Informe Final Año 1
Cátedra de Investigación CENTRA - ACESOL

Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile

Santiago, septiembre del 2023

Información del Documento

Preparado para	Asociación Chilena de Energía Solar AG (ACESOL)
Dirección	Napoleón 3233, Las Condes, Santiago.

Proyecto	Cátedra de Investigación CENTRA-ACESOL
Responsable del Proyecto	Daniel Olivares – Director CENTRA
Correo electrónico	daniel.olivares@uai.cl
Fecha	Septiembre del 2023

Daniel Olivares Quero

Director

UAI Center for Energy Transition (CENTRA)

Universidad Adolfo Ibáñez

Tabla de Contenidos

1. Resumen 4
2. Introducción 9
3. Plataforma Computacional 12
4. Modelación automatizada de redes de distribución 15
5. Clasificación y selección de perfiles de demanda para alimentadores 22
6. Estimación capacidad de alojamiento FV Netbilling a nivel de alimentador MT-BT 28
7. Estimación capacidad de alojamiento FV Netbilling a nivel nacional 35
8. Medidas de mitigación para aumentar la capacidad de alojamiento 39
9. Conclusiones 43

1. Resumen

En el año 2021, ACESOL encargó al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) un estudio de identificación de barreras técnico-regulatorias para el autoconsumo en Chile, el cual analizó una serie de mejoras tanto a nivel regulatorio como de gestión técnico-económica que permitirían acelerar el desarrollo eficiente de los recursos energéticos distribuidos en Chile. Con el objetivo de avanzar en el desarrollo de herramientas que contribuyan a la reducción o eliminación de las barreras identificadas en dicho estudio, ACESOL decidió patrocinar, durante el año 2022, la primera Cátedra de Investigación Industrial (IRC, por su sigla en inglés) del Centro de Transición Energética (CENTRA) de la UAI. Las principales brechas identificadas a abordar por la IRC CENTRA-ACESOL son: la falta de información de capacidades de alojamiento de alimentadores de distribución para recibir proyectos de generación distribuida, la inexistencia de una estimación de los niveles eficientes de integración de generación distribuida diferenciando por tamaño y tipo de recurso, la falta de información sobre los impactos de los sistemas de almacenamiento en la capacidad de las redes eléctricas, la indisponibilidad de información en tiempo real de la operación de las redes de distribución, y la inexistencia de información de rápido acceso para estimar los costos asociados a la conexión de generación distribuida en distintas redes de distribución.

La planificación de la IRC CENTRA-ACESOL contempla un periodo de ejecución de 2 años, que fue separado en 2 periodos anuales de ejecución por condiciones de financiamiento. El primer año de ejecución aborda principalmente los desafíos asociados al desarrollo de herramientas de análisis operacional, cuantificación de potencial, y estrategias de operación de redes de distribución para favorecer el desarrollo eficiente de los recursos energéticos distribuidos. A continuación, se resumen los principales resultados del primer año de la IRC CENTRA-ACESOL.

- **Revisión de experiencias internacionales:** Al comienzo de la IRC CENTRA-ACESOL, se llevó a cabo una revisión de la experiencia internacional y la literatura relevante sobre metodologías y herramientas para el análisis de la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos. Como resultado de esta revisión, se elaboró un informe que abarca cinco experiencias internacionales, destacando especialmente los proyectos "Distributed Energy Resources Hosting Capacity Study" y "Low voltage network solutions", cuyos objetivos se asemejan a los perseguidos por la IRC CENTRA-ACESOL. A partir de estos proyectos examinados, se obtuvieron conclusiones de interés para el proyecto IRC CENTRA-ACESOL. Entre las conclusiones destacadas se encuentra el beneficio de aumentar la transparencia en los parámetros y condiciones operacionales de las redes de distribución, lo cual resulta ventajoso para los diferentes actores del sector. En este sentido, la participación e involucramiento de dichos actores es clave para el éxito de este tipo de iniciativas. Asimismo, se resalta el papel relevante de los datos en la generación de valor de

una herramienta de análisis. Por lo tanto, es necesario prestar atención a garantizar la calidad de los datos y establecer procesos de validación que involucren a los actores relevantes beneficiarios de este tipo de herramientas.

- **Implementación de Plataforma Computacional:** Se ha desarrollado una plataforma computacional que incluye herramientas de recopilación de bases de datos, modelado, visualización y análisis para evaluar la capacidad de alojamiento de generación distribuida en alimentadores de distribución, tanto en términos agregados a nivel nacional, como para análisis de detalle de alimentadores y proyectos puntuales en el país. La plataforma computacional ha sido construida utilizando el lenguaje de programación Julia y el software de simulación de redes de distribución de código abierto OpenDSS. Esto ha permitido un desarrollo modular y flexible que facilita la ampliación de las funcionalidades de la plataforma. Entre las herramientas disponibles en la plataforma se encuentran el modelado automatizado de redes utilizando datos de infraestructura, la clasificación de perfiles de demanda basada en perfiles reales de medidores inteligentes, la estimación de la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos y la consideración de medidas operativas de mitigación en dicha estimación. Además, la plataforma cuenta con herramientas de visualización, como tablas y gráficos, que ayudan a presentar los resultados de manera clara y comprensible, facilitando el análisis y la toma de decisiones.

- **Modelación automatizada de redes de distribución:** Se ha desarrollado una herramienta de modelación automatizada de redes de distribución que permite generar modelos eléctricos de baja y media tensión de alimentadores, a partir de datos de infraestructura. Esta herramienta cuenta con algoritmos diseñados para el manejo eficiente de bases de datos y la detección y corrección de errores e inconsistencias. Por ejemplo, la herramienta tiene la capacidad de completar información faltante sobre impedancias de tramos de líneas utilizando datos de tramos contiguos. Además, cuenta con un algoritmo de reducción de redes que permite disminuir el tiempo computacional necesario para realizar simulaciones sin afectar la calidad de los resultados. Los modelos eléctricos generados son compatibles con el software OpenDSS que permite simular flujos de potencia a lo largo de un día de operación. La herramienta fue utilizada exitosamente para modelar 20 alimentadores de las redes de distribución de Osorno, Valdivia y Picarte, a partir de una base de datos de infraestructura proporcionada por la empresa SAESA. Además de generar los modelos eléctricos de distribución, la herramienta permite crear tablas que muestran las principales características de cada alimentador, como el número de nodos, tramos de líneas, cargas y transformadores, entre otros. También puede generar tablas que indican la presencia de datos faltantes o incongruentes y el porcentaje de correcciones realizadas. Por ejemplo, en

los 20 alimentadores modelados, el 4% de los tramos de línea no tenía información de impedancia. Esto demuestra que la herramienta puede proporcionar una evaluación detallada de la calidad de las bases de datos, identificando la fuente de los errores o incongruencias.

- **Clasificación y selección de perfiles de demanda para alimentadores:** Para alimentar los estudios de capacidad de alojamiento, se ha desarrollado una herramienta que permite la clasificación de una base de datos de perfiles reales de demanda (obtenidos desde medidores inteligentes anonimizados) por grupos característicos. La herramienta también permite definir el número de perfiles reales seleccionados desde cada grupo característico en el proceso de selección y asignación de perfiles para un alimentador específico, lo cual garantiza simulaciones más precisas de la operación. La herramienta fue aplicada exitosamente sobre una base de datos de perfiles de demanda reales proporcionada por SAESA. Estos datos corresponden a la información registrada por 690 medidores inteligentes en el alimentador de Rahue, ubicado en Osorno, durante el año 2021. Mediante el uso de la herramienta, se clasificaron las demandas en cinco grupos característicos: uno residencial, tres comerciales y uno industrial. Utilizando la base de datos de perfiles de demanda y los modelos eléctricos generados con la herramienta de modelación automatizada de redes de distribución, se reconstruyó la operación de los alimentadores de SAESA. En promedio, se obtuvieron errores de simulación inferiores al 5% (flujo de potencia agregado en cabecera del alimentador MT comparado con registros reales) para alimentadores con características similares al de Rahue. Estos resultados validan la utilización de los modelos y la base de datos de perfiles de demanda para el estudio de los impactos en la integración de la generación distribuida.

- **Estimación capacidad de alojamiento FV Netbilling a nivel de alimentador MT-BT:** Se ha desarrollado una herramienta para la estimación de capacidad de alojamiento en redes de distribución. La capacidad de alojamiento se refiere a la cantidad máxima de recursos energéticos distribuidos que pueden integrarse en una red de distribución sin exceder límites operacionales (límite superior e inferior de tensión y niveles de corriente máximos por tramos de línea y transformadores), es decir, antes de que se requieran cambios operacionales, de control, o inversiones en equipamiento que aseguren una operación segura y confiable del sistema. Esta herramienta, que es aplicable a diferentes tipos de recursos energéticos distribuidos, se utilizó para la estimación de capacidad de alojamiento de generación distribuida solar del tipo Netbilling, es decir, de pequeña escala residencial conectados en redes de baja tensión. La herramienta se aplicó a los alimentadores BT-MT modelados de SAESA. Los resultados obtenidos muestran que la capacidad de alojamiento

varía entre el 10% y el 40%, lo cual se define como la cantidad de clientes que pueden tener sistemas fotovoltaicos instalados. Se identificó que los principales factores limitantes para la integración de sistemas fotovoltaicos residenciales son la capacidad de los transformadores secundarios y los problemas de sobre tensión experimentados por los clientes durante el mediodía, cuando la generación fotovoltaica es máxima. Un ejemplo concreto es el alimentador Rahue en Osorno, donde se determinó que la capacidad de alojamiento para la generación distribuida solar de tipo Netbilling es del 10%. Para este caso, el límite de capacidad de alojamiento se alcanza por problemas de sobre tensión. Así, en este alimentador se podrían integrar 1,123 proyectos residenciales de generación fotovoltaica, con una capacidad instalada total de 3.4 MW.

- **Estimación capacidad de alojamiento FV Netbilling a nivel nacional:** Utilizando los resultados de capacidad de alojamiento obtenidos para los alimentadores modelados en las ciudades de Osorno y Valdivia, se realizó una estimación de la capacidad de alojamiento a nivel nacional en términos de potencia peak generada por sistemas fotovoltaicos residenciales de tipo Netbilling. Según la metodología propuesta, se estima que a nivel país se podrían instalar cerca de 6 GW de potencia Netbilling sin violar las restricciones de voltaje o corriente en las líneas y transformadores existentes. Sin embargo, si se logran liberar las restricciones impuestas por la capacidad de los transformadores secundarios, esta estimación aumentaría a 12 GW. La liberación de estas restricciones de capacidad de los transformadores secundarios puede lograrse mediante traspasos de carga con alimentadores BT vecinos o mediante inversiones destinadas a aumentar la capacidad de dichos transformadores, lo cual es común en las redes de distribución.

- **Medidas de mitigación para aumentar la capacidad de alojamiento FV Netbilling:** Se modelaron dos medidas de mitigación para resolver el impacto negativo que genera la integración de sistemas fotovoltaicos residenciales. Las medidas de mitigación evaluadas tienen el objetivo de disminuir la tensión en horarios de alta generación fotovoltaica, problemas que se evidenció en varios de los alimentadores analizados. Así, como parte de la plataforma, si implementó el control de tensión en la cabecera del alimentador mediante transformadores con cambiadores de derivaciones bajo carga y el control local de tensión en los puntos de conexión de los sistemas fotovoltaicos residenciales mediante la capacidad de inyección/absorción de potencia reactiva por parte sus inversores. Los resultados revelan que estas medidas son efectivas en reducir la tensión en periodos de alta generación fotovoltaica. Para el caso del alimentador Rahue, en la subestación de Osorno, se determinó que usando el control de tensión mediante el control de derivaciones bajo la capacidad de

alojamiento pasa de un 10 % a un 20 %, es decir, el doble de clientes puede instalar sistemas fotovoltaicos sin generar problemas de sobre tensión a nivel sistémico.

Basado en los resultados obtenidos durante el primer año de ejecución de la IRC CENTRA-ACESOL, así como en el continuo feedback proporcionado por ACESOL y sus asociados en las reuniones de seguimiento del proyecto, se han identificado diversas oportunidades de desarrollo y nuevas herramientas que pueden ampliarse a partir de los avances del primer año de la IRC. Específicamente, se han definido las siguientes tareas como parte del trabajo futuro inmediato, en una potencial extensión del proyecto durante el segundo año de ejecución: a) desarrollo de una herramienta para evaluar medidas de mitigación que permitan incrementar la capacidad de alojamiento, b) desarrollo de una herramienta de evaluación del impacto de proyectos específicos en variables de interés de las redes de distribución (e.g., voltajes, corrientes de operación, niveles de cortocircuito), y c) creación de gemelos digitales para monitorear el rendimiento de variables relevantes y brindar soporte a las operaciones. Estas tareas representan áreas de enfoque clave para la próxima etapa del proyecto, y su implementación contribuirá a fortalecer la capacidad de análisis y toma de decisiones en relación con la integración de recursos energéticos distribuidos.

