamaño de los sistemas PV y BESS, teniendo en cuenta la naturaleza aleatoria inherente a los análisis Montecarlo (consulte el diagrama en la sección de metodología). Es importante tener en cuenta que este estudio es preliminar y será de utilidad para tener una idea de cómo serán los resultados del estudio final, el cual debe realizarse utilizando un súper computador debido a su extensión, ya que para ejecutarlo en un notebook el tiempo de simulación podría superar los 57 días.

Finalmente, tras realizar las 300 simulaciones, se recogieron los datos y evaluaron las restricciones y ecuaciones formuladas en el [capítulo de medidas de desempeño](#) con el objetivo de cuantificar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica tipo netbilling al considerar el uso de baterías como tecnología para mitigar problemas en la red. Para posteriormente compararlos con los resultados obtenidos en los estudios considerando otras tecnologías como OLCT e inversores.

Resultados cualitativos y cuantitativos.

En este capítulo, primero se verifica la correcta operación de las baterías (con una carga proporcional a la curva de generación) y luego se detallan y comparan los resultados de los estudios de capacidad de alojamiento de PVs realizados en la red de distribución Rahue con las diferentes medidas de mitigación a evaluar (Baterías, OLCT e inversores) donde solo la primera fue implementada en este proyecto.

En el siguiente gráfico se ilustra la operación agregada de todas las baterías de la red en un escenario en el que un 20% de los consumidores poseen PVs y un 60% de dicho 20% posee baterías.

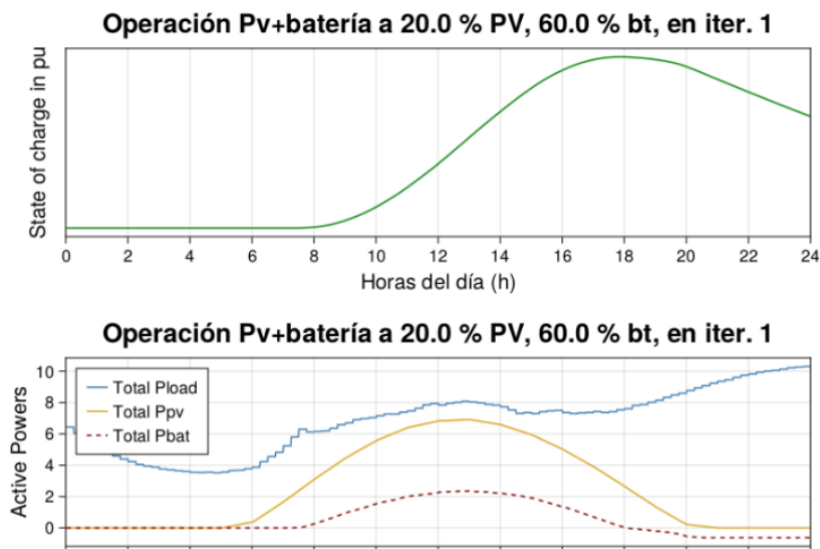


Gráfico 3: Operación de baterías en una simulación con 20% de penetración PV y 60% de baterías.

La curva roja del gráfico inferior muestra la potencia de carga y descarga de la batería, la batería se carga cuando la curva es mayor a cero y descarga cuando es menor a cero, además, las baterías se cargan desde las 8 hasta las 18 hrs aproximadamente, de manera proporcional a la curva de generación, logrando posponer el momento en el cual

se alcanza el estado de carga máximo, lo que es útil para prolongar los efectos de mitigación que son consecuencia del proceso de carga de la batería.

La figura 21 muestra la operación de baterías simuladas para un escenario de penetración fotovoltaica de clientes residenciales de un 20% y de ese grupo un 40% con baterías. Se puede observar que, para este caso en particular, la medida de mitigación baterías logra reducir de manera considerable el porcentaje de clientes residenciales que experimentaron problemas de sobre tensión en horarios de alta generación fotovoltaica.

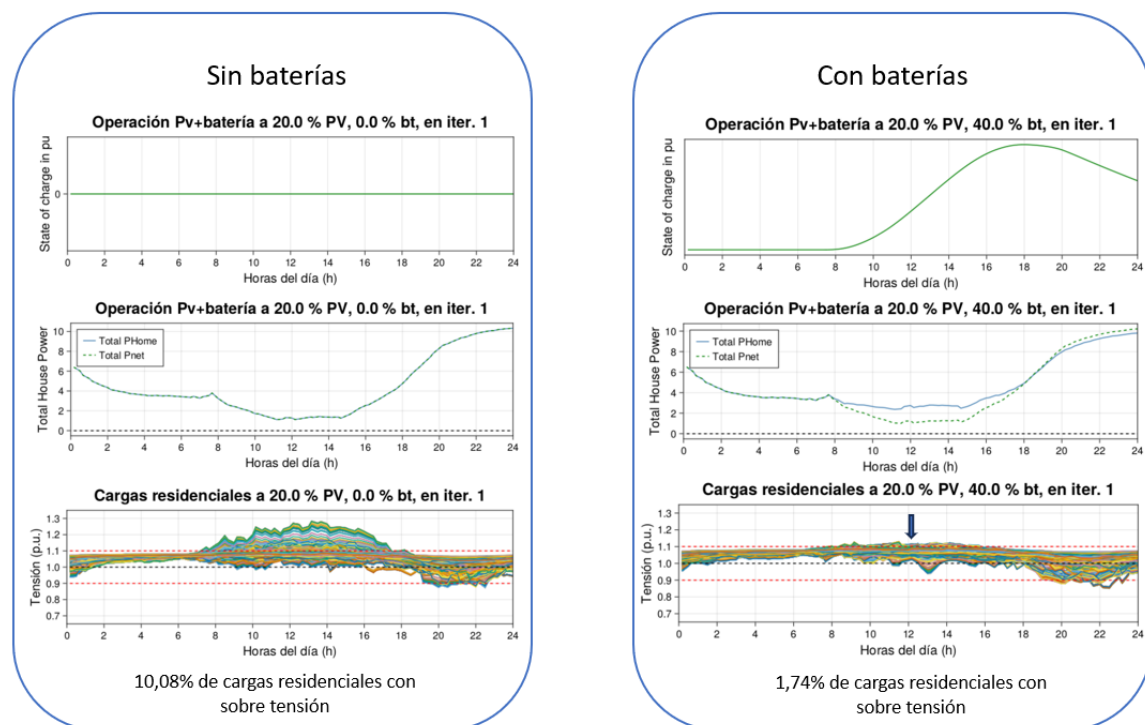


Figura 21: Operación de baterías para escenario de un 20% de penetración fotovoltaica y un 40% de penetración de baterías en la red de distribución Rahue, Osorno.

A continuación, se presentan los resultados del estudio de capacidad de alojamiento en la red de distribución Rahue.

En los siguientes gráficos se puede ver para los niveles de penetración fotovoltaica (30 y 40%) el porcentaje de clientes residenciales de la red con problemas de sobre tensión a cierto nivel de integración de baterías.

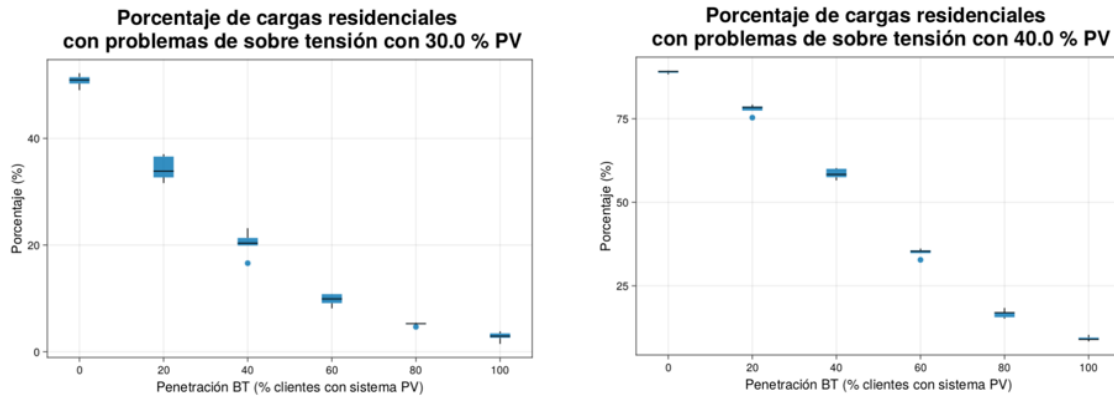


Gráfico 4: Porcentaje de cargas residenciales con problemas de sobre tensión a diferentes niveles de integración PV y de baterías.

De estos resultados se desprende que, para un mismo nivel de penetración fotovoltaica, existe una tendencia clara a reducirse el número de clientes residenciales con problemas de sobre tensión a medida que un mayor número utiliza baterías residenciales. También se puede ver como tan solo con un 40% de clientes con PVs, sin considerar baterías más del 75% de los clientes residenciales de la red tiene problemas de sobre tensión (un valor excesivo), en cambio, cuando un 100% de estos utiliza baterías, los niveles se ven reducidos a menos del 10%, es decir, las baterías no solamente son útiles para los clientes que poseen PVs, sino también para muchos que no, y que de todas maneras se ven afectados por problemas de sobre tensión.

En los siguientes gráficos se observa el porcentaje de líneas de distribución con problemas de sobre corriente en la red Rahue en diferentes escenarios de integración de generación fotovoltaica y de baterías.

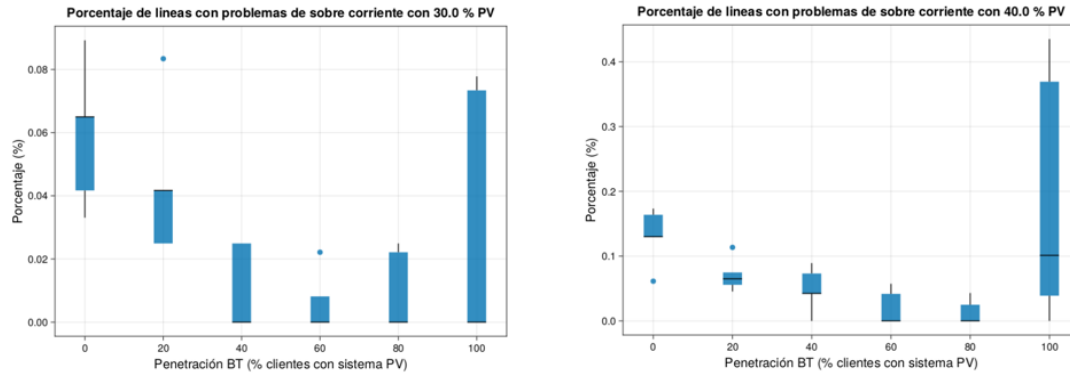


Gráfico 5: Porcentaje de líneas con problemas de sobre corriente a distintos niveles de integración PV y de baterías

De los gráficos se desprende que los problemas de sobre corriente no son suficientes para limitar la integración de generación fotovoltaica en la red de distribución Rahue, ya que en todos los escenarios estudiados se obtuvo un porcentaje de líneas con problemas de sobre corriente menor al 2%.

Por último, en los siguientes gráficos se puede visualizar el porcentaje de transformadores con sobre potencia en la red bajo diferentes escenarios de penetración PV y de baterías.

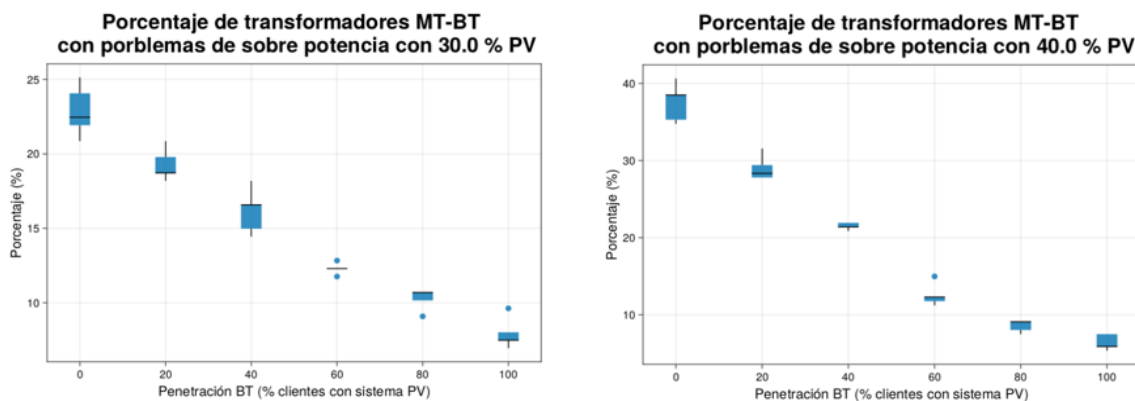


Gráfico 6: Porcentaje de transformadores sobre utilizados a diferentes niveles de integración de PV y de baterías.

De manera análoga al caso de los problemas de sobre tensión, en los resultados anteriores se puede identificar una clara tendencia de reducción de problemas de

sobreutilización de transformadores a medida en que se incrementa la integración de baterías por parte de los consumidores de la red estudiada. Cabe destacar que para el caso base, es decir, la red sin consumidores con PVs ni baterías, el porcentaje de transformadores con problemas de sobre potencia fue en promedio de 18.57%. Por ello, para efectos de evaluar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica de la red, los problemas de sobre utilización de transformadores que limitan la capacidad de alojamiento se definieron como los que están un 2% por sobre de dicho promedio del caso base, en cambio, los escenarios en los que se definió que el problema de sobre utilización de transformadores no limita la integración de generación fotovoltaica son aquellos en los que el porcentaje de transformadores sobrecargados fue menor a los 18,57%.

Teniendo en consideración los resultados relativos a los problemas causados en la red Rahue a diferentes niveles de penetración fotovoltaica (10, 20, 30, 40 y 50%) e integración de baterías (0, 20, 40, 60, 80, 100%) por parte de los consumidores, los siguientes gráficos muestran los niveles máximos de integración de generación fotovoltaica tipo netbilling que la red Rahue es capaz de acomodar sin experimentar problemas de sobre tensión mayores a un 2% de los clientes, sobre corriente mayores a un 2% de las líneas y sobre potencia en transformadores mayor a el promedio de $18.57 + 2\%$ del caso base.

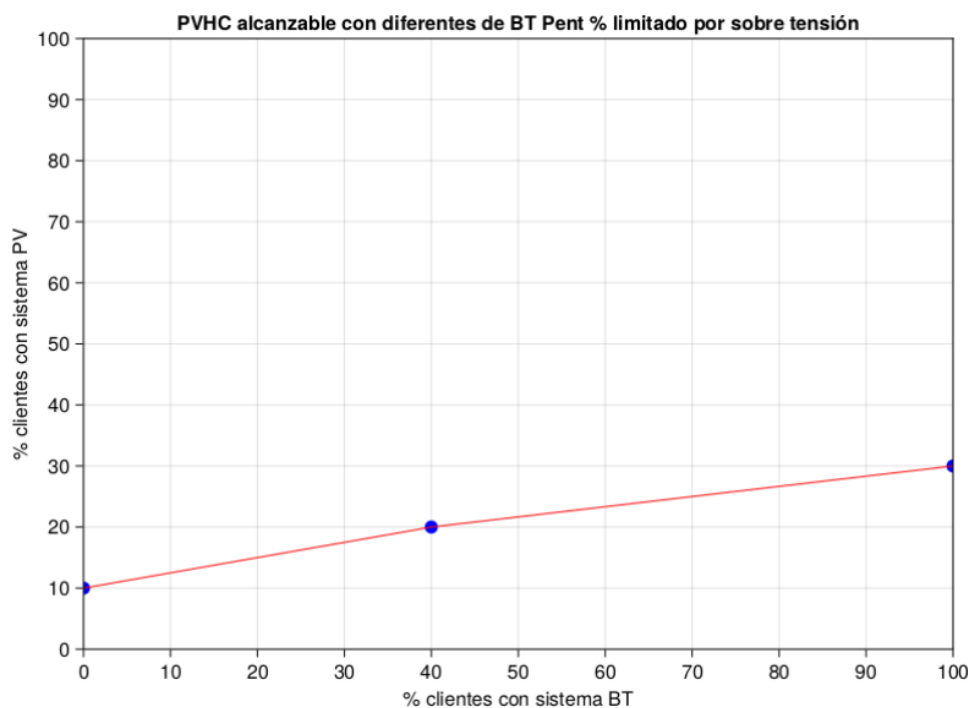


Gráfico 7: Penetración de baterías requeridas para lograr unas diferentes capacidades de alojamiento PV, considerando únicamente problemas de sobre tensión en cargas residenciales.

Como se evidencia en el gráfico, teniendo en cuenta únicamente los problemas de sobre tensión por parte de los consumidores, un 10% de generación fotovoltaica se puede acomodar sin la necesidad de instalar baterías, esto es, la capacidad de alojamiento de PVs del caso base (sin tecnologías de mitigación). Además, para lograr que el 20% de los consumidores de la red tenga la posibilidad de instalar PVs el 40% de ellos debería utilizar baterías para que la red no experimente problemas de sobre tensión. Finalmente, los resultados indican que el nivel máximo de clientes que podrá instalar generación fotovoltaica en dicha red es un 30%, y para ello, todos ellos tendrán que utilizar baterías. De aquí se desprende que las baterías son útiles para solucionar problemas de sobre tensión en las redes, pero dado que poseen una capacidad de almacenamiento de energía finita, de todas maneras, en días de verano no logran almacenar todo el excedente de generación y el restante es inyectado de todas formas a la red, lo que causa los problemas de sobre tensión que las baterías no son capaces de mitigar.

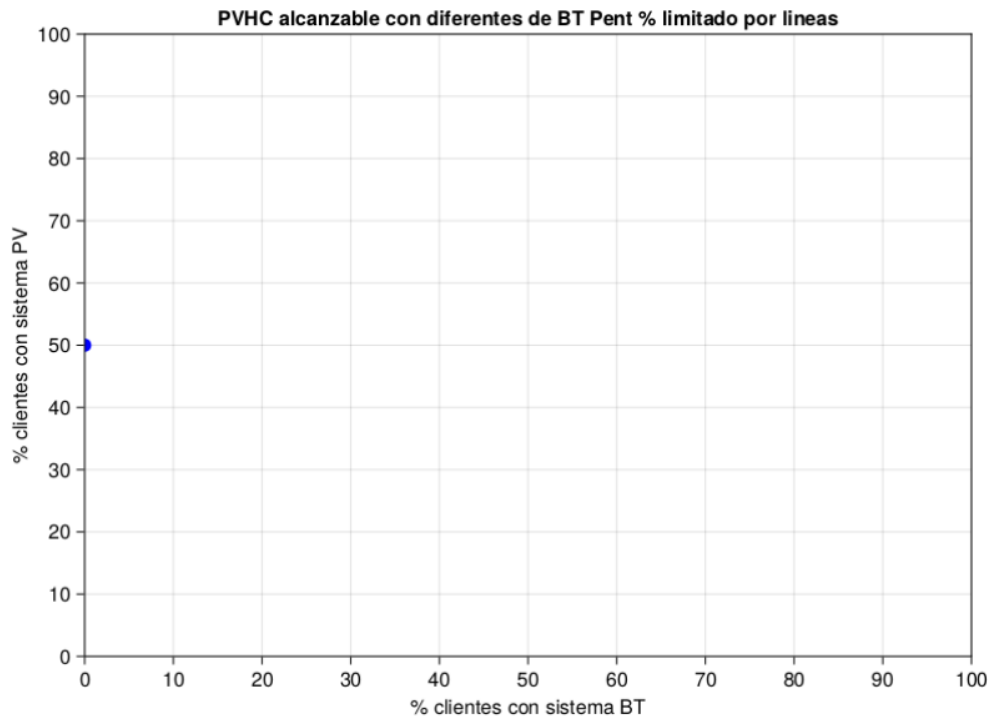


Gráfico 8: penetración de baterías requeridas para alcanzar diferentes capacidades de alojamiento de PVs considerando únicamente problemas de sobre corriente en las líneas.

En el gráfico se muestra que para alcanzar un nivel de integración PV igual al 50% en la red de distribución estudiada no se requiere la utilización de baterías, es decir, los problemas de sobre corriente en la red Rahue no son significativos y pueden despreciarse ya que no limitarán la capacidad de la red de acomodar sistemas fotovoltaicos residenciales.