2. Introducción

Contexto

Los sistemas de energía y potencia están viviendo un período de profundas transformaciones motivadas por la necesidad de transitar hacia sistemas más sostenibles. Dentro de dichas transformaciones se incluyen la integración a gran escala de energías renovables, muchas de naturaleza variable como la eólica y solar, el desarrollo e implementación de tecnologías de información que mejoran la operación, resiliencia y eficiencia de los sistemas eléctricos, el desarrollo de estructuras de mercado más sofisticadas, y el desarrollo de recursos energéticos distribuidos. Los recursos energéticos distribuidos se definen como proveedores de servicios eléctricos a nivel del sistema de distribución, y se incluyen en esta categoría la generación distribuida renovable, la respuesta de demanda, el almacenamiento distribuido, microturbinas, la micro cogeneración, y cargas flexibles coordinadas.

La evidencia acumulada tanto en Chile como a nivel mundial es clara respecto de los beneficios del desarrollo eficiente la generación distribuida, más aún en entornos con alto potencial para su desarrollo como es el caso de Chile. Luego, desde la perspectiva del desarrollo eficiente y seguro del sistema eléctrico, se hace necesario contar con redes de distribución eléctrica modernas, automatizadas, digitalizadas, que permitan la generación, uso y almacenamiento de energía, y que respondan a los nuevos requerimientos de los usuarios, donde la descentralización y generación distribuida tienen un rol clave. En específico, un estudio de identificación de barreras técnico-regulatorias al autoconsumo en Chile, encargado por ACESOL a ISCI el año 2021, analizó una serie de mejoras tanto a nivel regulatorio como de gestión técnico-económica que permitirían acelerar el desarrollo eficiente de los recursos energéticos distribuidos en Chile.

En este contexto, ACESOL decidió patrocinar la primera Cátedra de Investigación Industrial (IRC, por su sigla en inglés) del Centro de Transición Energética (CENTRA) de la UAI, con el objetivo de avanzar en el desarrollo de herramientas que contribuyan a la reducción o eliminación de las barreras previamente identificadas en dicho estudio. Las brechas principales identificadas a abordar por la IRC CENTRA-ACESOL son:

1. No existe información acerca de las capacidades de alojamiento de alimentadores de distribución para recibir proyectos de generación distribuida en Chile.
2. No existe una estimación adecuada de los niveles eficientes de integración de generación distribuida en las redes de distribución en Chile, diferenciando por tamaño y tipo de recurso, y en función de los distintos tipos de alimentadores presentes en las redes de distribución del país.
3. No existen antecedentes respecto de los impactos que producen los sistemas de almacenamiento en distribución respecto de las capacidades de alojamiento de generación distribuida, ni protocolos de operación para maximizar su aporte en esta dirección.

4. No se encuentra disponible información en tiempo real de la operación de las redes de distribución y sus parámetros operacionales con el objetivo de realizar una gestión eficiente de los recursos distribuidos disponibles.
5. No existe información de rápido acceso para estimar los costos asociados a la conexión de generación distribuida en distintas redes de distribución.

La planificación de la IRC CENTRA-ACESOL contempla un periodo de ejecución de 2 años, que fue separado en 2 periodos anuales de ejecución por condiciones de financiamiento. En consecuencia, el primer año de ejecución, cuyos resultados se presentan en este informe, aborda principalmente los desafíos asociados al desarrollo de herramientas de análisis operacional, cuantificación de potencial, y estrategias de operación de redes de distribución para favorecer el desarrollo eficiente de los recursos energéticos distribuidos.

En este contexto, la metodología y plan de trabajo se orientan al procesamiento avanzado de datos disponibles de la operación de la red de distribución con el objetivo de mejorar la estimación activa del nivel de utilización de las redes para una mejor toma de decisiones operacionales, en base a la generación de modelos matemáticos detallados de las redes y recursos distribuidos. En una segunda fase del proyecto, se buscará generar un sistema de recomendaciones de inversión en distribución para alojar de manera costo-eficiente el ingreso proyectado de nuevas inversiones de recursos energéticos distribuidos a las redes de distribución.

Objetivos

Objetivo General

Desarrollo de una **plataforma computacional**, que contenga herramientas de recopilación de **bases de datos**, **modelación**, **visualización y análisis** para evaluar la capacidad de alojamiento de generación distribuida en alimentadores de distribución, tanto en términos agregados a nivel nacional, como para análisis de detalle de alimentadores y proyectos puntuales en el país.

Objetivos Específicos

1. Realizar una revisión de la experiencia internacional y literatura técnica relevante respecto de metodologías y herramientas para el análisis de la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos.
2. Diseñar la arquitectura general de una plataforma computacional que permita realizar análisis capacidad de alojamiento de alimentadores de distribución en base a análisis de flujos de potencia en redes de distribución.
3. Desarrollar programas computacionales que permitan la recopilación automática de información técnica de alimentadores de distribución en Chile, y la construcción de modelos de redes para análisis de flujos de potencia.

4. Desarrollar programas computacionales que permitan la generación de escenarios y el cálculo de la capacidad de alojamiento de alimentadores específicos, considerando limitaciones asociadas a niveles de voltaje y capacidad de corriente en cargas, líneas y transformadores.
5. Analizar la capacidad de alojamiento de proyectos de generación distribuida Netbilling (pequeña escala y conectada en redes de bajo voltaje) a nivel nacional, en base al análisis detallado de un subconjunto de alimentadores tipo del país.

Alcances

La ejecución del año 1 de la IRC CENTRA-ACESOL no contempla el desarrollo de actividades asociadas al análisis de la inversión eficiente en redes para albergar generación distribuida, concentrándose en el análisis operacional con infraestructura fija. Todas las herramientas computacionales desarrolladas en el proyecto quedan a libre disposición de ACESOL por acuerdo de licencia irrestricta, no exclusiva, y sin garantía de ningún tipo.

Estructura del informe

El documento se estructura de la siguiente forma. En la siguiente sección se describe la plataforma computacional y sus herramientas. Luego, en las secciones 3, 4 y 5 se explica en detalles las metodologías que sustentan las herramientas de modelación automatizada de redes de distribución, clasificación de perfiles de demanda, y estimación de la capacidad de alojamiento, respectivamente. En la Sección 6, se presenta una metodología para estimar la capacidad de alojamiento a nivel y sus resultados. Finalmente, en la Sección 7 se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

3. Plataforma Computacional

Para abordar las brechas identificadas en la sección anterior, se ha desarrollado una plataforma computacional que integra herramientas de modelación, análisis y visualización. La finalidad de esta plataforma es apoyar la toma de decisiones para la operación y planificación eficiente de sistemas de distribución con una fuerte penetración de recursos energéticos distribuidos.

La plataforma computacional ha sido diseñada con una arquitectura modular y flexible que permite ampliar fácilmente sus funcionalidades. Esto es posible dado que basa su desarrollo en el lenguaje de programación **Julia** y en el simulador **OpenDSS**. Julia[1] es un lenguaje de programación de alto nivel, alto desempeño, de fuente abierta y multiplataforma. Julia permite un fácil desarrollo de soluciones computacionales enfocadas al manejo y visualización de datos, implementación de algoritmos de aprendizaje de máquinas, utilización de computación paralela, y desarrollo de algoritmos de optimización. Por otra parte, OpenDSS[2] es un software de fuente abierta para la simulación de sistemas de distribución con recursos energéticos distribuidos y dispositivos inteligentes. OpenDSS permite realizar estudios de flujo de potencia trifásico desbalanceado y ejecutar simulaciones cuasi estáticas en series de tiempo, entre otras características. Además, permite la modelación de cambio de derivaciones bajo carga, bancos de condensadores, protecciones, generadores fotovoltaicos, turbinas eólicas, dispositivos con respuesta de demanda, inversores inteligentes, entre otros componentes.

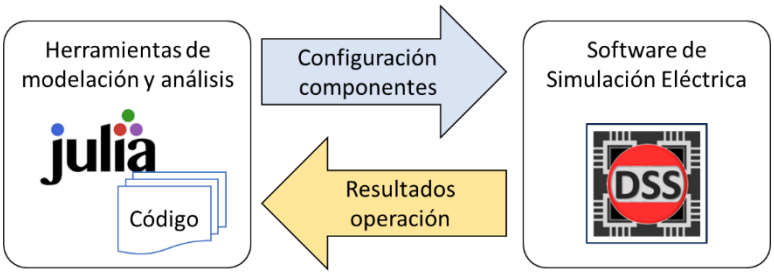


Figura 1: Interacción entre herramientas desarrolladas de Julia y software de simulación OpenDSS.

La Figura 1 sintetiza la interacción entre las herramientas desarrolladas en Julia y el software de simulación de redes de distribución OpenDSS. Mediante estas herramientas es posible configurar y ejecutar de forma externa y automatizada simulaciones de la operación de redes eléctricas en OpenDSS. Luego, los resultados de la operación son importados a Julia para su procesamiento y análisis. También, esta arquitectura permite la implementación de esquemas de control fuera de

[1] Para más información de las características de Julia visitar https://julialang.org/
[2] Para más información de las características de OpenDSS visitar https://www.epri.com/pages/sa/opendss

OpenDSS, necesarios para evaluar nuevas estrategias de operación que permitan una mayor integración de generación renovable distribuida.

La plataforma computacional desarrollada durante el transcurso de la Cátedra de Investigación Industrial CENTRA - ACESOL se presenta en la Figura 2. Las entradas de la plataforma corresponden a bases de datos sin procesar, con información relevante para la modelación y simulación de sistemas eléctricos de distribución. Esta información corresponde a los datos de infraestructura de los alimentadores, datos de demanda de las cargas, y datos meteorológicos para la modelación de generación distribuida. Dichos datos se adquirieron de fuentes públicas y privadas, y fueron adecuados para poder ser utilizados por las herramientas de la plataforma.

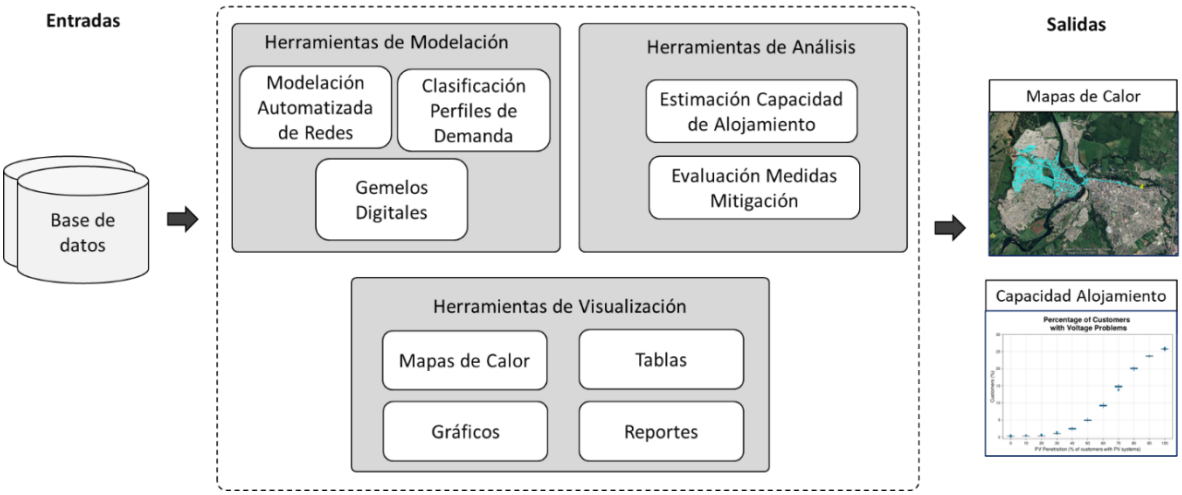


Figura 2: Plataforma Computacional para la integración inteligente de recursos energéticos distribuidos.

La plataforma divide sus herramientas en tres áreas: a) herramientas de modelación, b) herramientas de análisis y c) herramientas de visualización. A continuación, se describe brevemente la función de cada una de las herramientas que componen la plataforma.

- La herramienta **Modelación Automatizada de Redes** permite generar los archivos necesarios para la simulación de redes en OpenDSS, a partir de datos de infraestructura de las redes de distribución. Además, esta herramienta permite corregir errores e incongruencias detectadas en las bases de datos de infraestructura.
- La herramienta **Modelación de Demanda** permite generar una base de datos de perfiles de demanda separada por grupos de clientes característicos. Además, permite estimar el número de clientes por cada grupo que se encuentran conectados a cada alimentador. Dicha estimación se realiza buscando reducir el error entre datos reales de operación y datos de simulación.

- La herramienta **Estimación Capacidad de Alojamiento** permite calcular el máxima nivel de un cierto recurso distribuido que puede ser integrado a una red de distribución sin que sea necesario cambios en la infraestructura o control de la red.
- La herramienta **Evaluación Medidas de Mitigación** permite calcular el nivel adicional de un cierto recurso distribuido que puede ser integrado a una red de distribución considerando cambios en la operación de la red.
- Las herramientas de **Visualización** permiten mostrar de forma gráfica los resultados de las herramientas anteriores de forma de habilitar el análisis por parte del usuario.