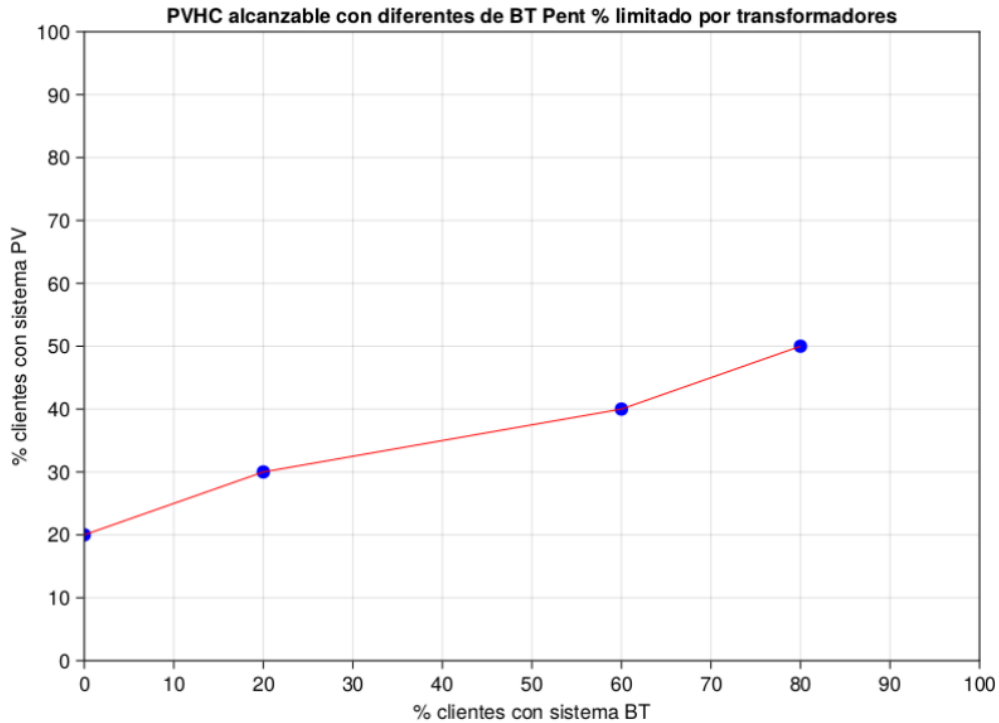


Gráfico 9: Penetración de baterías requerida para alcanzar diferentes capacidades de alojamiento de PVs, teniendo en cuenta únicamente problemas de sobre utilización de transformadores.

De este gráfico se desprende que para que la red logre alojar un 20% de consumidores con PVs no es necesaria la integración de baterías. Sin embargo, si es que se quiere posibilitar la integración de un 30, 40 o 50% de PVs en la red sin que más del 18.57% de los transformadores sean sobre utilizados se requerirá que el 20, 60 y 80% de los clientes con PVs instalen baterías.

Teniendo en cuenta los resultados del estudio, la sobre tensión en las cargas residenciales fue el problema que limitó en mayor medida la capacidad de alojamiento de PVs en la red de distribución Rahue. Con ello, la capacidad de alojamiento de sistemas de generación fotovoltaica residencial en dicha red se cuantificó como un 10% sin la utilización de baterías ($Base_{PVHC}$), un $PVHC_i = 20\%$ cuando al menos el 40% de los clientes con PVs instalan baterías y un $PVHC_i = 30\%$ cuando al menos el 100% de los consumidores con PVs instalan baterías.

En base a ello, el incremento porcentual de capacidad de alojamiento fue de $I\%PVHC_i = 10\%$ cuando se integra un 40% de baterías y un 20% cuando se integra un 100%.

Es importante destacar que los siguientes resultados deben ser interpretados únicamente como un valor de referencia, con el objetivo de hacerse una idea de los órdenes de magnitud de los niveles de inversión e incentivos requeridos para apoyar la adquisición de baterías por parte de los consumidores de la red de distribución Rahue. Según los hallazgos de este proyecto, para alcanzar una capacidad de alojamiento de PVs del 20% (6,4MW) en el alimentador de Rahue, se necesita que al menos el 40% de los consumidores con sistemas fotovoltaicos (PVs) cuenten con baterías. Esto implica la necesidad de 839 baterías, con una capacidad total instalada de 12,9 MWh aproximadamente. En promedio, cada hogar debería instalar 15.3 kWh de baterías, equivalente a tres baterías de 5 kWh cada una.

Para lograr dicha capacidad de alojamiento (6,4MW), el costo total de inversión en baterías (12,9 MWh) se estima en 5,800,000,000 pesos chilenos, considerando el costo de una batería de litio Wattsonic de 5 kWh, valorada en 2,290,000 pesos chilenos (**TodosolarChile, 2023**). El incentivo total sería aproximadamente de 3,900,000,000 pesos chilenos, calculado a partir de los 350 USD por kWh (incentivo propuesto por (**Khezri, 2020**), que establece un valor de 350 USD por kWh para respaldar la adquisición de baterías en Australia), la capacidad total instalada de 12,9 MWh, y considerando una tasa de cambio de 870.93 pesos chilenos por dólar. Al consumidor promedio con PVs que quiere invertir en baterías, le correspondería una inversión aproximada de 7.099.000 pesos chilenos, sin embargo, el incentivo se estima alrededor de los 4.700.000 pesos chilenos lo que reduciría la inversión por parte del consumidor a 2.400.000 pesos chilenos aproximadamente.

Por último, la capacidad de alojamiento de PVs logradas en la red Rahue según los estudios en los que se consideró tanto transformadores con cambiador de TAP (OLCT) como inversores como tecnologías de mitigación son respectivamente 20 y 20%, ver [anexo 7](#). Con ello, las baterías demostraron alcanzar incrementos en la capacidad de

alojamiento respecto al caso base mayores que las tecnologías OLCT e inversores ($I\%PVHC_i = 20\%$ para el caso de las baterías, mientras que $I\%PVHC_i = 10\%$ para las otras tecnologías). Con esto se da fin al capítulo de resultados y se procede a las conclusiones.

Conclusiones y discusión.

En primer lugar, a través de este proyecto se logró actualizar una herramienta computacional desarrollada durante poco más de un año de cátedra de investigación industrial entre CENTRA y ACESOL. Esta actualización, trae consigo la posibilidad de ejecutar estudios de capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica residencial tipo netbilling en redes de distribución chilenas considerando una tercera tecnología de mitigación, las baterías residenciales. Además, las baterías son el segundo recurso energético distribuido integrado en la herramienta computacional para el análisis de integración eficiente de DERs después de los PVs. En esa misma línea, dado que CENTRA tiene interés de integrar en un futuro los vehículos eléctricos a la herramienta, los cuales serían el tercer DER habilitado, la implementación realizada mediante este proyecto resulta ser un insumo de utilidad para dicha tarea, ya que en el software de simulación de redes OpenDSS estos son modelados como una batería con otros parámetros y perfiles de carga y descarga.

También, mediante los estudios ejecutados en la red de distribución de Rahue, en Osorno, se demostró que las baterías residenciales operadas de la manera correcta son capaces de mitigar no solamente problemas de sobre tensión en cargas residenciales, sino también sobre utilización de transformadores. Según el estudio, los problemas de sobre tensión en cargas residenciales fueron los que limitaron la capacidad de alojar generación fotovoltaica residencial tipo netbilling, resultando en un 20% cuando el 40% de los consumidores con PVs instalan baterías y de un 30% cuando un 100% de ellos lo hace. Ahora bien, los problemas de sobre corriente en las líneas no fueron relevantes en dicha red en particular.

Agregando a lo anterior, a raíz de la comparación de los incrementos de capacidad de alojamiento de PVs alcanzados por cada tecnología evaluada, las baterías demostraron ser las únicas capaces de posibilitar un aumento de capacidad de alojamiento del 20%, la sigue de cerca la tecnología de OLTC, con un 10%.

Finalmente, dado que las baterías son capaces de cumplir labores de mitigación de problemas de red que en un futuro serán una realidad, más relevante se vuelve realizar un estudio económico que permita estimar un posible incentivo que apoye la adquisición de esta tecnología por parte de los consumidores de las redes de distribución chilenas, dado que en la actualidad esto no resulta ser un proyecto atractivo económicamente para ellos.

Referencias

1. Arshad, A., & Lehtonen, M. (2019). A stochastic assessment of PV hosting capacity enhancement in distribution network utilizing voltage support techniques. IEEE Access, 7, 46461-46471.
2. Arshad, A., Lindner, M., & Lehtonen, M. (2017). An analysis of photo-voltaic hosting capacity in Finnish low voltage distribution networks. Energies, 10(11), 1702.
3. Aydin, M. S., Alnaser, S. W., & Althaher, S. Z. (2022). Using OLTC-Fitted Distribution Transformer to Increase Residential PV Hosting Capacity: Decentralized Voltage Management Approach. Energies, 15(13), 4836.
4. Bezanson, J., Edelman, A., Karpinski, S., & Shah, V. B. (2017). Julia: A fresh approach to numerical computing. [Software]. <https://julialang.org/>
5. Campas, C. N. A., Martinez, M. M., & Paredes, H. F. R. (2023). PV Power Curtailment and BESS Management for Distribution Networks: A Practical Approach. IEEE Latin America Transactions, 21(1), 133-141.
6. CENTRA - ACESOL. (2023). Informe Final Año 1. Cátedra de Investigación CENTRA - ACESOL. Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile.
7. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (2015). Acuerdo de París. 21ª Conferencia de las Partes (COP 21). París, Francia.
8. Ding, F., Mather, B., & Gotseff, P. (2016, July). Technologies to increase PV hosting capacity in distribution feeders. In 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE.
9. Energía Abierta. (s. f.). Capacidad instalada [Página web]. Energía Abierta. <http://www.energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada>
10. E2BIZ. (2021). Proyección de la generación distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile.

11. Fachrizal, R., Ramadhani, U. H., Munkhammar, J., & Widén, J. (2021). Combined PV–EV hosting capacity assessment for a residential LV distribution grid with smart EV charging and PV curtailment. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 26, 100445.
12. Filip, R., Püvi, V., Paar, M., & Lehtonen, M. (2022). Analyzing the Impact of EV and BESS Deployment on PV Hosting Capacity of Distribution Networks. *Energies*, 15(21), 7921.
13. Gush, T., Kim, C. H., Admasie, S., Kim, J. S., & Song, J. S. (2021). Optimal smart inverter control for PV and BESS to improve PV hosting capacity of distribution networks using slime mould algorithm. *IEEE Access*, 9, 52164-52176.
14. Hashemi, S., Østergaard, J., Degner, T., Brandl, R., & Heckmann, W. (2016). Efficient control of active transformers for increasing the PV hosting capacity of LV grids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(1), 270-277.
15. Jayasekara, N., Masoum, M. A., & Wolfs, P. J. (2015). Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(1), 250-261.
16. Khezri, R., Mahmoudi, A., & Haque, M. H. (2020). Optimal capacity of solar PV and battery storage for Australian grid-connected households. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(5), 5319-5329.]
17. Lakshmi, S., & Ganguly, S. (2020). Coordinated operational optimization approach for PV inverters and BESSs to minimize the energy loss of distribution networks. *IEEE Systems Journal*, 16(1), 1228-1238.
18. Navarro-Espinosa, A., & Ochoa, L. F. (2015, February). Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements. In 2015 IEEE power & energy society innovative smart grid technologies conference (ISGT) (pp. 1-5). IEEE.
19. Navarro-Espinosa, A., & Ochoa, L. F. (2015). Probabilistic impact assessment of low carbon technologies in LV distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3), 2192-2203.

20. Procopiou, A. T., Petrou, K., Ochoa, L. F., Langstaff, T., & Theunissen, J. (2018). Adaptive decentralized control of residential storage in PV-rich MV–LV networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(3), 2378-2389.
21. Ranaweera, I., Midtgård, O. M., & Korpås, M. (2017). Distributed control scheme for residential battery energy storage units coupled with PV systems. *Renewable Energy*, 113, 1099-1110.
22. Ranaweera, I., Midtgård, O. M., Korpås, M., & Farahmand, H. (2017, June). Control strategies for residential battery energy storage systems coupled with PV systems. In *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)* (pp. 1-6). IEEE.
23. R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," in *IEEE/PES GM*, 2011, pp. 1-7
24. Seuss, J., Reno, M. J., Broderick, R. J., & Grijalva, S. (2015, July). Improving distribution network PV hosting capacity via smart inverter reactive power support. In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE.
25. Shahan, Z. (2023, febrero 28). Nearly 1 In 3 Homes In Australia Covered In Solar Panels. *CleanTechnica*.
26. Stanfield, S., Zakai, Y., McKerley, M., Cox-Arslan, K., & Valentine, C. (2021). Key Decisions for Hosting Capacity Analyses. The Interstate Renewable Energy Council.
27. Tang, N. C., & Chang, G. W. (2018, May). A stochastic approach for determining PV hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints. In *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)* (pp. 1-5). IEEE.
28. TodosolarChile. (s. f.). Batería de litio 5 kWh Wattsonic [Página web]. TodosolarChile. <https://www.todosolarchile.cl/producto/bateria-de-litio-5-kwh-wattsonic/>

Anexos

Anexo 1

En esta sección de los anexos se presenta con más detalle cada una de las referencias revisadas en el capítulo de estado del arte. Diferentes tecnologías fueron estudiadas tales como Transformadores con cambiador de TAP, inversores fotovoltaicos y baterías, todas ellas demostraron ser capaces de reducir los problemas generados en las redes eléctricas en escenarios de alta penetración de PVs.

En **(Navarro-Espinoza, 2015)** investigaron los beneficios tecno económicos de utilizar transformadores con cambiador de TAP bajo carga (OLTC) para hacer frente a los problemas generados en la red a altas penetraciones de generación fotovoltaica (PV).

En **(Arshad, 2019)** para maximizar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica de la red, emplearon diferentes estrategias de control de voltaje como transformadores con cambiador de TAP bajo carga (OLTC), control de potencia reactiva mediante inversores, refuerzo de la red y enfoques híbridos.

En **(Aydin, 2022)** desarrollaron un enfoque de operación de transformadores con cambiador de TAP bajo carga (OLTC) basados en datos locales (sin monitoreo remoto) para incrementar la capacidad de alojamiento en redes de distribución de bajo voltaje del Reino Unido.

En **(Hashemi, 2016)** se propuso un enfoque de control descentralizado de caída de voltaje (droop control) para operar transformadores en redes de distribución de baja tensión en situaciones de alta penetración de generación fotovoltaica.

En **(Arshad, 2017)** realizaron un estudio de las principales limitantes de la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica residencial en redes de distribución de Finlandia, además compararon dicha capacidad de alojamiento considerando OLTC y sin considerar control de voltaje mediante transformadores.

En **(Seuss, 2015)** se investigó los efectos de implementar control de voltaje en redes de distribución mediante la absorción de potencia reactiva a través de inversores de sistemas de generación PV. Para ello un control estático del tipo Volt-Var fue utilizado.

En **(Tang, 2018)** se estudió el aumento de la capacidad de alojamiento considerando la utilización de inversores de sistemas fotovoltaicos mediante el control Volt-Watt y Volt-Var para minimizar los problemas en la red.

En **(Fachrizal, 2021)** se investigó los incrementos de la capacidad de alojamiento de generación solar residencial en la red de distribución dado un enfoque de acuartelamiento de potencia activa mediante inversores.

En **(Filip, 2022)** se analizó cómo la carga de vehículos eléctricos y el almacenamiento de energía afectan la capacidad de alojamiento de generación solar en redes de distribución de baja tensión.

En **(Lakshmi, 2020)** Se propuso una estrategia de operación coordinada entre sistemas PV y baterías para maximizar la capacidad de alojamiento de sistemas PV y minimizar las pérdidas en el sistema mediante el uso de inversores fotovoltaicos en modo Volt-Var.

En **(Gush, 2021)** Se propuso un control Volt/Var para los inversores de sistemas fotovoltaicos y para los inversores de baterías con la finalidad de aumentar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica.

En **(Campas, 2023)** Se propuso una estrategia de control de acuartelamiento de potencia activa de sistemas fotovoltaicos mediante control Volt-Watt de inversores en combinación con BESS en momentos de excedente solar.

En **(Jayasekara, 2015)** Se propuso una estrategia de control de BESS para aumentar la capacidad de alojamiento de generación distribuida y minimizar los costos operacionales de la BESS. Se consideraron baterías comunitarias y fueron usadas para regular voltaje.

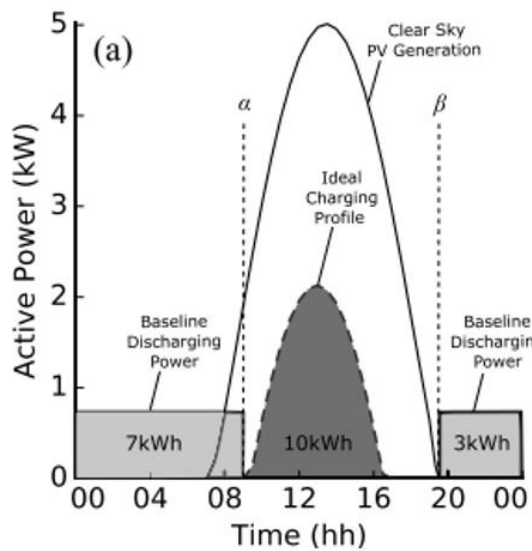
En **(Ranaweera, 2017) y (Ranaweera, 2017)** Se propuso una estrategia de operación de baterías en casas con sistemas de generación fotovoltaica con la finalidad de disminuir

los problemas de voltaje, sin afectar significativamente al consumidor en términos de su autoconsumo.

En **(Procopiou, 2018)** Se propuso una estrategia de carga a menor potencia de los BESS residenciales con la finalidad de plantear una alternativa al modo de operación Off the shelf, el cual ha demostrado no ser útil para mitigar los problemas generados en la red dada alta penetración de generación solar residencial. En el anexo 2 se detalla aún más la estrategia de carga de baterías propuesta en esta referencia.

Anexo 2

En esta sección de los anexos se detalla la estrategia de carga de baterías propuesta en la referencia **(Procopiou, 2018)** y luego se explica cómo es que la propuesta de solución numero 3 plantea una estrategia de carga de baterías inspirada en la propuesta en **(Procopiou, 2018)**.



Algorithm 1: Ideal Charging Power Profile

```

A1-1: Let  $C_t[i, \beta] \leftarrow CS_t[i, \beta]$ 
A1-2: while (1) = False do
A1-3:   for  $t = i$  to  $\beta$  do
A1-4:      $C_t \leftarrow C_t - n$ 
A1-5:   end for
A1-6:    $C_t[C_t < 0] \leftarrow 0$ 
A1-7: end while
A1-8: return  $C_t$ 

```

Algorithm 2: Defining α and β

```

A2-1:  $\beta \leftarrow CS_t[CS_t > 0]_{-1}$ 
A2-2:  $C_{t \in [1, T]} \leftarrow \text{Algorithm 1}$ 
A2-3:  $\alpha \leftarrow C_t[C_t > 0]_1$ 
A2-4: return  $\alpha, \beta$ 

```

Algorithm 3 Daily operation of the BES system

```

A3-1: for  $i = 1$  to  $\Pi$  do
A3-2:   if  $i = 1$  do
A3-3:      $\alpha, \beta \leftarrow \text{Algorithm 2}$ 
A3-4:   end if
A3-5:   Measure  $E_i^s, P_i^d, P_i^g$ 
A3-6:   if ( $i < \alpha$  or  $i > \beta$ ) do
A3-7:     if  $E_i^s \geq E^{min}$  do
A3-8:        $D_i \leftarrow (2)$ 
A3-9:        $P_i^s \leftarrow -\max(D_i, P_i^d - P_i^g)$ 
A3-10:    end if
A3-11:   else
A3-12:      $C_{t \in [i, \beta]} \leftarrow \text{Algorithm 1}$ 
A3-13:      $P_i^s \leftarrow \min(C_i, P_i^g - P_i^d)$ 
A3-14:   end if
A3-15: end for

```

Gráfico 10: Algoritmo propuesto en (Procopiou, 2018) como estrategia para cargar baterías de manera proporcional a la curva de generación utilizando datos medidos en tiempo real.

En el gráfico 10 se presenta el algoritmo propuesto por **(Procopiou, 2018)** para programar la carga de las baterías con el fin de prolongar sus efectos de mitigación. Para ello, la curva de carga ideal de la batería nace de una reducción iterativa de la curva de generación, es decir, la curva de carga ideal es proporcional a la curva de generación fotovoltaica. Este algoritmo sigue una metodología iterativa: durante cada intervalo simulado del día, si la generación supera la demanda, el Algoritmo 1 calcula una curva de potencia de carga de la batería desde el momento actual de simulación hasta el final del intervalo de generación fotovoltaica positiva. Se selecciona el primer valor de esta curva de

carga ideal para cargar la batería en dicho instante, repitiendo este proceso hasta el término del intervalo de generación fotovoltaica.

El propósito principal de este algoritmo es lograr que la batería alcance un estado de carga del 100% justo en el momento previsto para el final de la generación fotovoltaica. Esto crea un efecto de carga con una potencia proporcional a la curva de generación simulada, prolongando así el período de carga para que coincida perfectamente con el intervalo de generación.

Posteriormente, estos valores se ajustan en cada momento a las mediciones experimentadas minuto a minuto durante la simulación. Sin embargo, esta estrategia de carga de baterías presentó un inconveniente significativo, ya que los tiempos de simulación resultaron ser excesivos, como se detalla en el [anexo 3](#).