Adicional a estas herramientas, durante la cátedra de investigación industrial se inició el desarrollo de la herramienta **Gemelos Digitales**. Esta permite generar un gemelo digital del sistema mediante el refinamiento de los modelos eléctricos obtenidos a partir de la herramienta de modelación automatizada de redes. El refinamiento de los modelos se logra utilizando técnicas de inteligencia artificial y datos operacionales de la red. Así, el gemelo digital puede entenderse como una representación digital del sistema que se construye a partir de la combinación de modelos basados en principios eléctricos y datos reales de operación. Al ser el gemelo digital un modelo más cercano a la realidad habilita nuevas funcionalidades, como la estimación en tiempo real de variables de red que no son monitorizadas directamente con sensores instalados en terreno. De este modo, se puede extraer información relevante para dar soporte a la toma de decisiones que permitan lograr una operación eficiente de recursos energéticos distribuidos.

En lo que sigue en este documento, se describen las metodologías empleadas para el desarrollo de las herramientas de la plataforma computacional. Adicionalmente, por cada herramienta se ejemplifica su funcionamiento mediante un caso de estudio. Dado que la herramienta **Gemelos Digitales** aún está en etapas iniciales de desarrollo se excluye del presente documento.

4. Modelación automatizada de redes de distribución

En esta sección, se detalla la metodología desarrollada para la **Modelación Automatizada de Redes** de distribución eléctricas de media y baja tensión (MT-BT) usando datos de infraestructura del sistema eléctrico chileno. A partir de la metodología propuesta, se construyó una herramienta computacional que permite generar modelos eléctricos compatibles con el software de simulación eléctrica OpenDSS. También, se presentan en esta sección los resultados obtenidos al utilizar la herramienta de modelación con una base de datos de infraestructura de las redes de distribución de las ciudades de Osorno y Valdivia. La base de datos está construida a partir de información dispuesta por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y por la distribuidora Sociedad Austral de Electricidad Sociedad Anónima (SAESA).

Metodología

La metodología propuesta para la modelación automatizada de redes de distribución eléctrica consiste en un algoritmo programado en Julia y que utiliza funciones de OpenDSS, a través de la biblioteca OpenDSSDirect[3]. El algoritmo permite obtener el modelo de un alimentador eléctrico en formato OpenDSS. La estructura secuencial del algoritmo se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 3

El primer paso de nuestra metodología implica la recolección de datos necesarios para el posterior modelado de la red en OpenDSS. Primero, se importa información relevante de la base datos de la SEC y SAESA. La información disponible en dichas bases de datos se presenta en la Tabla 1 y 2. Los datos requeridos para crear modelos de redes eléctricas en OpenDSS están detallados en la Tabla 3. Luego, se determina si existen datos incompletos en los capos necesarios para modelar un alimentador en formato OpenDSS. En caso de que la información topológica esté incompleta, se deja registro para que posteriormente se ejecuten procedimientos de corrección.

[3] Para más detalle de esta biblioteca de julia, que emula OpenDSS revisar https://dss-extensions.org/OpenDSSDirect.jl/stable/

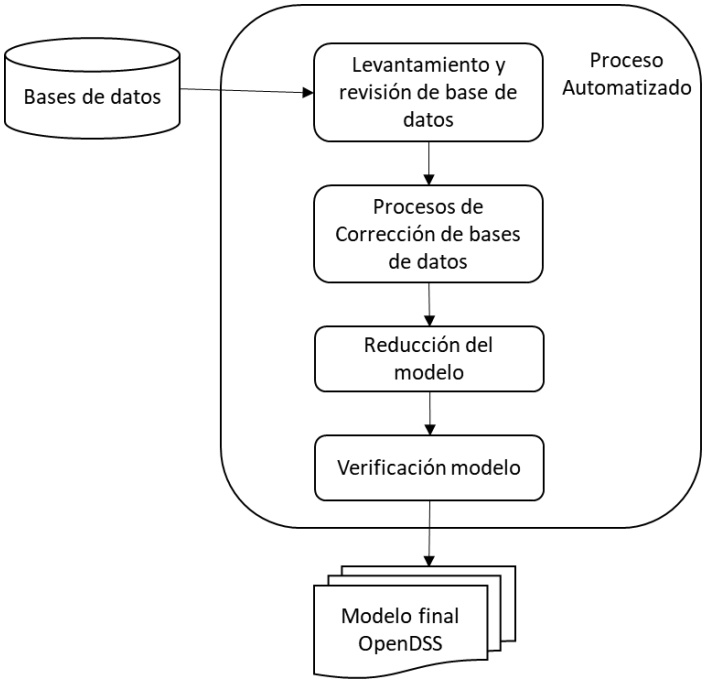


Figura 3: Metodología para la modelación automatizada de alimentadores eléctricos a partir de datos de infraestructura.

Tabla 1: Resumen información enviada por la SEC.

Documento	Información disponible
Tramos de línea	Código ID del tramo
	Código ID del alimentador
	Código ID de la empresa distribuidora
	Nombre alimentador
	Nombre empresa distribuidora
	Ubicación de los nodos
	Largo del tramo
	Número de fases
	Material del conductor
	Fecha de instalación
	Voltaje
Transformador	Código ID del transformador
	Código ID de la empresa distribuidora
	Código ID de la comuna
	Nombre empresa distribuidora
	Nombre comuna
	Ubicación de nodos
	Potencia nominal
	Relación de voltaje
	Conexión interna
Puntos de consumo	Ubicación geográfica
Postes	Ubicación nodo
	Código ID empresa distribuidora
	Nombre empresa distribuidora

Tabla 2: Resumen información enviada por SAESA.

Documento	Información disponible
Tramos de línea	Código ID del tramo
	Código ID del alimentador
	Código ID de la empresa distribuidora
	Nodos
	Largo del tramo
	Número de fases
	Tipo conductor
	Voltaje
Transformador	Código ID del transformador
	Código ID de la empresa distribuidora
	Código ID de la comuna
	Código ID alimentador
	Nombre región
	Nombre comuna
	Nodos
	Potencia nominal
	Relación de voltaje
	Conexión interna
Listado de Nodos	Ubicación geográfica
Listado Conductores	Impedancia por tipo de conductor
Postes	Código ID empresa distribuidora
	Nodos

Tabla 3: Información necesaria por tipo de elemento para modelar una red de distribución.

Tipo de elemento	Información necesaria
Tramo de línea	Voltaje
	Ubicación espacial de los nodos
	Impedancia
	Número de fases
	Largo
	Amperaje nominal
Carga	Ubicación espacial del nodo de conexión
	Número de fases
	Potencia
Transformador	Ubicación espacial de los nodos
	Relación de voltaje
	Relación de potencia
	Número de Taps
	Cantidad de devanados
	Conexión interna

Para corregir la información faltante o errónea, se realiza un proceso de corrección de ubicación y número de cargas por alimentador, corrección de nodos faltantes en transformadores, corrección del tipo de conductor y número de fases por tramo de línea y corrección de islas. En estos procesos, se ocupa la técnica de "Imputación Simple con Lógica"[4], la cual estima la información no disponible a partir de árboles de decisiones lógicas usando la data existente.

La corrección de ubicación y número de cargas se realiza siguiendo el diagrama de flujo de la Figura 4. En este procedimiento se cruza la base de datos de la SEC con la provista por SAESA. Por un lado, la información de la SEC contiene la ubicación geográfica de las cargas. La base de datos de SAESA contiene la ubicación geográfica de los nodos de los tramos de líneas. Con esta información todas las cargas que estén a una distancia de 100 metros de un nodo se asocian a dicho nodo. Luego las cargas que se encuentran en el radio de más de un nodo son asignadas al nodo más cercano. De esta manera, las cargas de un alimentador serán aquellas que estén asociadas a los nodos de los tramos de línea del alimentador.

La corrección de nodo faltante en transformadores busca determinar los nodos de alta y baja tensión de los transformadores. Esto se debe realizar ya que en algunos casos se dispone información de sólo uno de los dos nodos de los transformadores. Este problema es solucionado por el algoritmo creando un nuevo nodo, para cada transformador con incompletitud. El nodo creado se ubica a dos metros de distancia del nodo existente del transformador, en la dirección y conectado al nodo más cercano del transformador.

[4] Twala, B. (2009). AN EMPIRICAL COMPARISON OF TECHNIQUES FOR HANDLING INCOMPLETE DATA USING DECISION TREES. Applied Artificial Intelligence, 23(5), 373–405.

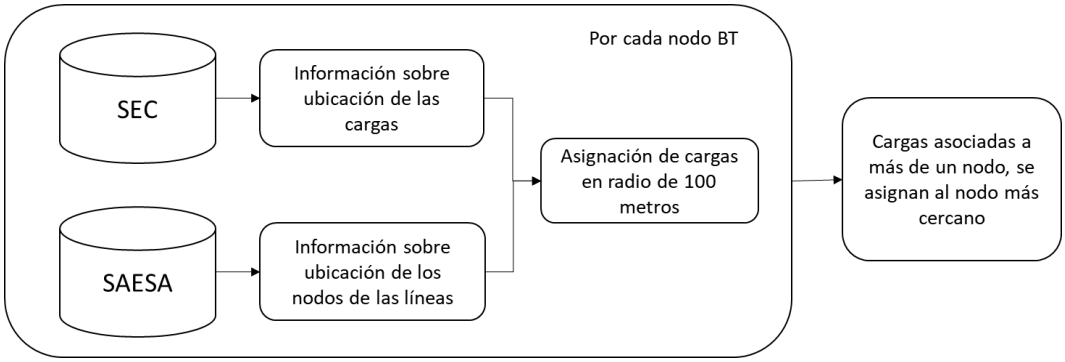


Figura 4: Metodología para asignación de cargas por alimentador.

La corrección de tipo de conductor y de número de fases por tramos de líneas, consiste en solucionar dos problemas asociados a la información disponibles de los tramos de línea. En primer lugar, hay tramos de línea que no tienen un tipo de conductor asociado, por lo cual no se puede conocer su impedancia. Este problema se soluciona asignando el tipo de conductor del tramo de línea aguas arriba en la red, siempre y cuando este último registre un tipo de conductor y que tenga el mismo nivel de tensión. En caso contrario se asigna el tipo de conductor del tramo de línea más cercano, con data disponible y con mismo nivel de tensión. Por otro lado, existen tramos de línea definidos como bifásicos. Sin embargo, según el conocimiento experto la red sólo contiene tramos monofásicos o trifásicos. Por lo tanto, a cada tramo definido como bifásico se le asigna un valor de número de fases igual al tramo línea aguas arriba en la red, siempre y cuando este último registre un número de fases correcto y que tenga el mismo nivel de tensión. En caso contrario se asigna el número de fases del tramo de línea más cercano, con data correcta y con el mismo nivel de tensión.

Finalmente, se realiza la corrección de islas o zonas desconectadas de la red. Primero, se crea un modelo preliminar de la red de distribución con la información corregida de tramos de línea, transformadores y cargas. Luego, utilizando la función de detección de zonas desconectadas de OpenDSSDirect, se registran los nodos aislados de la red. Finalmente, se crean nuevos tramos de línea que conecten a las zonas desconectadas al resto del alimentador. Para realizar la conexión se consideran dos casos, si en la isla hay nodos de distinto nivel de voltaje (MT-BT) y si solo hay nodos de igual nivel de voltaje. En el caso de que haya nodos MT y BT, se realiza la conexión de los dos nodos MT más cercanos entre la isla y el resto de la red, que tengan mismo número de fases. En el otro caso, se hace la conexión de los dos nodos más cercanos entre la isla y el resto de la red, que tengan igual voltaje y mismo número de fases. En ambos casos, el nuevo tramo que se genera tendrá el tipo de conductor del tramo aguas arriba en la red.

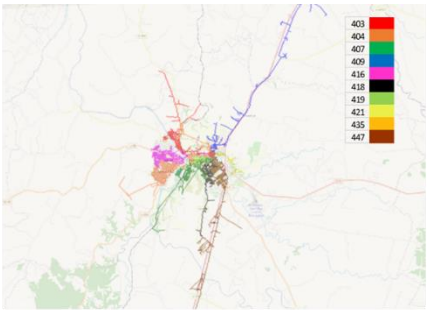
Terminadas las correcciones a la base de datos, el algoritmo comienza con el proceso de reducción de nodos. En esta tarea se utiliza OpenDSSDirect para reducir el modelo obtenido. El objetivo de esta tarea es disminuir el tiempo de procesamiento del modelo en los diferentes estudios que

puedan realizar. El algoritmo une aquellos tramos de línea con las mismas características topológicas, que no tienen elementos conectados en los nodos intermedios, dejando un tramo de línea definido entre los nodos de los extremos. Por último, se verifica el modelo reducido realizando un estudio de flujo de potencia, con el cual se revisan las pérdidas en potencia activa y reactiva en la red. En el caso de que las pérdidas fueran mayores al 7% se genera una alerta, para que esto sea considerado en los posibles estudios que se realicen con los modelos obtenidos. Luego de este procedimiento se obtiene el modelo final, que consiste en archivos en formato OpenDSS con los cuales se puede simular las redes de distribución eléctrica.

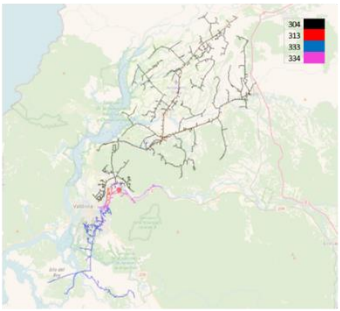
Resultados

Utilizando la herramienta de modelación automatizada se realizó la modelación de los alimentadores que fueron provistos por SAESA. Las representaciones geográficas de los modelos de la Subestación Osorno, Picarte y Valdivia se muestran en la Figura 5.