La solución propuesta número 3, fue inspirada en la estrategia de operación planteada en **(Procopiou, 2018)**, pero a diferencia de ella, no posee un enfoque iterativo, lo que conlleva a una reducción significativa de tiempos de simulación respecto a los experimentados utilizando la propuesta 2. La particularidad de la estrategia propuesta en la solución número 3 es que se ejecuta una única vez el algoritmo 1 propuesto en **(Procopiou, 2018)**. Como datos de entrada son utilizados los perfiles de demanda y de generación disponibles en la herramienta (ver imagen... e imagen ...) que pueden ser vistos como un pronóstico perfecto de las condiciones de consumo y generación del día a simular. Con esto, la carga de las baterías es programada mediante pronósticos previo a la simulación, ejecutando el algoritmo 1 una única vez para cada batería y asignando la curva de carga ideal resultante a cada una para que sea utilizada en la simulación.

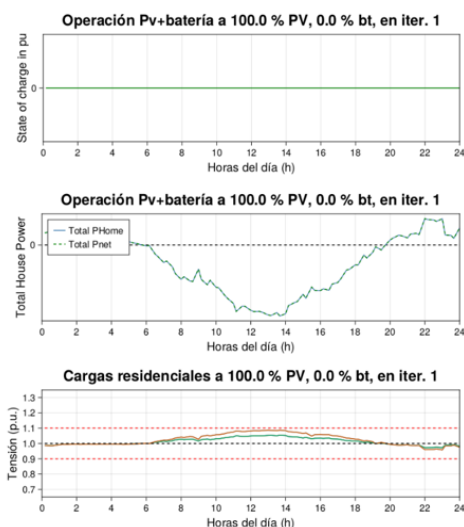
Anexo 3

En esta sección de los anexos se demuestra cómo es que la estrategia de carga y descarga de baterías conocida como “Of the shelf”, que actualmente es el más utilizado por los consumidores residenciales, no es útil para cumplir tareas de mitigación de impactos negativos generados en las redes de distribución en escenarios de alta penetración fotovoltaica. Además, se realiza la comparación de las tres alternativas de solución en términos de los criterios de selección C1 y C2 propuestos en el [capítulo de selección de solución](#).

Para ello, se realizaron simulaciones con cada una de las estrategias de carga de baterías, las cuales serán mostradas y analizadas a continuación.

Caso Base

El caso base con el cual se realizan las comparaciones es el siguiente: en él no se consideran baterías, únicamente generación fotovoltaica.



Nodo	Voltaje máximo Pu
C	1.0545
D	1.0547
E	1.0547
G	1.0879
H	1.0878
J	1.0875

Imagen 3: Resultados Caso Base.

Como se puede ver en la imagen, los niveles de tensión entre las 12:00 hrs y las 14:00 hrs en los nodos G, H y J de la red a los cuales pertenecen las cargas residenciales 4, 5 y 6 por poco no superaron los límites de operación segura de la red (1.1 P.u.).

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en simulaciones considerando el modo de operación “Off The Shelf” y las alternativas de carga de baterías propuestas en el [capítulo de propuestas de solución](#).

Caso OTS

En los siguientes gráficos y tabla se muestran los resultados obtenidos en una simulación utilizando el modo de carga y descarga OTS.

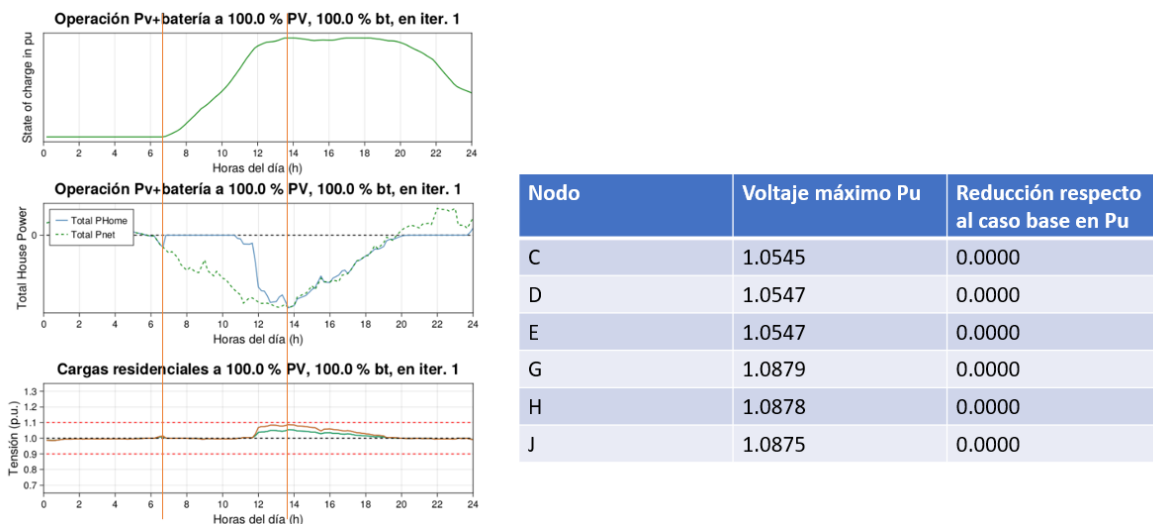


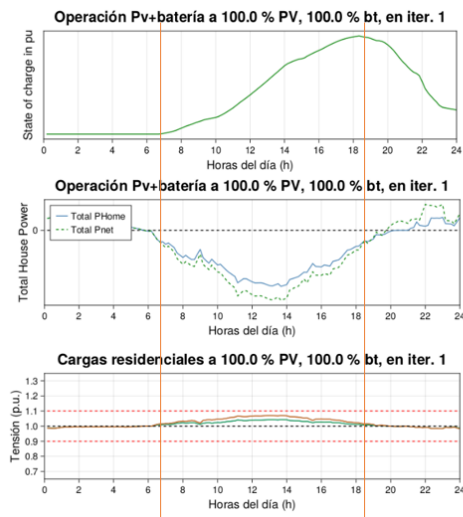
Imagen 4: Resultados Off The Shelf.

Como se puede ver, cerca del mediodía las baterías alcanzaron su estado de carga máximo, con ello la mitigación de incremento de tensión en cargas residenciales fue igual a cero como se observa en la tabla y en el gráfico de tensión. Esto se debe a que el nivel máximo de tensión en dicha red es alcanzado alrededor de las 14 hrs, con ello, como en dicho momento del día las baterías se encuentran totalmente cargadas, no pueden almacenar el excedente que al ser inyectado a la red eleva los niveles de tensión. De manera análoga, tan solo si en un minuto del día se supera algún límite de operación de la red, como

los límites de tensión igual a 1.1 P.u, entonces, dicha carga residencial será clasificada como una en la cual ocurrieron problemas de sobre tensión en algún momento del día. El tiempo de simulación experimentado fue de 36.43 segundos.

Estrategia 1, propuesta de solución 1:

En este caso se presentan los resultados de mitigación obtenidos con el modo de operación de carga a una potencia proporcionalmente menor (4 veces menor) a la utilizada con la estrategia “Off The Shelf”, el cual como se observa en las tablas y gráficos logra una mitigación prolongada de los incrementos de tensión, con reducciones de tensión máxima en los nodos G, H y J cercanas a 0.0160 P.u. El tiempo de simulación experimentado fue de 36.18 segundos.

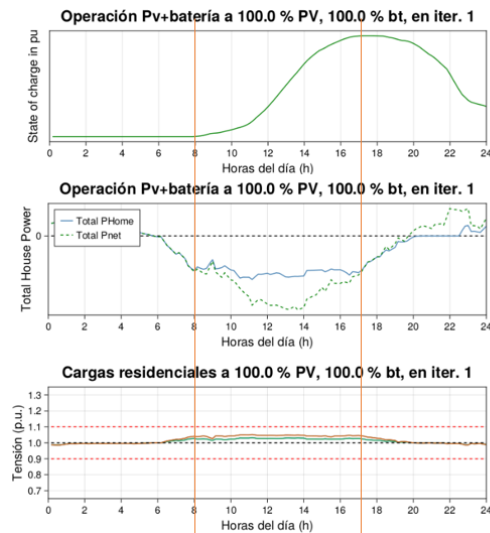


Nodo	Voltaje máximo Pu	Reducción respecto al caso base en Pu
C	1.0444	0.0100
D	1.0446	0.0101
E	1.0446	0.0100
G	1.0716	0.0163
H	1.0715	0.0163
J	1.0712	0.0162

Imagen 5: Resultados de simulación con estrategia de carga de la propuesta 1 de solución.

Estrategia 2, Propuesta de solución 2.

Los siguientes resultados fueron los obtenidos tras las simulaciones utilizando la estrategia de carga de baterías propuesta en **(Procopiou, 2018)**. Como se puede ver en los gráficos y la tabla, el intervalo de carga de las baterías es prolongado hasta pasado las 16 hrs, con ello, los efectos de mitigación se ven prolongados en aproximadamente 4 horas respecto a la estrategia de carga “Off The Shelf”. Además, se alcanza niveles de mitigación cercanos a 0.0330 P.u en la reducción de niveles de tensión máxima diaria en los nodos con mayores problemas. Por último, el tiempo de simulación fue de aproximadamente 720 segundos (12 minutos).



Nodo	Voltaje máximo Pu	Reducción respecto al caso base en Pu
C	1.0360	0.0185
D	1.0359	0.0188
E	1.0360	0.0187
G	1.0554	0.0325
H	1.0553	0.0324
J	1.0551	0.0323

Imagen 6: Resultados de simulación con estrategia de carga de la propuesta de solución 2.

Estrategia 3, Propuesta de solución 3.

En este caso se muestran los resultados obtenidos en la simulación para la estrategia de carga de la propuesta de solución número 3, inspirada en la estrategia número 2 propuesta en **(Procopiou, 2018)**, pero adaptada para reducir los tiempos de simulación mediante la utilización de pronósticos perfectos de consumo y generación y su utilización para ejecutar el algoritmo 1 propuesto en **(Procopiou, 2018)** para generar una curva de carga ideal para cada batería que será simulada en el estudio. Los resultados indican que la mitigación alcanza valores cercanos a 0.0340 P.u en la reducción de niveles de tensión máxima diaria en los nodos con mayores problemas respecto al caso base. El tiempo de simulación fue de 36.74 segundos.