El resumen de las correcciones realizadas, porcentaje de reducción de nodos, tramos de línea y la reducción del tiempo de cómputo se muestra en la Tabla 4**.** De este modo, la metodología propuesta permite dar solución a problemas asociados a data faltante. No obstante, se aprecia que la falta de información podría representar un desafío al momento de modelar otros alimentadores. Por otro lado, la reducción de los nodos aplicada en la metodología propuesta permite reducir el tiempo computacional de procesamiento de los modelos de alimentadores en promedio en un 18%.



a) Subestación 516 (Osorno)



b) Subestación 592 (Picarte, Valdivia)

c) Subestación 518 (Valdivia)

Figura 5: Representación gráfica de los alimentadores modelados.

Tabla 4: Resumen de correcciones y reducciones realizadas por el algoritmo de modelación automatizada.

		Parámetros						
Subestación ID	Alimentador ID	% Transformadores corregidos	% Corrección de conductor	% Corrección número de fases	# Islas solucionadas	% Reducción de nodos	% Reducción tramos de línea	% Reducción tiempo computacional
516	403	13%	3%	1%	28	12%	9%	12%
516	404	10%	1%	2%	39	8%	8%	31%
516	407	10%	1%	0%	21	9%	9%	19%
516	409	17%	4%	4%	29	33%	34%	3%
516	416	16%	2%	2%	17	9%	17%	34%
516	418	17%	2%	1%	14	9%	9%	12%
516	419	18%	2%	0%	11	4%	4%	3%
516	421	4%	4%	1%	6	34%	15%	3%
516	435	0%	6%	1%	5	38%	18%	4%
516	447	2%	7%	5%	33	18%	7%	23%
518	305	14%	1%	1%	36	12%	9%	11%
518	307	13%	1%	6%	12	8%	8%	3%
518	323	14%	6%	2%	65	9%	9%	14%
518	325	14%	6%	3%	31	33%	34%	18%
518	326	11%	5%	4%	216	9%	17%	21%
518	328	9%	8%	5%	189	9%	9%	27%
592	304	11%	2%	3%	218	12%	9%	25%
592	313	16%	5%	1%	8	8%	8%	55%
592	333	18%	6%	2%	100	9%	9%	14%
592	334	16%	5%	2%	51	33%	34%	23%
Promedio		12%	4%	2%	56	16%	14%	18%

5. Clasificación y selección de perfiles de demanda para alimentadores

Una vez obtenido el modelo de red eléctrica utilizando la herramienta de **Modelación Automatizada de Redes** presentada en la sección anterior**,** se debe definir el tipo y la cantidad de perfiles de demanda que se le asignan a las cargas del modelo en OpenDSS. Para lograr esto, se desarrolló la herramienta de **Clasificación de Perfiles de Demanda,** la cuál será presentada en esta sección. Dicha herramienta permite la construcción de una base de datos de perfiles de demanda separada por grupos característico a partir de datos de medidores inteligentes. También, permite definir la cantidad y tipo de perfiles característicos para ser asignados en una red, con el fin de conseguir simulaciones más precisas de la operación. A continuación, se describe en detalle la metodología sobre la cual se basa la herramienta de **Clasificación de Perfiles de Demanda**. Además, se presentan los resultados de aplicar la metodología sobre datos reales de operación de la empresa de distribución SAESA.

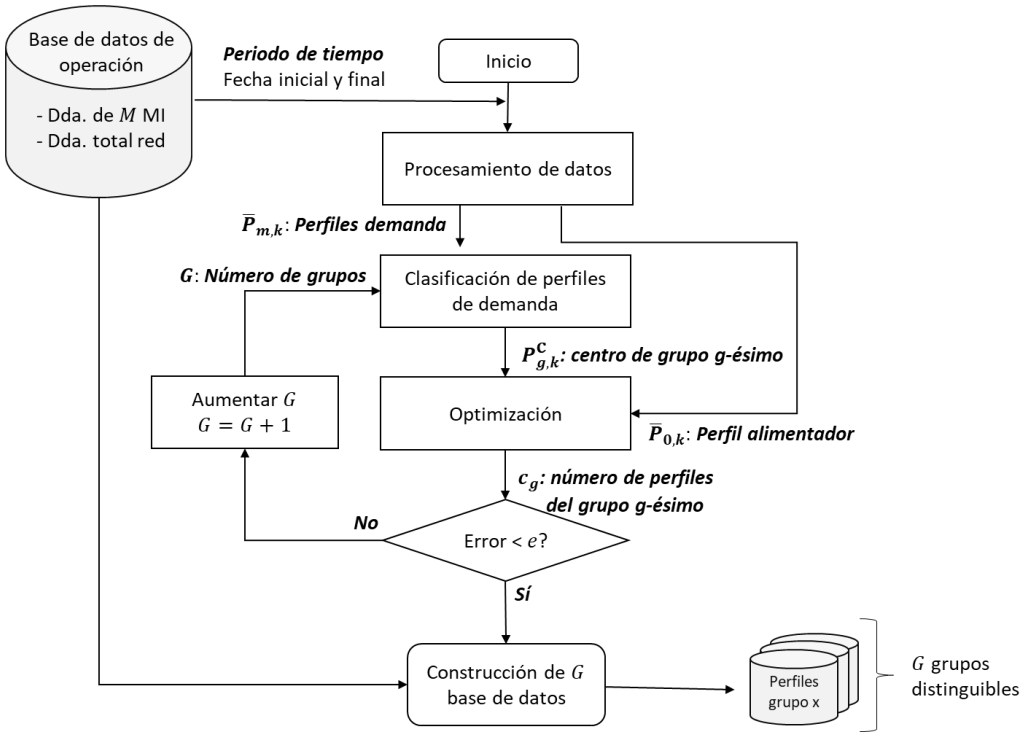


Figura 6: Diagrama de flujo de la metodología de clasificación de perfiles de demanda.

Metodología

La Figura 6 muestra el diagrama de flujo de la metodología de clasificación de perfiles de demanda. La metodología recibe como entrada datos de consumo de M medidores inteligentes (MI) y el perfil de demanda total registrado en la cabecera del alimentador. Luego, se clasifican los M medidores inteligentes en G grupos de demanda distinguibles de forma que la suma ponderada de los *perfiles característicos* de cada grupo (también llamados centros del grupo) sea la más cercano al perfil de demanda registrado en la cabecera del alimentador. De este modo, se obtiene como resultado una base de datos de perfiles de demanda reales para cada uno de los G grupos de demanda. A continuación, se detalla cada uno de los pasos de la metodología de clasificación de perfiles de demanda:

1. Definición de la ventana de tiempo de análisis: En este paso el usuario debe definir el periodo de tiempo a considerar para realizar la clasificación de los perfiles. Este periodo dependerá de la base de datos disponible y el uso que se le quiere dar a la base de datos resultante. Se aconseja utilizar un periodo de tiempo que permita analizar un amplio número de condiciones de operación y a la vez permita mantener acotada la complejidad de proceso de clasificación.
2. Procesamiento de los datos seleccionados: Primero, se almacenan los datos de potencia registrados por los medidores en la variable $P_{m,d,k}$, donde m denota el medidor (con $m = 0$ el medidor en la cabecera del alimentador y $m = 1, \dots, M$ los medidores inteligentes), d el día y k el periodo intradiario. Luego, se eliminan los días con un alto número de datos (sobre un 80%) con valores de potencia en torno a cero. Estos días con registros de demanda cercana a cero pueden deberse a fallas o comportamientos fuera de lo normal del cliente asociado al MI. Por lo tanto, estos días son eliminados para facilitar el proceso de clasificación. Luego se eliminan los medidores que no tengan registro de datos para el periodo de análisis, obteniéndose M_u medidores inteligentes útiles. Finalmente, se calcula para cada medidor el promedio diario de potencia utilizando la ecuación (1), donde D_m es la cantidad de días con datos para el medidor m y K es el número de periodos intradiarios.

$$\underline{P}_{m,k} = \frac{1}{D_m} \sum_{d=1}^{D_m} P_{m,d,k} \quad \forall m = 0, \dots, M; \ \forall k = 0, \dots, K \tag{1}$$

3. Clasificación de perfiles de demanda: En esta etapa se clasifican los perfiles de demanda $\underline{P}_{m,k}$ de los medidores inteligentes en G grupos utilizando el algoritmo de clasificación difusa Fuzzy C-means. Para esto, el algoritmo resuelve un problema de optimización que minimiza

el error ponderado entre perfiles característicos de cada grupo $P_{g,k}^{c}$ y los perfiles de demanda promedio de cada medidor $\underline{P}_{m,k}$. El ponderador indica el grado de pertenencia del perfil de demanda al grupo g-ésimo, considerando la distancia al resto de perfiles característicos. Como resultado, el algoritmo entrega los perfiles característicos $P_{g,k}^{c}$ de cada grupo $g = 1, \dots, G$ y el grado de pertenencia que tiene cada perfil de demanda a cada uno de los grupos.

4. Estimación de número de cargas: Luego, se resuelve el problema de optimización (2). Dicho problema busca determinar para cada grupo g la cantidad de cargas c_g que se encuentra conectada al alimentador de forma tal de minimizar el error cuadrático entre el perfil característico agregado y el perfil de demanda del alimentador.

$$arg\ min \sum_{k=1}^{K} \left(\sum_{g=1}^{G} c_g P_{g,k}^{c} - \underline{P}_{0,k} \right)^2 \tag{2}$$

5. Validación: Si el error cuadrático obtenido en el paso previo es mayor a un error de tolerancia e entonces se aumenta en uno el número G de grupos y se vuelve al paso 3. Aumentar el número de grupos permite reducir el error, pero hasta un cierto límite. Se aconseja aumentar G hasta que la reducción del error no sea significativa. Una vez satisfecha la condición de término se pasa al siguiente paso.
6. Construcción de la base de datos de perfiles: Se construye para cada uno de los grupos una base de datos de perfiles de demanda. Para esto, se asigna a cada grupo g aquellos perfiles de demanda de los medidores inteligentes cuyo grado de pertenencia al grupo g sea mayor a 0.8.

En algunos casos será necesario realizar una asignación de cargas en redes de distribución para las cuales no se tienen datos de medidores inteligentes, pero sí datos de la demanda en la cabecera del alimentador. En este caso, se estimará el número de cargas resolviendo el problema de optimización del paso 4, pero utilizando perfiles característicos determinados para otras redes. Esto se basa en el supuesto que es posible capturar el comportamiento de un amplio rango de clientes (residenciales, comerciales, industriales, y combinaciones entre ellos) si los datos de los medidores inteligentes son suficientemente amplios. Por lo tanto, los perfiles característicos determinados utilizando la metodología anterior permitirían representar la demanda agregada de cualquier alimentador.

Aplicación

La metodología propuesta se aplicó para clasificar perfiles de demanda del alimentador Rahue de SAESA. Para este alimentador se cuenta con datos de 690 medidores inteligentes y datos de demanda en la cabecera del alimentador. Los datos fueron proporcionados por la empresa SAESA y

corresponden al año de operación 2021. Se define como ventana de tiempo de análisis el periodo correspondiente a los meses de agosto, septiembre y octubre. La Figura 7 muestra resultados de los diferentes pasos de la metodología de clasificación. La Figura 7(a) corresponde a los datos de entrada de los 690 medidores inteligente. En rojo se muestra la ventana de tiempo seleccionada. La Figura 7(b) muestra resultado luego del paso 2, en donde los perfiles de demanda promedio son calculados. De esta figura ya es posible observar que existe un medidor inteligente que es de tipo industrial, ya que corresponde a un nivel consumo alto y con un perfil constante en el tiempo. También se distinguen consumos comerciales y un conjunto de perfiles residenciales.

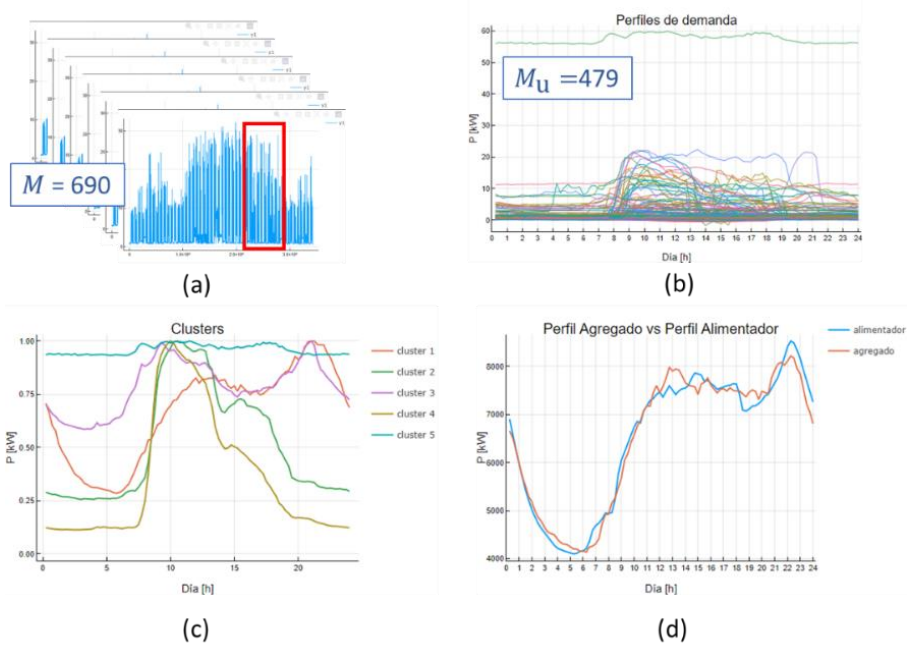


Figura 7: Resultados del proceso de clasificación de perfiles de demanda red Rahue.

La Figura 7(c) muestra los perfiles característicos obtenidos al considerar 5 grupos para el proceso de clasificación. Con el fin de distinguir los perfiles en un solo gráfico, se muestra la potencia en por unidad con respecto al máximo de cada perfil. Del gráfico se observa que el grupo 1 corresponde a perfiles de demanda propios de clientes residenciales, cuya principal característica es tener un máximo de consumo en la noche y un valle durante el medio día. El grupo 2 y 4 corresponden a perfiles de clientes comerciales, con un consumo más alto en torno al mediodía. El grupo 3 corresponde a una mezcla entre un perfil residencial y uno comercial. Finalmente, se observa que la metodología fue capaz de distinguir la carga industrial la cual fue asignada al grupo 5.

La Figura 7(d) muestra el perfil característico agregado y el perfil de demanda del alimentador. El perfil característico agregado se obtuvo a partir del resultado del proceso de optimización del paso

4, pero restringiendo el valor de c_1 en torno al número total de cargas de baja tensión nLV en el alimentador, obtenida mediante el proceso de asignación de cargas de la herramienta de modelación automatizada de redes. Para esto se agregó la siguiente restricción al problema de optimización (2): $0.8nLV < c_1 < 1.2nLV$. Así, se obtuvo que la cantidad óptima de cargas de cada grupo fue $c_g = [10943, 104, 424, 0, 5]$. El error relativo entre perfil característico agregado y el perfil de demanda es de un 2.6%. y el error relativo en términos de energía es de un 3.4%. Dado que el error está dentro del límite tolerado el proceso termina.

Finalmente, se construye la base de datos con 5 grupos de perfiles de demanda. La Figura 8 muestra los perfiles de demanda de cada grupo y el valor promedio. El número total de perfiles de demanda es de 9892 y por cada grupo se tiene 9514, 63, 189, 63, y 63 perfiles, respectivamente.

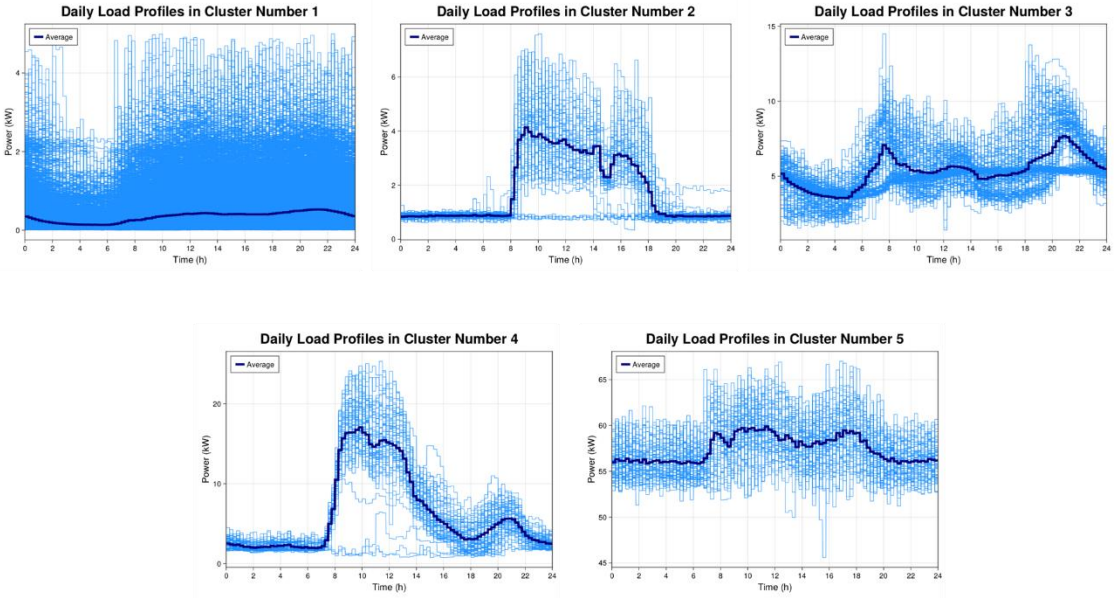


Figura 8: Perfiles de demanda agrupados por grupo característicos de pertenencia.

Como paso final de validación de la metodología se utilizó la base de datos resultante para simular la operación de la red Rahue mediante el modelo OpenDSS generado con la herramienta de modelamiento automatizado de redes. Para esto, se asignaron perfiles aleatorios de la base de datos residencial (grupo 1) a las cargas de baja tensión. El número de cargas comerciales obtenidos a partir de la metodología anterior fue agregado como nuevas cargas al modelo. Estas fueron conectadas en media tensión para evitar que afecten a los trasformadores de BT-MT. Finalmente, a las cargas industriales del modelo OpenDSS se les asignó perfiles de grupo industrial (grupo 5) pero escalados de manera de no exceder la demanda agregada de estas cargas. La Figura 9 muestra el resultado de una simulación de la red Rahue. A partir de estos resultados se valida que la

metodología propuesta permite la clasificación de perfiles de demanda y la determinación del número de cargas por grupo que se deben asignar a las cargas del modelo en OpenDSS.

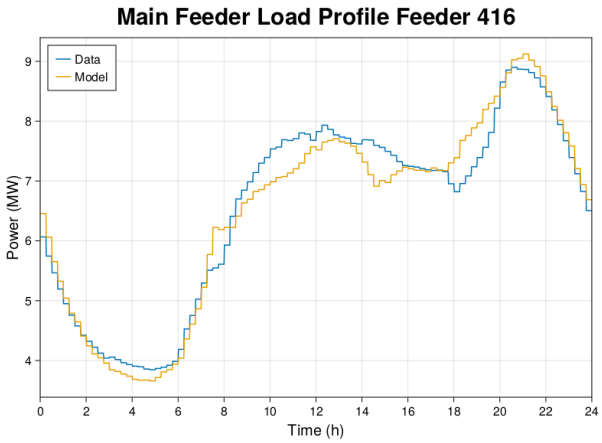


Figura 9: Resultados operación alimentador 416 Rahue con selección óptima de perfiles de demanda.

6. Estimación capacidad de alojamiento FV Netbilling a nivel de alimentador MT-BT

En esta sección, se presenta la herramienta de **Estimación de Capacidad de Alojamiento**, que es parte de la plataforma computacional. La capacidad de alojamiento (CapA) es la cantidad máxima de recursos energéticos distribuidos que puede ser integrada a una red de distribución sin violar límites operacionales (límite superior e inferior de voltaje definidos en la normativa técnica y niveles de corriente máximos por tramos de línea y transformadores), es decir, antes de que se requieran cambios de control o inversiones en equipamiento que aseguren una operación segura y confiable del sistema. En este caso, se consideró exclusivamente instalaciones de generación distribuida solar del tipo Netbilling, es decir, de pequeña escala (residencial) conectados en redes BT.

Metodología

Para estimar el valor de la capacidad de alojamiento se utiliza la técnica de Montecarlo, la cual consiste en realizar múltiples simulaciones para cada nivel de penetración de un recurso energético distribuido determinado. En cada simulación se registra el desempeño operacional de la red, lo que se resume en el cálculo de métricas de impacto. Luego de finalizado el proceso de simulaciones, se calculan estadísticos por cada métrica de impacto que luego se comparan con los límites permitidos. De esta manera, se puede determinar el nivel máximo de integración de recursos energéticos distribuidos para cada métrica, correspondiente al nivel en el cual la métrica de impacto es inferior al límite establecido. La capacidad de alojamiento de la red de distribución se calcula como el mínimo valor de capacidad de alojamiento obtenido para cada una de las métricas.

La Figura 10 muestra el diagrama de flujo del algoritmo diseñado para estimar la capacidad de alojamiento de una red de distribución específica, enfocada en sistemas fotovoltaicos a nivel residencial (soluciones de tipo rooftop). Sin embargo, este algoritmo es lo suficientemente general como para estimar la capacidad de alojamiento de otros tipos de recursos distribuidos, como baterías o vehículos eléctricos. Las entradas del algoritmo incluyen el modelo de red en OpenDSS, una base de datos de perfiles de demanda y una base de datos de variables meteorológicas necesarias para evaluar la generación fotovoltaica distribuida. Con estos datos de entrada y parámetros de configuración específicos, el algoritmo ejecuta un número determinado de simulaciones en OpenDSS para diferentes niveles de integración de un cierto recurso distribuido. La salida del algoritmo es una base de datos que guarda las métricas de impacto obtenidas para diferentes niveles de penetración de sistemas fotovoltaicos, lo que permite el cálculo directo de la capacidad de alojamiento de la red. Además, la base de datos también permite el análisis del desempeño del sistema mediante herramientas de visualización.

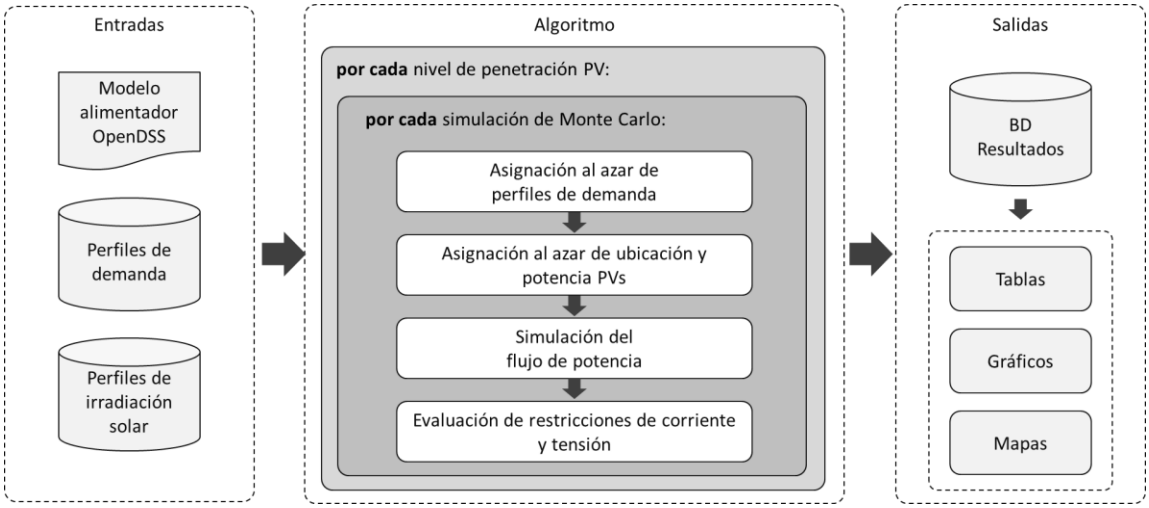


Figura 10: Metodología para estimación de capacidad de alojamiento.

A continuación, se explica en detalle los pasos del algoritmo de la Figura 10.

1. Definición de parámetros de configuración: previo a la ejecución del algoritmo se debe definir los niveles de penetración del recurso energético distribuido y el número de simulaciones a realizar por cada nivel de penetración. Para este algoritmo, se define el nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos como el número de cargas residenciales con sistema fotovoltaico. La elección del número de simulaciones de Montecarlo por nivel de penetración dependerá de la precisión que se requiera y el tiempo disponible para realizar los cómputos.
2. Asignación al azar de perfiles de demanda: el siguiente paso consiste en asignar a cada tipo de carga del modelo de red un perfil de la base de datos de perfiles de demanda correspondiente a su tipo. En los modelos de red se distinguen 4 tipos de carga: carga residencial, carga comercial, carga industrial y carga que modela un sub-alimentador. El número de cargas residenciales, industriales y sub-alimentadores es fija y viene dada por el modelo. El número de cargas comerciales es determinado por la herramienta de Clasificación de perfiles de Demanda. A todas las cargas se le asignan perfiles al azar, menos a las cargas que representan sub-alimentadores.
3. Asignación al azar de ubicación y potencia de sistemas fotovoltaicos: este paso consiste en seleccionar al azar n cargas residenciales y conectar en su nodo de baja tensión un sistema fotovoltaico. El número n corresponde al total de clientes multiplicado por el nivel de penetración PV, que corresponde al porcentaje de clientes con sistemas fotovoltaicos en casa. Así, la selección de la carga residencial determina la ubicación del sistema PV en la red. También se asigna al azar la potencia nominal del sistema fotovoltaico a partir de una función de distribución.