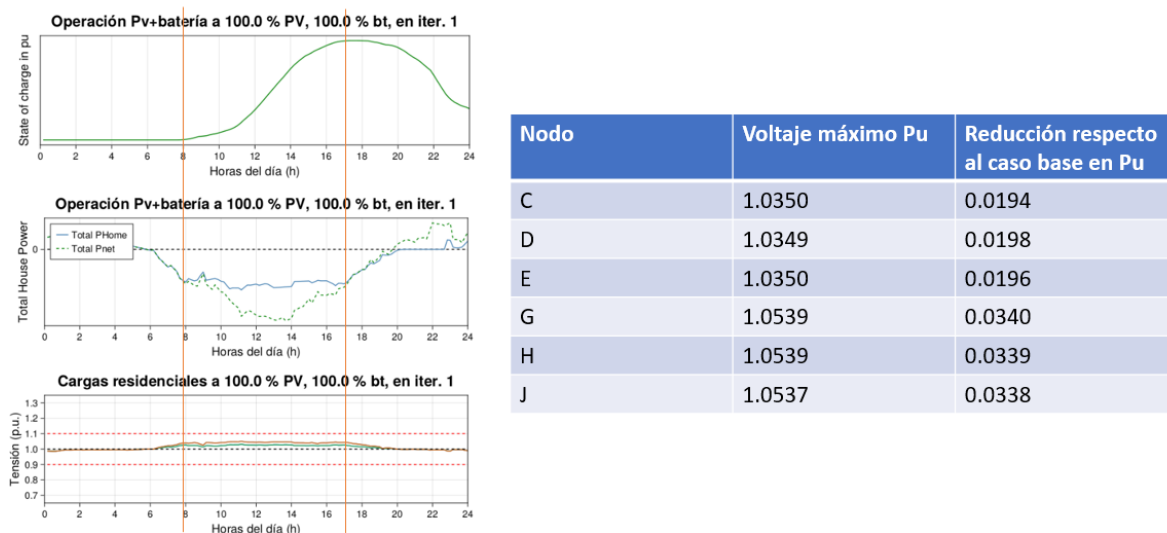


Imagen 7: Resultados de simulaciones con estrategia de carga de baterías de la propuesta de solución 3.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, en términos de capacidad de mitigar problemas en redes de distribución tanto la alternativa 2 como la 3 lograron niveles similares de mitigación, que comparados con la mitigación lograda con la alternativa 1, podrían considerarse como altos.

Sin embargo, en términos de tiempos de simulación, la alternativa 2 experimentó una demora excesiva que vuelve inviable su utilización para estudios de capacidad de alojamiento en redes de distribución reales de mayor tamaño.

Con esto, la estrategia de carga de baterías seleccionada fue la propuesta en la alternativa de solución número 3.

Anexo 4

En esta sección de los anexos se presentan los beneficios que trae el proyecto para diferentes actores.

Beneficios para CENTRA:

1. Permitirá extender la herramienta de análisis de DERs desarrollada por el equipo CENTRA en los últimos dos años, haciendo posible realizar estudios de capacidad de alojamiento de sistemas de generación solar residencial en distintas redes de distribución a lo largo del país considerando baterías como una tecnología que en un futuro podría cumplir un rol de mitigación de efectos negativos generados en la red en escenarios de alta penetración fotovoltaica residencial.

Beneficios para tomadores de decisión de políticas públicas y ACESOL:

2. Los resultados obtenidos mediante los estudios de capacidad de alojamiento considerando baterías serán proporcionados por el equipo a los tomadores de decisión de políticas públicas y a ACESOL, con ello potenciales medidas podrían ser discutidas con el fin de acelerar la adquisición de baterías por parte de consumidores en caso de ser favorables para el aumento de la capacidad de alojamiento en redes de distribución chilenas

El incremento de integración de baterías en redes de distribución podría generar beneficios tanto a nivel de sistema como para redes de distribución en particular y consumidores finales. Algunos de dichos beneficios se comentan a continuación.

Beneficios para el consumidor:

3. Reducción de boletas de electricidad por incremento de autoconsumo.
4. Reducción de tensión local en horario de excedente evitando posibles fallas de equipos eléctricos de uso común.

Beneficios para la empresa de distribución eléctrica:

5. Reducción de congestión en líneas de distribución por el aumento de autoconsumo.

6. Se reduce el nivel de utilización de transformadores principales y secundarios, posponiendo inversión en mantenimiento y reforzamiento de red.

Beneficios a nivel sistema:

7. Reducción de emisiones de CO2 por incremento en generación renovable.
8. Permite evitar costos en nuevos proyectos de transmisión dada la reducción en demanda de grandes bloques de energía por aumento de autoconsumo.
9. Permitirá reducir los costos de la energía dado que se reducirá el costo marginal de la última central despachada.

Anexo 5

En esta sección de los anexos se detallan las actualizaciones realizadas en el código de la herramienta computacional programada en el ambiente de Julia.

Primero se amplió a una tercera dimensión el código ya que el estudio de Montecarlo a realizar posee tres dimensiones como se vio en la metodología (ver [Ilustración 4](#)). Para dejar claro este punto, anteriormente tanto las configuraciones como los resultados eran guardados en arreglos de dos dimensiones, la primera dimensión indicaba el nivel de penetración fotovoltaica de la simulación y la segunda dimensión indicaba la iteración de Montecarlo. Después de la actualización, la segunda dimensión corresponde al nivel de penetración de baterías de la simulación y la iteración de Montecarlo fue desplazada a la tercera dimensión. Este paso en la implementación es sumamente relevante y de él depende que se puedan guardar los resultados para cada una de las simulaciones y posteriormente acceder a ellos para su análisis y posterior visualización. Suponiendo que el estudio de capacidad de alojamiento considera penetraciones fotovoltaicas desde 0 a 100 en intervalos de 10 en 10, penetraciones de baterías de 0 a 100 en intervalos de 10 en 10 y 100 simulaciones de Montecarlo para cada combinación de penetraciones, el id (1,1,1) identifica a la simulación número 1 de Montecarlo para el caso en que el nivel de penetración de baterías fue de 0% y el nivel de penetración fotovoltaico fue de 0%, en cambio, el id (2,4,45) identifica la simulación número 45 de Montecarlo para el caso en que el nivel de penetración de baterías fue de 30% y la penetración fotovoltaica fue 10%.

Luego, se habilitaron nuevas funciones que sirven para incluir el elemento “baterías” al modelo de red y luego asignar al azar su ubicación y tamaño para cada una de las simulaciones de Montecarlo. También funciones que permiten visualizar la operación diaria de las baterías fueron programadas. En la siguiente tabla se nombran las funciones creadas y sus tareas.

Función	Descripción
Add_Batteries()	<p>Esta función crea una batería para cada una de las cargas residenciales de la red de distribución, pero las desactiva a todas. Para crear estas baterías se utilizaron los parámetros mostrados en la Tabla 3.</p>
Random_Batteries()	<p>Dado el nivel de penetración fotovoltaico y el nivel de penetración de baterías de la simulación de Montecarlo, selecciona de manera aleatoria las cargas residenciales en las que se activarán baterías. Cabe destacar que no se pueden activar baterías en cargas residenciales en las cuales no haya sistemas fotovoltaicos activos.</p> <p>Además, el tamaño de las baterías se define también en esta función. Para ello, se accede a los perfiles de generación fotovoltaica y de consumo de las cargas residenciales en las cuales se activarán las baterías y se calcula el excedente de generación fotovoltaica que será inyectado a la red. Luego, la batería es definida con una capacidad de almacenar el 50% de dicho excedente. El valor KWhRated es actualizado, pasa de ser 5KWh a el valor calculado para cada una de las baterías.</p> <p>Por último, en base a el perfil de generación solar y el consumo de cada carga residencial en el que las baterías serán activadas, se genera un arreglo que contiene las instrucciones de carga y descarga para las baterías. Estas instrucciones establecen para cada intervalo de un minuto de la simulación de un día completo de operación de la red si la batería se cargará o descargará durante ese minuto, y a que potencia lo realizará.</p>

Función	Descripción
Addnew_Batteries()	Activa las baterías que fueron seleccionadas para ser activadas en Random_Batteries() y asigna a cada una de ellas su respectivo arreglo que contiene la carga y descarga que tendrá que ejecutar en la simulación. Esta función interactúa con OpenDSS para entregar dichas configuraciones previas a la simulación.
Simulate_power_flow())	Esta función es la encargada de dar la instrucción de realizar la simulación diaria en intervalos de 1 minuto, 1440 minutos son simulados y para cada uno de ellos se obtiene el estado instantáneo de operación de diferentes elementos de la red como líneas, transformadores, consumos y sistemas fotovoltaicos. A esta función se agregó el código necesario para obtener los resultados minuto a minuto de la operación de cada una de las baterías.
Plot_each_batteries() Plot_total_batteries()	Ambas funciones fueron programadas para generar gráficos que contengan la evolución minuto a minuto de la operación de las baterías. La primera de ellas grafica cada una de las baterías, su estado de carga y potencia de carga y descarga. Y la segunda gráfica la operación de todas las baterías sumadas, para identificar a nivel de red de distribución sus efectos.

Tabla 5: Funciones nuevas o actualizadas en el código de la herramienta.

Las funciones descritas en la tabla anterior son sólo las funciones principales, sin embargo, más gráficos fueron desarrollados, los cuales no serán descritos por efectos de no extender esta sección, sin embargo, se utilizarán en la sección de resultados.

A continuación, para que el lector verifique la veracidad de los nuevos desarrollos en la herramienta se presentan algunas capturas de pantalla del código añadido para concretar la implementación de las baterías.