4. Simulación del flujo de potencia: en este paso se realiza la configuración de los componentes del modelo de red OpenDSS usando la librería desarrollada en Julia *OpenDSSDirect.jl.* Luego, para cada periodo intradiario de los datos utilizados, se ejecuta una simulación del flujo de potencia. Las variables de operación (e.g. corrientes y tensiones) son almacenadas en el entorno de Julia.
5. Evaluación de métricas de impacto: usando las variables de operación obtenidas en el paso previo se computan las diferentes métricas de impacto. En este algoritmo se consideran 4 métricas de impacto:
    a. Porcentaje de cargas residenciales con problemas de sobre tensión. El cálculo de sobre tensión sigue la normativa de calidad de suministro elaborada por el regulador local.
    b. Porcentaje de cargas residenciales con problemas de baja tensión. El cálculo de baja tensión sigue la normativa de calidad de suministro elaborada por el regulador local.
    c. Porcentaje de líneas de baja y media tensión con problemas de sobre corriente. El cálculo considera el porcentaje del largo total de líneas. Se considera que un tramo de línea presenta sobrecarga de corriente si durante el día de operación el nivel de corriente fue superior al nominal durante 15 minutos.
    d. Porcentaje de transformadores secundarios con problemas de sobrecarga. Se considera que un transformador presenta sobrecarga si durante el día de operación el nivel de potencia fue superior al nominal durante 15 minutos.

Cuando el algoritmo finaliza se genera una base de datos con las métricas de impacto y se calcula la capacidad de alojamiento por métrica o por un conjunto de métricas.

Resultados

Para ejemplificar los pasos del algoritmo, este se utiliza para estimar la capacidad de alojamiento de sistemas fotovoltaicos residenciales para la red Rahue. Para esto se usa el modelo de red OpenDSS obtenido a partir de la herramienta de modelación automatizada y la base de datos de demanda construida en la Sección 4. La Figura 11 muestra el perfil de irradiancia y temperatura ambiente utilizada. Para el estudio se consideran 11 niveles de penetración de clientes residenciales con sistema fotovoltaico, que van desde 0% a 100% en paso de 10%. Se consideran 100 simulaciones de Montecarlo por cada nivel de penetración. La potencia nominal promedio de los sistemas fotovoltaicos es de 3 kW.

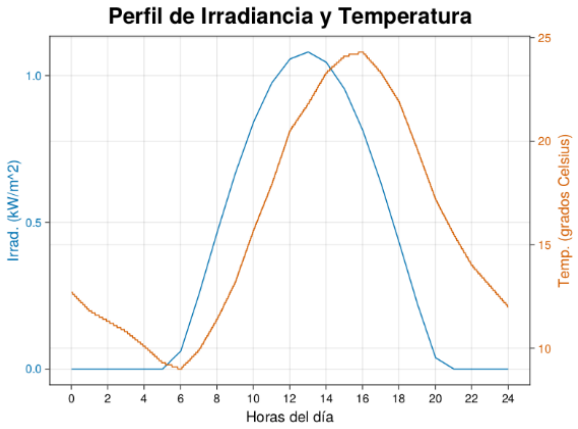


Figura 11: Perfil de irradiación y temperatura.

La Figura 12 muestra el resultado de la simulación para el caso base, cuando el nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos residenciales es nulo. El gráfico (a) muestra a la potencia en la cabecera del alimentador y la generación fotovoltaica total. El gráfico (b) muestra el perfil de tensión de cada carga residencial. Se puede observar que existen problemas de baja tensión en la simulación, sin embargo esto no afecta la estimación de capacidad de alojamiento, dado que los problemas por integración de generación fotovoltaica se producen por sobre tensión entorno al medio día.

El gráfico (c) muestra la corriente por línea en por unidad y el gráfico (d) el factor de utilización de cada transformador. Se consideró que la operación real, que corresponde al caso base, no se tendrán problemas de sobre corrientes por las líneas ni por los transformadores. Bajo este supuesto, los resultados obtenidos son corregidos de la siguiente manera. Para cada nivel de penetración PV, a las métricas de impacto se le resta el impacto base. De esta manera, lo que se está midiendo es el impacto adicional que se obtiene al integrar sistemas fotovoltaicos residenciales.

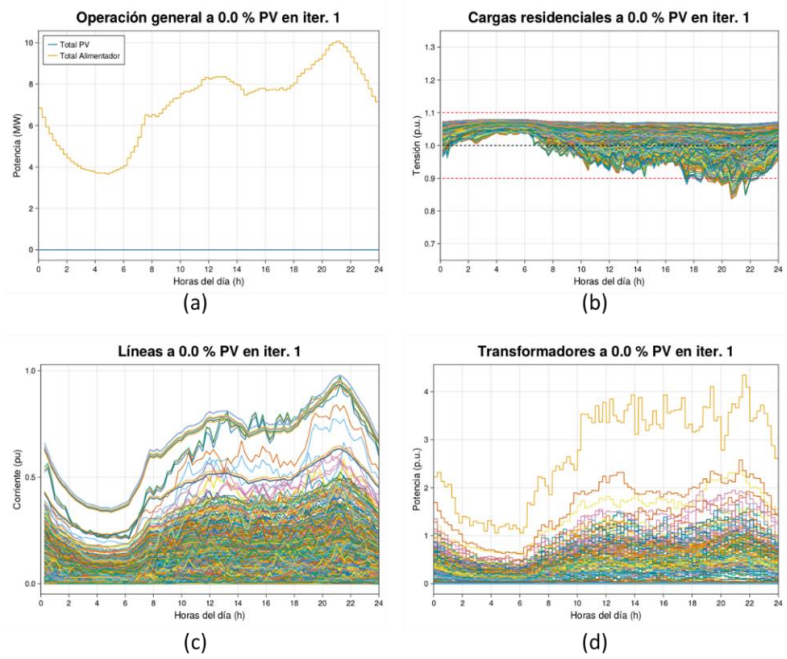


Figura 12: Resultados simulación para caso base, sin clientes residenciales con sistemas fotovoltaicos.

La Figura 13 muestra la operación del sistema comparando dos niveles de penetración. Se puede observar que cuando el nivel de penetración de generación distribuida fotovoltaica aumenta la tensión máxima también aumenta. Para este caso en particular, la cantidad de clientes afectados con problemas de sobre tensión es de un 1%.

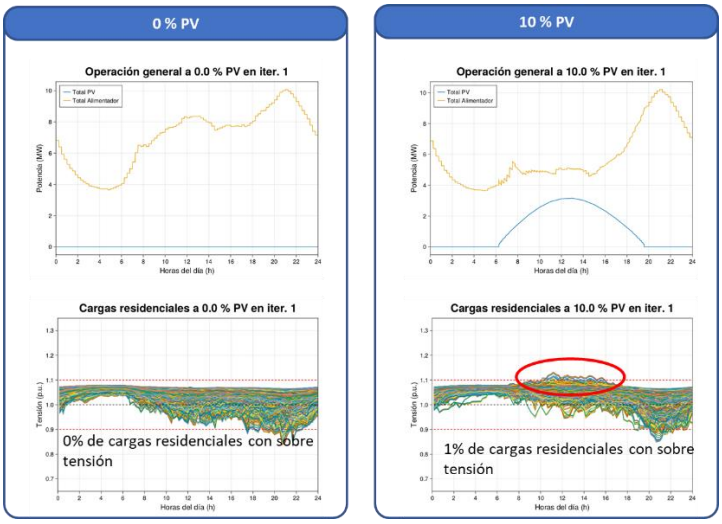


Figura 13: Operación del alimentador y perfiles de tensión para un nivel de penetración del 0% y del 10%.

La Figura 14 muestra el promedio de cada una de las métricas para diferentes niveles de penetración PV. Se observa que a medida que aumenta el nivel de penetración PV el impacto en el sistema aumenta, es decir, el porcentaje de cargas, líneas o transformadores afectados crece. Sin embargo, esta evolución no es igual para todas las métricas. Por ejemplo, para el caso de los transformadores, se observa que, el porcentaje de transformadores con problemas disminuye levemente para un 10% de penetración de sistemas fotovoltaicos comparado con el caso base. Esto se debe a que los sistemas PV alivian el consumo de las cargas residenciales, reduciendo el factor de utilización de los transformadores cercanos. Sin embargo, este efecto desaparece para niveles de penetración por sobre un 30%, a partir del cual el efecto de flujos de potencia inversos predomina, aumentando el factor de utilización de los transformadores. Finalmente se observa que, para este alimentador en particular, la capacidad de alojamiento está definida por la métrica de cargas residenciales con sobre tensión. El valor de capacidad de alojamiento del alimentador Rahue es de un 10%.

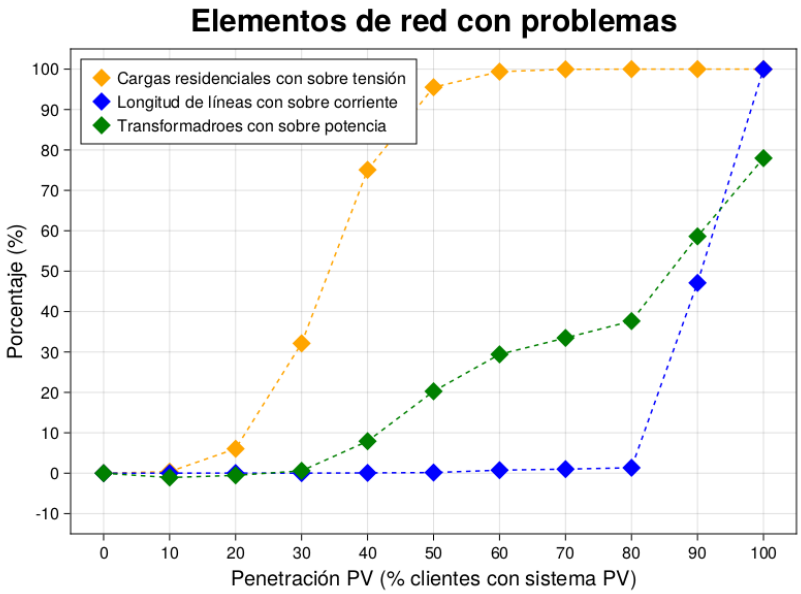


Figura 14: Evaluación de las métricas de impacto en función de la penetración PV.

El algoritmo de estimación de capacidad de alojamiento se aplicó para un set de alimentadores de la empresa SAESA. La Tabla 5 muestra los resultados obtenidos. Se observa que, para la gran mayoría de los alimentadores, el factor que limita la integración de sistemas fotovoltaicos es la capacidad de los transformadores secundarios. Notar que el alimentador Rahue es el alimentador con "id feeder"= 416.

Tabla 5: Resultados de capacidad de alojamiento por alimentador.

						Capacidad de Alojamiento				
id substa	id feeder	N buses	N líneas	N trafos	N cargas	HC Tensión Cargas	HC Corriente Lineas	HC Potencia Trafos	HC Tensión y Corrriente	HC tadas la métricas
516	403	7587	7545	116	6017	50	60	20	50	20
516	407	8504	8495	105	7086	60	60	30	60	30
516	409	1751	1665	94	1471	10	100	50	10	10
516	416	23533	23460	187	11791	10	80	30	10	10
516	418	8821	8764	132	7290	60	60	20	60	20
516	419	3068	3037	33	3508	80	100	30	80	30
518	305	5631	5542	125	4524	60	60	30	60	30
518	307	3106	3079	35	3818	60	70	40	60	40
518	323	4454	4320	143	3581	90	100	30	90	30
518	328	16333	15935	500	11896	50	70	20	50	20
592	304	14249	13514	814	10274	90	100	40	90	40
592	313	1529	1500	42	1177	80	80	40	80	40
592	333	22309	22287	246	17451	40	100	20	40	20
592	334	3811	3742	93	3272	90	90	40	90	40

7. Estimación capacidad de alojamiento FV Netbilling a nivel nacional

Con los resultados obtenidos de capacidad de alojamiento para los alimentadores de las ciudades de Osorno y Valdivia que fueron modelados, se realizó una estimación de la capacidad de alojamiento a nivel nacional en términos de potencia peak generada.

Metodología

En la Figura 15, se muestra el diagrama de flujo del algoritmo de estimación de capacidad de alojamiento a nivel nacional. Como información de entrada este algoritmo recibe los niveles de capacidad de alojamiento de los alimentadores modelados. También, se consideran como valores de entrada la información de la SEC del largo de los tramos de línea, de la ubicación geográfica de las cargas y de la potencia máxima consumida por cada alimentador del país. Para cada alimentador del país, se determina el alimentador modelado de SAESA que presenta mayor similitud en base a la información de demanda máxima y largo total, el que actuará como alimentador representativo. Luego, se estima la capacidad de alojamiento (en términos del porcentaje de clientes con soluciones fotovoltaicas) como la capacidad de alojamiento del alimentador de SAESA que lo representa. Finalmente, en base al número de clientes (cargas) por alimentador, la capacidad de alojamiento en términos del porcentaje de clientes con sistemas fotovoltaicos y la potencia peak generada por cada sistema, se determina la capacidad de alojamiento a nivel nacional en términos de potencia.

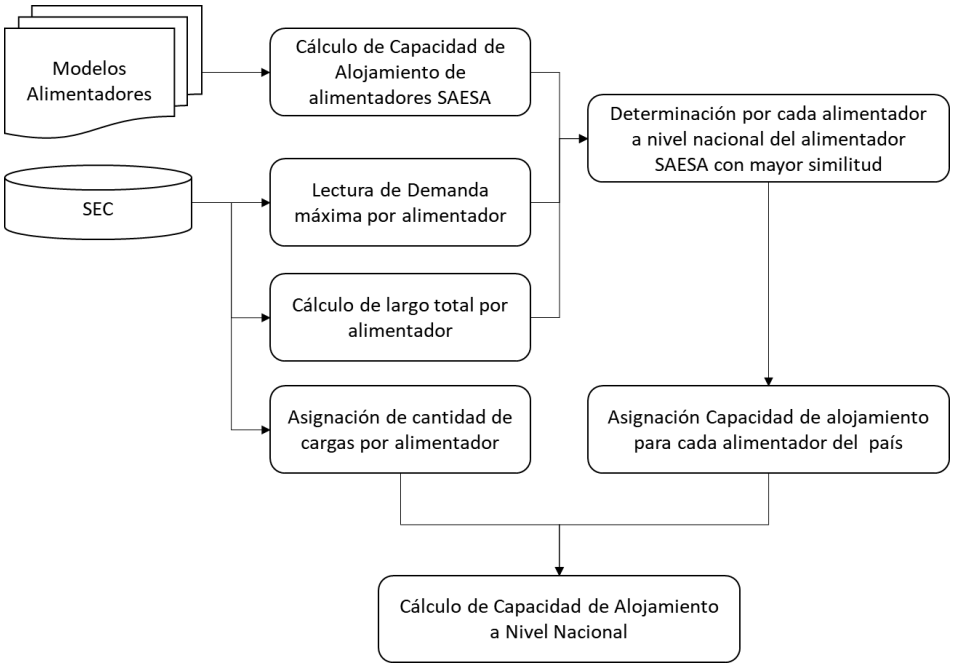


Figura 15: Diagrama de flujo metodología de estimación de Capacidad de Alojamiento a nivel nacional.

Para la determinación del alimentador modelado representativo de cada alimentador a nivel nacional, el algoritmo necesita la demanda máxima y el largo total de cada alimentador. La demanda máxima por alimentador se calcula utilizando la base de datos de la SEC. Para obtener el largo total de cada alimentador, primero se identifica para cada alimentador, los tramos que lo componen y su largo. Luego, para cada alimentador se suma el largo de todos los tramos asociados, obteniendo de esta manera el largo total por alimentador.

La información de la potencia máxima consumida y del largo total del alimentador es utilizada para determinar la similitud entre alimentadores. El *Factor de diferencia* entre un alimentador no modelado n y uno modelado m se define como:

$$Factor\ de\ diferencia = \sqrt{(P_n - P_m)^2 - (L_n - L_m)^2}$$

en donde:

L_n = *Largo total alimentador no modelado,*

L_m = *Largo total alimentador modelado,*

P_n = *Potencia máxima consumida alimentador no modelado* y

P_m = Potencia máxima consumida alimentador modelado.

Luego, el alimentador no modelado será representado por aquel alimentador modelado que presente el factor menor factor de diferencia. Para estimar la capacidad de alojamiento (en términos del porcentaje de clientes con soluciones fotovoltaicas) como la capacidad de alojamiento del alimentador de SAESA que lo representa.

Además, para calcular la capacidad de alojamiento en términos de la potencia peak generada, se debe determinar la cantidad de clientes por cada alimentador del país. Para realizar esta estimación, se utiliza un procedimiento similar al descrito en la Sección 4 de modelación automatizada. Es decir, para cada alimentador se determinan las cargas que están dentro de un radio de 100 metros de alguno de los nodos del alimentador. Si existen cargas que se encuentran dentro del área de más un alimentador, estas se asignan al alimentador que tenga el nodo más cercano a la carga.

Finalmente, para estimar la capacidad de alojamiento a nivel nacional en términos de la potencia peak generada (CH_N^P), se suma para cada alimentador n la capacidad de alojamiento en términos del porcentaje de número de clientes ($CH_n^{\%\,c}$) multiplicada por el número total de clientes del alimentador (L_n) y por la potencia peak generada por el sistema fotovoltaico (P_n^{peak}), como se muestra en la ecuación siguiente:

$$CH_N^P = \sum_{n \in N} CH_n^{\%\,c} * L_n * P_n^{peak}$$

Respecto de la potencia peak generada por el sistema fotovoltaico, en este trabajo se hace el supuesto que cada cliente instala la cantidad de paneles necesarios para cubrir los requerimientos energéticos del cliente según el recurso solar local. De este modo, se estima que la potencia peak generada por el sistema fotovoltaico es un valor entre 1 kW y 4 kW, con media de 3 kW.

Resultados

Como fue explicado anteriormente, primero se determina para cada alimentador del país, el alimentador de SAESA que lo representa, en base a la demanda máxima y largo total del alimentador. En la Figura 16, se muestra la demanda máxima versus el largo total de los alimentadores del país. En naranjo se muestran los alimentadores de SAESA modelados y en azul los demás alimentadores. La Tabla 6 muestra el número de alimentadores representado por cada uno de los alimentadores de SAESA modelados. Como se aprecia, hay alimentadores que son mucho más representativos en cantidad de alimentadores asignados. En particular, destacan los alimentadores 416 y 418, cada uno tuvo más de 90 alimentadores similares.

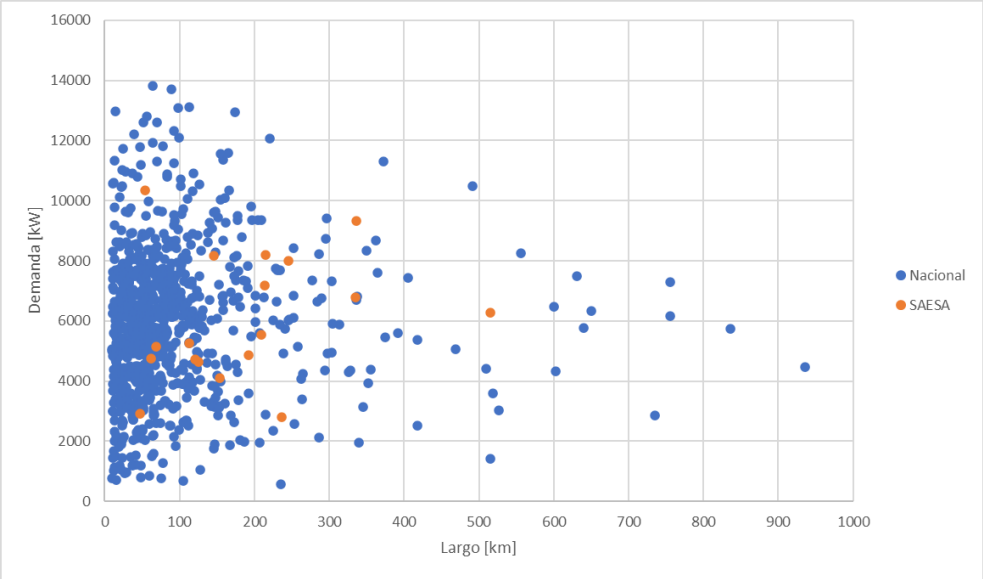


Figura 16: Demanda máxima versus largo total, en naranjo los alimentadores SAESA y en azul los demás alimentadores.

Alimentadores_SAESA	# Asignaciones
304_23	48
305_23	75
307_23	38
313_23	79
323_23	90
325_23	36
326_23	16
328_23	28
333_23	41
334_23	60
403_23	92
404_23	39
407_23	26
409_23	33
416_23	97
418_23	91
419_23	3
447_23	19

Tabla 6: Cantidad de alimentadores a nivel nacional que se les asignó la CapA de cada alimentador SAESA.

Luego, se estima la capacidad de alojamiento (en términos del porcentaje de clientes con soluciones fotovoltaicas) como la capacidad de alojamiento del alimentador modelado de SAESA que lo representa. Los valores de capacidad de alojamiento de los alimentadores están presentados en la Sección 5. En la Tabla 7 se presenta el resultado obtenido para la capacidad de alojamiento a nivel nacional considerando los problemas de voltaje, problemas térmicos y factor de utilización de los transformadores secundarios. Evaluando solo los problemas térmicos y de voltaje, se estima una capacidad de alojamiento en las redes de distribución de 12.07 GW. Si se evalúa la capacidad de alojamiento solo considerando los problemas de sobre utilización de transformadores secundarios, las redes de distribución tienen una capacidad de alojamiento de 6.55 GW. Por último, si se toma en cuenta simultáneamente las métricas de impacto de voltaje, límites térmicos y capacidad transformadores se obtiene que en Chile existe una capacidad de alojamiento en las redes de distribución para 5.76 GW.

Restricción	CapA [GW]
Problemas térmicos y de voltaje	12.07
Problemas por capacidad de transformador	6.55
Todas las restricciones	5.76

Tabla 7: Valor de capacidad de alojamiento estimada a nivel nacional para las distintas métricas de impacto.

8. Medidas de mitigación para aumentar la capacidad de alojamiento

En esta sección se presentan medidas para mitigar el efecto negativo de la penetración de generación fotovoltaica del tipo Netbilling. En particular, se estudia el impacto que tienen las medidas de mitigación en el aumento de la capacidad de alojamiento de sistemas residenciales fotovoltaicos a nivel de un alimentador. Las medidas consideradas tienen el objetivo de disminuir la tensión durante el medio día, cuándo la generación fotovoltaica es máxima y se observan problemas de sobre tensión en las cargas conectadas al alimentador. En este estudio se consideraron dos medidas de mitigación: control de la tensión en la cabecera del alimentador mediante transformadores con cambiadores de derivaciones bajo carga y control local de tensión en los puntos de conexión de los sistemas fotovoltaicos residenciales mediante la capacidad de inyección/absorción de potencia reactiva por parte sus inversores.

Regulación de tensión mediante cambiadores de derivaciones bajo carga

Los cambiadores de derivación son dispositivos que permiten seleccionar la derivación o toma de un devanado en un transformador para cambiar ligeramente la relación de espiras o relación de transformación. El cambio en la relación de transformación es normalmente +/- 10%. Habitualmente los cambiadores de derivación o taps están localizados en los devanados primarios de alta tensión, debido a que menos corriente se tiene que manejar en los cambios de la que se manejaría si se localizarán en el devanado de baja tensión. El cambiador de derivación bajo carga (CDBC), también conocido como On-Load TapChanger (OLTC), es un dispositivo electromecánico que permite hacer el cambio de taps sin necesidad de desconectar el transformador y por ende puede operar bajo carga. En el contexto de integración de generación distribuida, el CDBC se usa para reducir la tensión en el lado de baja del transformador de la cabecera del alimentador en los periodos de tiempo en que la generación fotovoltaica sea alta y por ende la tensión en el sistema también lo sea.

En la plataforma computacional se implementó una estrategia de control básica para evaluar el potencial impacto que tendría esta medida de mitigación en el aumento de capacidad de alojamiento a nivel de un alimentador. La estrategia de control consiste en reducir la tensión del alimentador durante el bloque horario en torno al medio día, en donde la generación solar es máxima. La relación de transformación se ajustó de forma tal de reducir al máximo la sobre tensión sin que esto conlleve problemas de baja tensión y considerando la restricción de cambio de derivación máxima que permite este tipo de equipos.

El impacto de esta medida de mitigación fue evaluado en el alimentador Rahue de la subestación Osorno. La Figura 17 muestra la operación del alimentador con un 10% de clientes con sistemas fotovoltaicos. En la figura se compara la operación considerando a dos escenarios: con medida de

mitigación y sin medida de mitigación. Se puede observar, en los resultados de la izquierda, que sin control de tap la tensión en los puntos de conexión de los clientes (en baja tensión) aumenta debido a la mayor generación fotovoltaica. Por otro lado, como se ve en los gráficos de la derecha, el cambio de derivación permite reducir considerablemente la tensión del sistema permitiendo reducir la tensión máxima, ubicándola por debajo del límite máximo permitido.

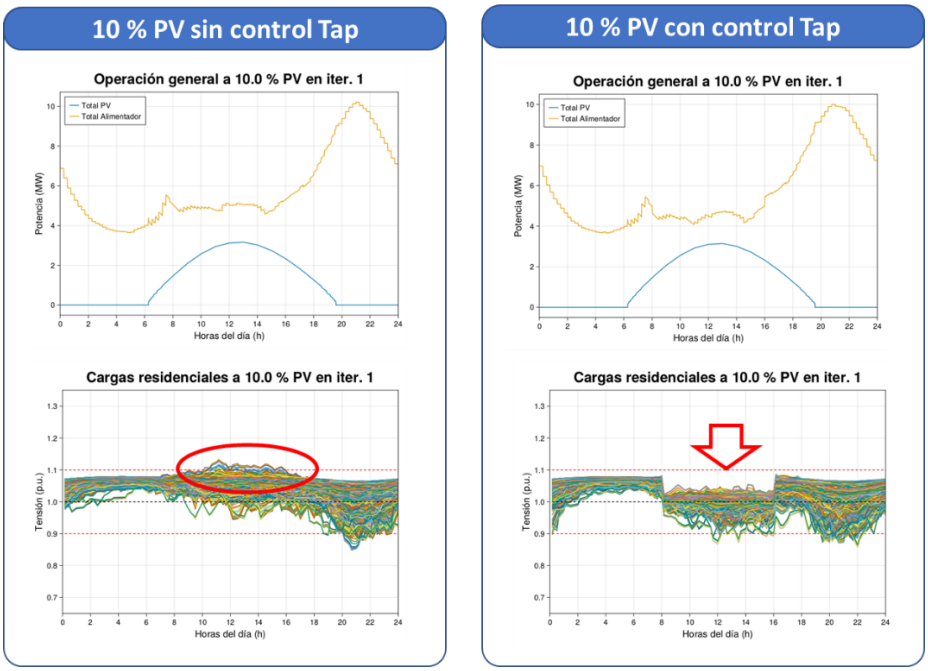


Figura 17: Operación del sistema para un 10% de nivel de penetración fotovoltaica sin medidas de mitigación (izquierda) y con medida de mitigación control de derivaciones en transformador en subestación (derecha).