Función add_batteries:

```
# (ignacio) create new function "add_batteries" to each load of the lv circuit, and disable all of them.
function add_batteries(myHC::HC)
    # Get dss from myHC
    dss = myHC.dss
    #####
    # Configure bt curves
    #####
    datapath = Base.Filesystem.dirname(Base.source_path())
    btFilename = datapath*"/Data/Batteries/Batteries_info.csv"

    dss.Text.Command("
        New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
    ")
    #####
    # Add new batteries for each LV load
    #####
    dssLoadsLV = filter(i->i.kV==0.22,myHC.dssLoads)
    for i in 1:size(dssLoadsLV, 1)
        LoadName = dssLoadsLV.name[i] # Get name for j load
        LoadBus1 = dssLoadsLV.bus1[i] # Get bus1 for j load
        # add PV System at load j with Pmpp=1 kW
        dss.Text.Command("
            New Storage.bt_"*LoadName*"
            ~ phases=1
            ~ bus1="*LoadBus1*"
            ~ kv=0.22
            ~ kvar=0
            ~ %idlingkW=0
            ~ kWhrated=5.0
            ~ %stored=20
            ~ %Reserve=20
            ~ kWrated=5.12
            ~ %Charge=8
            ~ %Discharge=8
            ~ EffCurve=Eff
            ~ vminpu=0.8
            ~ vmaxpu=1.2
            ~ enabled=False
        ")
    end
    return myHC
end
```

Imagen 8: Captura de pantalla, función add_batteries

Función random_batteries

```
# (ignacio) add new function random_batteries select the random loads where the storages are going to be installes and set the size.
function random_batteries(myHC::HC)
  datapath = Base.Filesystem.dirname(Base.source_path())
  # Get iteration
  pvIter = myHC.iter[1]
  btIter = myHC.iter[2]
  SelfConsIter = myHC.iter[3]
  mcIter = myHC.iter[4]

  # Get DSS from myHC
  dss = myHC.dss
  btlevel = myHC.btPentVector[btIter]
  num_loads_res = myHC.num_loads_res
  num_samples = 1440
  pvlevel = myHC.pvPentVector[pvIter]
  num_pvsys = round(Int, (pvlevel/100)*num_loads_res)
  num_batteries = round(Int, (btlevel/100)*num_pvsys)
  loadIdxVector = Array{1:num_pvsys}
  random_batteries = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,2)
  batteries_Dispatch = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,1440)
  Normalized_batteries_Dispatch = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,1440)
  btsizesume = 0
  SelfConsumptionlevel = (myHC.SelfConsumtionVector[SelfConsIter])/100
  Total_Excedent = []
  remanent_excedent = []
  PVBT_Consume = []
  PV_Consume = []
  Excedent_Curve = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,1440)
  Negative_Excedent_Curve = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,1440) # AA
  Generation_Curve = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,1440)
  Consume_Curve = Matrix{Float64}(undef,num_batteries,1440)
  # this define the capacity of the batterie. and select the random load with pv that is going to have batterie
  for j in 1:num_batteries
    # println(j)
    # Select random load that have a pv system
    randLoadIdx = rand(loadIdxVector)
    randLoadIdxb = Int(myHC.dssConfig[pvIter,btIter,SelfConsIter,mcIter].random_pvsys[randLoadIdx,1])
    rnadLoadIdxb2 = Int(myHC.dssConfig[pvIter,btIter,SelfConsIter,mcIter].random_loads_res[randLoadIdxb,2])

    cluster_nombre = "Cluster_1"
    loadprofile_nombre = "LoadProfile_$(rnadLoadIdxb2)"
    Filename = datapath*/Data/Load_Profiles/$cluster_nombre/$loadprofile_nombre.csv"
    loadshape.df = CSV.read(Filename, DataFrame)
```

Imagen 9: Captura de pantalla, función random_batteries

Continuación random_batteries:

```
loadshape_df = CSV.read(Filename, DataFrame)
loadshape_v = loadshape_df[:,1]
Consume_Curve[j,:] = loadshape_v

PV_Size = myHC.dssConfig[pvIter,btIter,SelfConsIter,mcIter].random_pvsys[randLoadIdx,2]
pvFilename = datapath*/Data/Irrad/Irrad0sorno_npts1440.csv"
Irrad_df = CSV.read(pvFilename, DataFrame)
Irrad_v = Irrad_df[:,1]
Generation_v = Irrad_v*PV_Size
Generation_Curve[j,:] = Generation_v
if myHC.Gen_Sub_Estimation > 0
    Energy_Penalization = sum(Generation_Curve[j,:])*myHC.Gen_Sub_Estimation/100
    Current_penalization=0
    while Energy_Penalization > Current_penalization
        for i in 303:1261
            if Generation_Curve[j,i] > 0.001
                Generation_Curve[j,i] = Generation_Curve[j,i] - 0.001
                Current_penalization = Current_penalization + 0.001
            end
        end
    end
end

Energy_need = 0
Consume = 0
Consume2 = 0
Num=0
for i in 1:num_samples
    if Generation_Curve[j,i] > loadshape_v[i]
        Excedent = Generation_Curve[j,i]-loadshape_v[i]
        Energy_need = Energy_need + Excedent # tamaño de la batería igual al excedente.
        Excedent_Curve[j,i]=Excedent
        Negative_Excedent_Curve[j,i] = 0 # AA
        Num=Num + 1
    end
    if Generation_Curve[j,i] <= loadshape_v[i]
        # Num = Num + 1
        Consume2 = Consume + loadshape_v[i]-Generation_v[i] # esto era para definir el tamaño de la batería igual al co
        Excedent_Curve[j,i]=0
        if Num >= 1
            # Negative_Excedent_Curve[j,i] = Generation_Curve[j,i]-loadshape_v[i] # AA
            # Negative_Excedent_Curve[j,i] = -loadshape_v[i]
            Negative_Excedent_Curve[j,i] = -0.5
        end
    end
end
```

Imagen 10: Captura de pantalla, función random_batteries

Continuación random_batteries:

```
        Negative_Excedent_Curve[j,i] = -0.5
    else
        Negative_Excedent_Curve[j,i] = 0
    end
    if loadshape_v[i]>0.5
        Consume = Consume + loadshape_v[i]-0.5
    end
end

end
push!(PVBt_Consume, Consume)
myHC.PVBt_Consume = PVBt_Consume/60
push!(PV_Consume, Consume2)
myHC.PV_Consume = PV_Consume/60
# println(Num)
btsize = Energy_need*SelfConsumptionlevel/(60*0.8)
btsizesume = btsizesume + btsize

Total_Excedenttt = sum(Excedent_Curve[j,:])
push!(Total_Excedent, Total_Excedenttt)
myHC.Total_Excedent = Total_Excedent/60
Remanent_Excedent=Total_Excedenttt/60-btsize
push!(remanent_excedent, Remanent_Excedent)
myHC.Remanent_Excedent=remanent_excedent
Power_reduction_value = (Energy_need-btsize*60*0.8)/(Num)
if myHC.Storage_External_mode == 1
    if btsize > 0
        while sum(Excedent_Curve[j,:])/60>btsize*0.8
            for i in 1:num_samples
                if Generation_v[i] >= loadshape_v[i]
                    if isnan(Excedent_Curve[j,i])
                        Excedent_Curve[j,i] = Excedent_Curve[j,i-1]
                    end
                    if Excedent_Curve[j,i] > 0.0001
                        Excedent_Curve[j,i] = Excedent_Curve[j,i] - 0.0001
                    end
                end
            end
        end
    end
end
# else
#     for i in 1:num_samples
#         Excedent_Curve[j,i] = 0
#     end
end
```

Imagen 11: Captura de pantalla, función random_batteries

Fin random_batteries:

```
# else
#   for i in 1:num_samples
#     Excedent_Curve[j,i] = 0
#   end
end
for i in 1:num_samples # AA
  batteries_Dispatch[j,i] = Excedent_Curve[j,i] + Negative_Excedent_Curve[j,i] # AA
  Normalized_batteries_Dispatch[j,i] = round(-batteries_Dispatch[j,i]/myHC.MaxKw, digits=3) # AA
  if Normalized_batteries_Dispatch[j,i] > 1
    Normalized_batteries_Dispatch[j,i] = 1
  elseif Normalized_batteries_Dispatch[j,i] < -1
    Normalized_batteries_Dispatch[j,i] = -1
  end
end
end # AA

# if myHC.Storage_dispatch_mode == 1
#   for i in 1:num_samples # AA
#     batteries_Dispatch[j,i] = Excedent_Curve[j,i] + Negative_Excedent_Curve[j,i] # AA
#     Normalized_batteries_Dispatch[j,i] = -batteries_Dispatch[j,i]/myHC.MaxKw # AA
#     if Normalized_batteries_Dispatch[j,i] > 1
#       Normalized_batteries_Dispatch[j,i] = 1
#     elseif Normalized_batteries_Dispatch[j,i] < -1
#       Normalized_batteries_Dispatch[j,i] = -1
#     end
#   end # AA
# else
#   batteries_Dispatch=Excedent_Curve
# end

# deleteat random load form from loadIdxVector
deleteat!(loadIdxVector, findall(x->x==randLoadIdx, loadIdxVector))
# Save
random_batteries[j,1] = randLoadIdxb
random_batteries[j,2] = btsize
end
```

Imagen 12: Captura de pantalla, función random_batteries

Función addnew_batteries:

```
# (ignacio) add new function addnew_batteries, these function activate the storages of the random loads selected and set the control mode.
function addnew_batteries(myHC::HC)
    # Get iteration
    pvIter = myHC.iter[1]
    btIter = myHC.iter[2]
    SelfConsIter = myHC.iter[3]
    mcIter = myHC.iter[4]
    # Get DSS from myHC
    dss = myHC.dss
    # Get random_batteries
    randLoadIdxb = myHC.dssConfig[pvIter, btIter, SelfConsIter, mcIter].random_batteries[:, 1] # 1 = randLoadIdxb
    randstKWh = myHC.dssConfig[pvIter, btIter, SelfConsIter, mcIter].random_batteries[:, 2] # 1 = randbtKWh
    # Get variables to operation
    DischargeTrigger = string(myHC.DischargeTrigger) # kw
    # Get list residential loads
    dssLoads_res = filter(i->i.kV==0.22, myHC.dssLoads)
    # enable the storages and set the kwhrated value.
    btlevel = myHC.btPentVector[btIter]
    num_loads_res = myHC.num_loads_res
    num_samples = 1440
    pvlevel = myHC.pvPentVector[pvIter]
    num_pvsys = round(Int, (pvlevel/100)*num_loads_res)
    num_batteries = round(Int, (btlevel/100)*num_pvsys)
    Normalized_batteries_Dispatch = Matrix{Float64}(undef, num_batteries, 1440)
    for j in 1:size(randLoadIdxb, 1)
        LoadName = dssLoads_res.name[Int(randLoadIdxb[j])]
        # Monitor_name="Monitor.Mon_Storage.bt_""LoadName""
        dss.Text.Command("Storage.bt_""LoadName"".enabled=True")
        # dss.Text.Command("Storage.bt_""LoadName"".debugtrace=Yes") # this comand allows to metter and creates a csv file.
        dss.Text.Command("Storage.bt_""LoadName"".kWhrated=""string(randstKWh[j])")
        # dss.Text.Command("Monitor.Mon_Storage.bt_""LoadName"".enabled=True") # enable the monitor
        Normalized_batteries_Dispatch[j, :] = myHC.Normalized_Dispatch[j, :] # AA
        # Convierte el vector en una cadena de texto
        # Convierte el vector en una cadena de texto
        vector_str = "[" * join([@sprintf("%.3f", val) for val in Normalized_batteries_Dispatch[j, :]], ", ") * "]"
        # vector_str = "[" # AA
        # for i in 1:length(Normalized_batteries_Dispatch[j, :])
        #     vector_str *= string(Normalized_batteries_Dispatch[j, i])
        #     if i < length(Normalized_batteries_Dispatch[j, :])
        #         vector_str *= ", "
        #     end
        # end
    end
end
```