Este ejercicio se realizó para diferentes niveles de penetración fotovoltaica. Los resultados se pueden observar en la Figura 18, que muestra el porcentaje de cargas residenciales con problemas de sobre tensión en función del nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos residenciales. Sin control de tap se observa que la penetración máxima es de un 10% de clientes. Por otro lado, cuando el control de tap es habilitado, la capacidad de alojamiento aumenta a un 20%, es decir al doble de clientes.

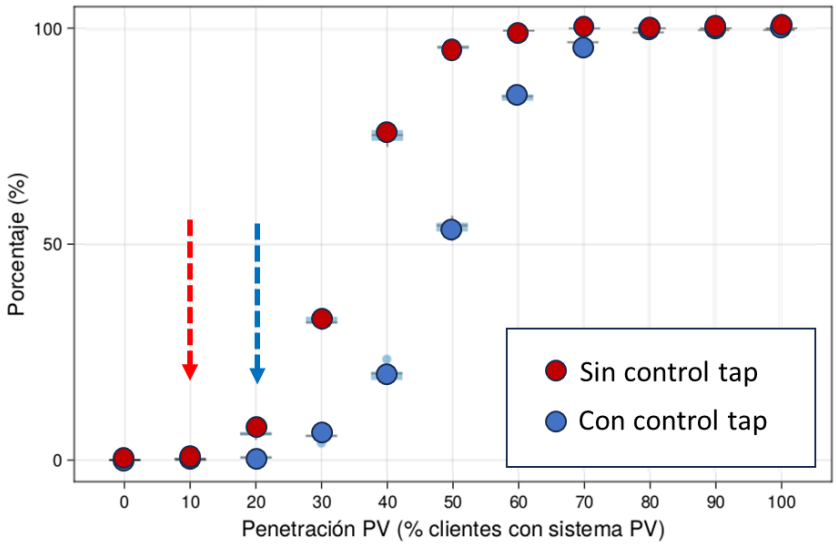


Figura 18: Porcentaje de cargas residenciales con problemas de sobre tensión para el escenario sin mitigación y con mitigación.

Regulación de tensión mediante inyección/absorción de potencia reactiva

Los inversores fotovoltaicos normalmente operan con factor de potencia unitario. Esto significa que el total de la potencia inyectada a la red de distribución corresponde a potencia activa. Sin embargo, esta no es la única forma de operación de los inversores fotovoltaicos ya que esto equipos son capaces de inyectar o absorber potencia reactiva. Esta funcionalidad se le conoce como control Volt-Var y en la actualidad está presente en la mayoría de los inversores comerciales. Así, en el contexto de integración de generación distribuida, la inyección/absorción de reactivos puede ser utilizada para reducir localmente la sobre tensión provocada por la generación fotovoltaica.

En la plataforma computacional se implementó una estrategia de control básica para evaluar el potencial impacto que tendría esta medida de mitigación en la reducción de la sobre tensión en un alimentador. La estrategia consiste en configurar, para cada inversor, una curva que determina la cantidad de reactivos a inyectar/absorber en función del nivel de tensión medidos en el punto de conexión. Si la tensión local está sobre la tensión nominal entonces el inversor absorbe reactivos. Por otro lado, si la tensión está por debajo de la tensión nominal el inversor inyecta reactivos a la red de distribución. Además, se configuró una banda muerta, es decir, que cuando la tensión está muy cerca a la tensión nominal el equipo no inyecta ni absorbe reactivos. Cabe notar que esta medida de mitigación tiene la ventaja de que no requiere de una infraestructura de comunicaciones para su implementación dado que basa su estrategia en el monitoreo local de cada inversor.

Esta medida de mitigación fue evaluada para el caso del alimentador Rahue, de la subestación Osorno. La Figura 19 muestra los resultados de la operación simulada del alimentador para un 20%

de penetración de clientes con sistemas fotovoltaicos residenciales. Se puede observar que esta medida de mitigación, para este caso particular, logra reducir considerablemente el porcentaje de clientes con problemas de sobre tensión en horarios en donde la generación fotovoltaica es máxima.

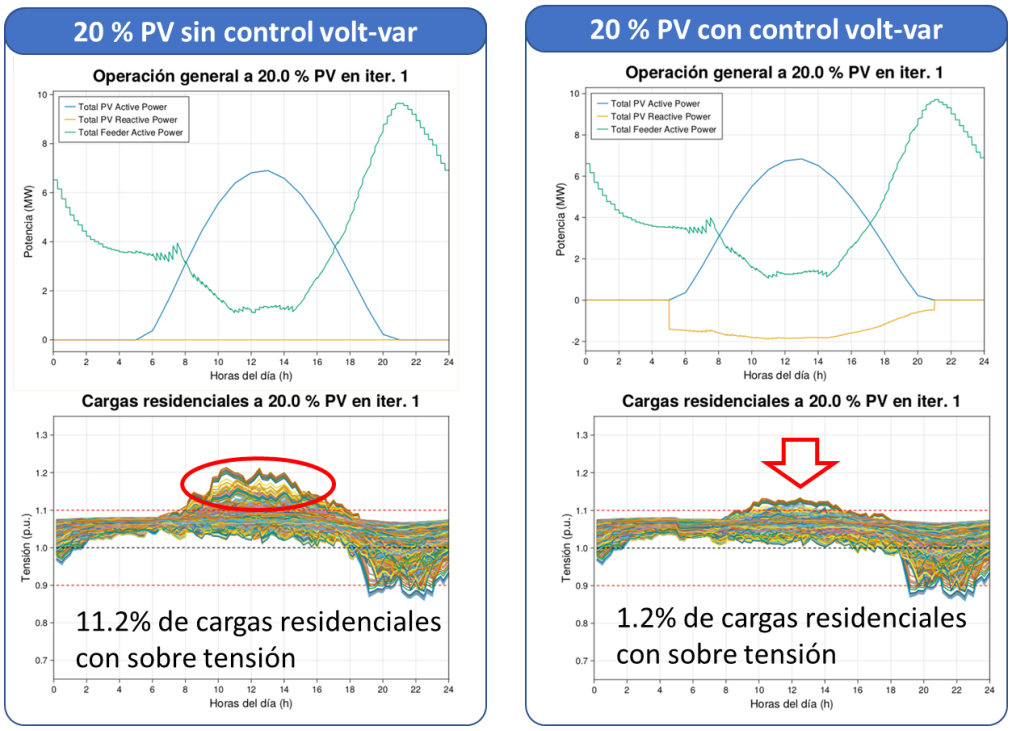


Figura 19: Operación del sistema para un 20% de nivel de penetración fotovoltaica sin medidas de mitigación (izquierda) y con medida de mitigación control volt-Var local (derecha).

9. Conclusiones

El presente informe da cuenta del trabajo realizado para la Cátedra de Investigación Industria CENTRA – ACESOL "Análisis y Herramientas para la Integración Eficiente de Recursos Energéticos Distribuidos en Chile". En este se puede apreciar el cumplimiento del objetivo general del proyecto en su primer año de ejecución (continuidad a evaluar por parte del mandante). En efecto, se logró desarrollar una plataforma computacional que permite la evaluación de capacidad de alojamiento de generación distribuida solar en redes de distribución eléctrica, a través de una modelación integral que incluye tanto las redes de baja como las de media tensión (MT-BT), permitiendo capturar las interacciones entre distintos niveles de voltaje. Esta plataforma no solo habilita la ejecución de este tipo de análisis para alimentadores específicos, y la evaluación de proyectos de generación distribuida puntuales, sino que también permite realizar estimaciones de capacidad de alojamiento a nivel regional o de país en base a la extrapolación de resultados previamente obtenidos para alimentadores tipo.

Para lograr este objetivo, se cumplió cada uno de los objetivos específicos. Comenzando por entregar una revisión bibliográfica atingente a las metodologías, herramientas y experiencias internacionales respecto a estimación de capacidad de alojamiento de generación distribuida. Lo anterior fue reflejado en el Informe de Avance 1 de mayo 2022 y no se incluye en el presente informe. En lo referente al desarrollo de la plataforma, esta quedó completamente operativa en cada una de sus etapas propuestas, destacando las siguientes características:

- Se automatiza la creación de modelos de red de distribución integrada MT-BT en base a información técnica estructurada, permitiendo ejecución de flujos de potencia en software libre. Además, se desarrolla un algoritmo de asignación de cargas (perfiles) en las redes que permite la validación de dichos modelos eléctricos comparando con lecturas de potencia en cabecera del alimentador.
- Se desarrolla herramienta computacional para el análisis estocástico de capacidad de alojamiento de generación distribuida fotovoltaica a nivel de alimentadores.
- Se propone e implementa una metodología para la estimación de capacidad de alojamiento de generación distribuida fotovoltaica a nivel regional o país en base a resultados de alimentadores MT-BT tipo.
- Se desarrolla herramienta computacional para la evaluación de medidas de mitigación que permitan aumentar la capacidad de alojamiento de generación distribuida fotovoltaica a nivel de alimentadores.

En lo referente a capacidad de alojamiento Netbilling en alimentadores MT-BT modelados, se encontraron valores que van entre 10 y 40% (capacidad de alojamiento definida como la cantidad

de clientes con sistema fotovoltaico). A nivel país, la metodología propuesta resulta en una estimación de unos 6 GW de potencia Netbilling a poder instalar sin llegar a violar restricciones de voltaje o corriente en líneas ni transformadores. Para desbloquear aún mayores niveles de capacidad de alojamiento se sugiere explorar alternativas de mitigación de problemas técnicos. Estas evaluaciones se proponen como trabajo futuro a continuación.

En lo referente a las medidas de mitigación, se evaluó el impacto del control de la tensión en la cabecera del alimentador mediante transformadores con cambiadores de derivaciones bajo carga y control local de tensión en los puntos de conexión de los sistemas fotovoltaicos residenciales mediante la capacidad de inyección/absorción de potencia reactiva por parte sus inversores. Ambas medidas logran reducir tensión en los nodos del alimentador en horarios donde la generación distribuida fotovoltaica es máxima. Para el caso de control de tensión en la cabecera mediante cambiadores de derivaciones bajo carga, se observa que su utilización permite aumentar al doble la cantidad de clientes que pueden instalar sistemas fotovoltaicos sin que esto produzca un efecto nocivo para el sistema. Por otro lado, se mostró la configuración inteligente de control local Volt-Var de los inversores permite reducir la tensión de forma efectiva.

Finalmente, en función de los resultados del año 1 de ejecución de la IRC CENTRA-ACESOL, y de la realimentación continua recibida por ACESOL y sus asociados en reuniones de seguimiento del proyecto, se pueden identificar un conjunto de nuevas herramientas y casos de uso de fácil extensión sobre los desarrollos reportados en el presente informe. En específico, se han definido las siguientes tareas para trabajo futuro inmediato, en una potencial extensión del proyecto al segundo año de ejecución:

1. Estimación de capacidad de alojamiento para proyectos específicos: Las herramientas computacionales desarrolladas permiten realizar análisis de capacidad de alojamiento para alimentadores específicos y estimaciones a nivel nacional mediante la automatización de rutinas de simulación específicas. Sin embargo, en su estado actual de desarrollo no considera el análisis de proyectos de generación distribuida con ubicación específica en un alimentador de manera automatizada. Luego, una extensión directa de la plataforma consiste en la definición de un caso de uso correspondiente a la evaluación de proyectos específicos por parte de desarrolladores, en línea con los análisis solicitados por las empresas distribuidoras para proyectos de mayor impacto.
2. Gemelos digitales: Las herramientas desarrolladas permiten simular la operación real de los alimentadores modelados con alto grado de precisión, si se cuenta con datos de entrada de la operación real. Luego, una extensión de la cátedra y sus resultados consiste en entrenar algoritmos de inteligencia artificial para la estimación de variables operacionales en base a un conjunto reducido de mediciones directas de la operación real, para distintos escenarios de operación e integración de recursos energéticos distribuidos, configurando de esta

forma gemelos digitales de alimentadores para monitorear el desempeño de variables relevantes.

La continuidad de la IRC CENTRA-ACESOL en su segundo año de ejecución permitiría abordar estos y otros desafíos pendientes, en línea con su motivación original de generar herramientas para facilitar la integración eficiente y segura de recursos distribuidos en Chile.