Imagen 13: Captura de pantalla, función addnew_batteries

Fin de función addnew_batteries:

```
for j in 1:size(randLoadIdxb,1)
    LoadName = dssLoads_res.name[Int(randLoadIdxb[j])]
    # Monitor_name="Monitor.Mon_Storage.bt_"*LoadName*"
    dss.Text.Command("Storage.bt_"*LoadName*".enabled=True")
    # dss.Text.Command("Storage.bt_"*LoadName*".debugtrace=Yes") # this comand allows to metter and creates a csv file.
    dss.Text.Command("Storage.bt_"*LoadName*".kWhrated="*string(randstKWh[j]))
    # dss.Text.Command("Monitor.Mon_Storage.bt_"*LoadName*".enabled=True") # enable the monitor
    Normalized_batteries_Dispatch[j,:] = myHC.Normalized_Dispatch[j,:] # AA
    # Convierte el vector en una cadena de texto
    # Convierte el vector en una cadena de texto
    vector_str = "[" * join([@sprintf("%.3f", val) for val in Normalized_batteries_Dispatch[j,:]], ", ") * "]"
    # vector_str = "[" # AA
    # for i in 1:length(Normalized_batteries_Dispatch[j,:])
    #     vector_str *= string(Normalized_batteries_Dispatch[j,i])
    #     if i < length(Normalized_batteries_Dispatch[j,:])
    #         vector_str *= ", "
    #     end
    # end
    # vector_str *= "]" # AA
    dss.Text.Command("New LoadShape."*LoadName*"
    ~ minterval=1
    ~ npts=1440
    ~ mult="*vector_str*" # AA
    dss.Text.Command("Edit Storage.bt_"*LoadName*"
    ~ dispmode=follow
    ~ model=1
    ~ daily="*LoadName*"
    )
end
return myHC
end
```

Imagen 14: Captura de pantalla, función addnew_batteries

Gráficos nuevos y actualizados para implementar las baterías y habilitar visualización de resultados de simulaciones.

```
# Statistics
function plot_stats_loadsb(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_loads(myHC::HC) ...
end # Actualizada
function plot_stats_PVloads(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_BTloads(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_loads3D(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_2d_filtered_stats_loads(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_PVloads3D(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_BTloads3D(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_linesb(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_lines(myHC::HC) ...
end # Actualizada
function plot_stats_lines3D(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_2d_filtered_stats_lines(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_transb(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_stats_trans(myHC::HC) ...
end # Actualizada
function plot_stats_trans3D(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
function plot_2d_filtered_stats_trans(myHC::HC) ...
end # Nueva, Ignacio
```

Imagen 15: Captura de pantalla, gráficos actualizados y nuevos

Más graficos...

```
# (ignacio) create new function, these allows to graph all the important values of the storages, each storages and all of them agragated.
function plot_Excedent_Curve(myHC::HC) ...
end # nueva, ignacio
function plot_each_batteries(myHC::HC) ...
end # nueva, ignacio
function plot_totals_batteries(myHC::HC) ...
end # nueva, ignacio
function plot_daily_power(myHC::HC) ...
end # Actualizada
function plot_daily_loads(myHC::HC) ...
end # Actualizada
function plot_daily_lines(myHC::HC) ...
end # Actualizada
function plot_daily_trans(myHC::HC) ...
end # Actualizada
```

Imagen 16: Captura de pantalla, más gráficos actualizados y nevos.

Anexo 6

En esta sección de los anexos se detallan los parámetros utilizados para modelar la red de distribución básica utilizada para la fase de validación de la implementación de las baterías en la herramienta (ver [imagen 1](#)).

Elemento/característica	Nombre	Nodos	Conexión	KVs	KVAs	%Rs	Xh l	%loadloss
Transformador	LVTR	Sourcebus, A.1.2.3	Delta-Estrella	23, 0.2 2	250, 250	0.0 0	2. 5	0

Datos del transformador del alimentador

Elemento/característica	Nombre	Nodo 1	Nodo 2	Largo(km)	fases
línea	A_B	A	B	1	3
línea	B_L1	B	C	0.1	3
línea	B_L2	B	D	0.1	3
Línea	B_L3	B	E	0.1	3
línea	B_F	B	F	1	3
línea	F_L4	F	G	0.1	3
línea	F_L5	F	H	0.1	3
línea	F_L6	F	J	0.1	3

Datos de las líneas del alimentador

Elemento/característica	Nombre	Nodo	Fases	KW	fp	conexión	Vminpu	Vmaxpu
Carga	Load_1	C	1	0.22	0.95	Estrella	0.85	1.2
Carga	Load_2	D	1	0.22	0.95	Estrella	0.85	1.2
Carga	Load_3	E	1	0.22	0.95	Estrella	0.85	1.2
Carga	Load_4	G	1	0.22	0.95	Estrella	0.85	1.2
Carga	Load_5	H	1	0.22	0.95	Estrella	0.85	1.2
Carga	Load_6	J	1	0.22	0.95	Estrella	0.85	1.2

Datos de las cargas del alimentador

Anexo 7

En esta última sección de los anexos se presentan los resultados de estudios de capacidad de alojamiento de PVs realizados en la red Rahue considerando otras tecnologías de mitigación que ya se encontraban implementadas en la herramienta; Transformadores con cambiador de TAP bajo carga (OLTC) e inversores de PVs.

Para los transformadores, según los estudios del primer año de la catedra de investigación, fue posible alcanzar una capacidad de alojamiento de un 20% en la red de distribución Rahue. En los siguientes gráficos se muestra como operan los transformadores con cambio de Tap, sus efectos son claros en los problemas de sobre tensión, estos se ven reducidos considerablemente.

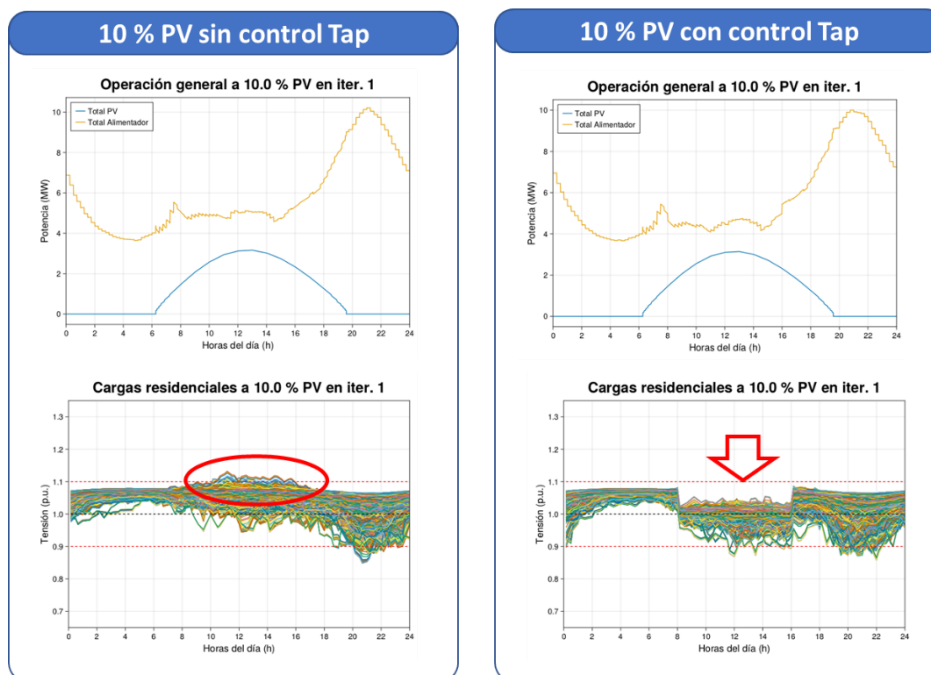


Gráfico 11: Problemas de sobre tensión con OLCT, fuente: (Centra, 2023)

En lo que respecta a los resultados obtenidos mediante los estudios de capacidad de alojamiento de PVs en la red Rahue considerando inversores como tecnología de mitigación, la capacidad de alojamiento que se logró haciendo uso del control Volt-Var fue de un 20% para dicha red. En los siguientes gráficos se pueden observar los efectos que

causa en las tensiones la absorción de potencia reactiva por parte de los inversores en horario de alta generación fotovoltaica. Como se observa, el porcentaje de clientes con problemas de sobre tensión se reduce considerablemente respecto al caso basal.

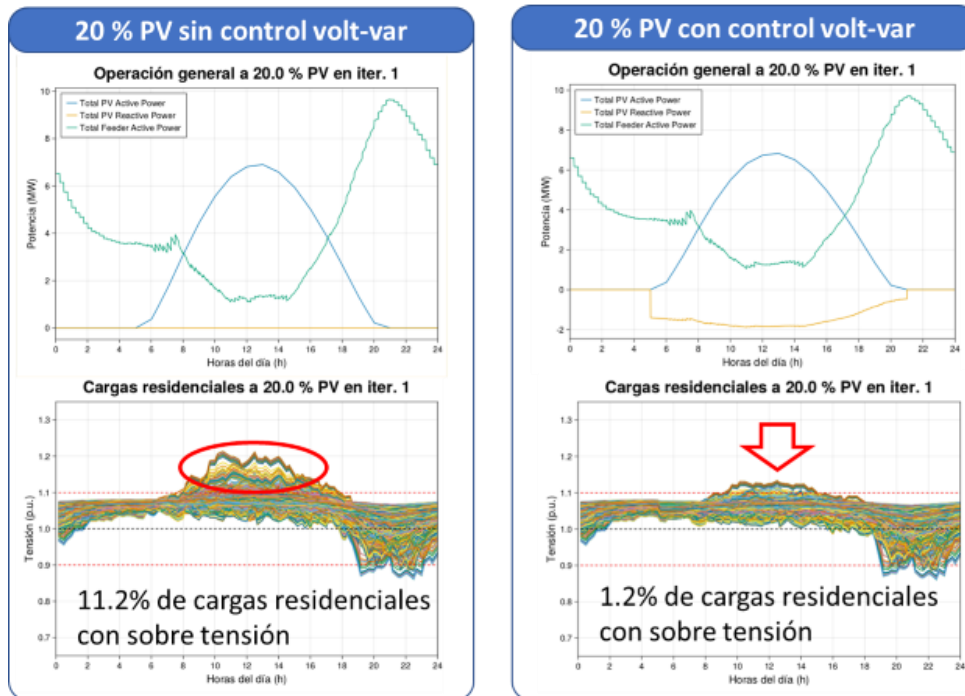


Gráfico 12: problemas de sobre tensión con inversores, fuente: (Centra, 2023)