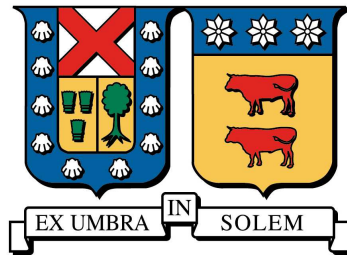


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO - CHILE



**PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE EXPANSIÓN DE
TRANSMISIÓN ZONAL Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
CONSIDERANDO EL DESARROLLO DE PROYECTOS PMGD**

DIEGO ALONSO LEYTON CRUZ

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**PROFESORES GUÍAS: Ing. DANILO ZURITA OYARZÚN.
 Ph.D. ESTEBAN GIL SAGAS.**

DICIEMBRE 2017

"La vida está bien si no te rindes"

-Carlos Rodríguez (Nekro)

Agradecimientos

Agradezco a los proyectos Fondecyt 1151270 y Basal FB008, Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E). Quiero agradecer al profesor Esteban Gil por su disposición y cordialidad en guiar este trabajo. A la ingeniera Aura Rearte por su colaboración y ayuda en este proceso. Doy gracias al profesor Danilo Zurita, quien fue un pilar fundamental para la realización de esta memoria, por su confianza, apoyo, tiempo y disposición de enseñar.

A quienes amo con mi vida: mi madre Silvia, mi hermano Rodrigo, por su cariño y compañía, mi negra hermosa Elizabeth, por su apoyo, amor y comprensión, mis amigos de la universidad y de la vida; a mis perros, los que están y los que se fueron. Jamás podré agradecerles. Si en momentos donde el alma aprieta y el mundo te exige que pienses, estuvieron ahí; si en algún momento hicieron que la realidad me doliera menos, les debo la vida.

En esta sección de no agradecimientos a los que amo hay una mujer que merece mención honrosa. Te conozco, debes sentirte orgullosa de donde llegamos Rodrigo y yo, pero con todo lo que te amo no permitiré que vuelvas a celebrar un triunfo de nosotros, hoy el orgulloso soy yo y es de tenerte a ti. No serías la primera ni la última en escapar de todo y era fácil pero no dudaste. La vida te ha dado dos empujones de frente, por cada paso que intentaste dar y seguiste intentándolo, yo viví parte de eso contigo pero tu además de eso fuiste mi apoyo. Tu eres la que ha dado todo sin pensar en si misma, tu eres la que dejó de lado su bienestar y proyectos por nosotros. Hoy no quiero agradecerte por todo eso por que no podría y tu sabes bien que esas cosas no se agradecen porque nacen sin pedir las ni esperar algo a cambio. Hoy ocupo esta página a libre disposición para decirte lo que te digo todos los días cuando me despido. Te amo.

Diego Leyton Cruz.

Resumen

El alto ingreso de pequeños medios de generación distribuida (PMGD), en las redes de distribución, provoca congestiones en estas, pudiendo incluso extenderse hacia el sistema de transmisión zonal. Esto se debe a que las redes mencionadas fueron diseñadas y planificadas con el fin de abastecer la demanda de energía, sin embargo se comportan de forma reactiva frente al ingreso de este tipo de proyectos.

La inyección de energía en las redes de distribución puede provocar que se inviertan los flujos de potencia y se supere la capacidad de transmisión de equipos y líneas aguas arriba de las redes de distribución. Este efecto provoca el desacople de costos marginales del sistema y limitaciones para la generación de proyectos PMGD.

Ante esta situación, este trabajo de título abarca la problemática de forma separada para la red de distribución y transmisión zonal. En cuanto a la red de distribución se proponen cambios a la actual Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO de PMGD), que otorguen una visión más realista de los impactos en la red debido a la conexión de estos proyectos. Por otra parte, para la red de transmisión zonal se propone una nueva metodología de planificación, basada en la evaluación económica del vertimiento de energía, que establezca criterios para la evaluación de refuerzos y expansiones en esta red. Esta nueva metodología será contrastada cualitativamente respecto de la evaluación de costos operacionales de proyectos PMGD estableciendo ventajas y desventajas comparativas para ambas metodologías.

En la simulación de los casos de estudio se utiliza el software DIGSILENT®, donde se ejecutan flujos de potencia para distintos escenarios. Para el caso de distribución se utiliza un modelo de parte de la red de distribución de Lebu (región del Bío Bío), perteneciente a la zona Sur del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), anteriormente conocido como Sistema Interconectado Central (SIC), donde se evalúan las obras adicionales necesarias para descongestionar el sistema dado el ingreso de dos PMGD eólicos, esto según los criterios que establece la NTCO de PMGD y las modificaciones normativas que se proponen. Por otra parte para la red de transmisión zonal se utiliza la base de datos del SIC actualizada en febrero del año 2017. En este caso se determina el costo económico del vertimiento de energía, proyectado hasta el año 2030, producto del ingreso de PMGD eólicos en la zona de Lebu. Con el fin de evaluar la rentabilidad de las obras de expansión, técnicamente necesarias para la descongestión del sistema zonal, se compara el valor económico del vertimiento energético, con el costo de dichas obras, durante el periodo de estudio. Junto con eso, para estimar el perfil de generación de estos PMGD se utilizan datos horarios del explorador eólico de la Universidad de Chile. El costo marginal presente se obtiene de la operación real del sistema y la proyección de estos la entrega el

informe para la fijación precios de nudo de corto plazo.

Los resultados de este estudio establecen nuevos criterios para la evaluación de obras adicionales y de expansión del sistema eléctrico, las cuales serán financiadas mediante la recuperación de ingresos no percibidos en el mediano plazo. Estos resultados buscan integrar criterios a la planificación de sistemas de distribución y planificación zonal, que entreguen una visión proactiva frente al desarrollo de proyectos PMGD, a fin de preparar estas redes frente a estos cambios y evitar limitaciones en la generación de este tipo de proyectos.

Palabras claves: PMGD, Congestión en sistemas eléctricos de potencia, SIC, vertimiento de energía, costo marginal de energía

Abstract

The high penetration of small distributed generation resources (known by its Spanish acronym PMGD) causes congestion in the distribution networks, and may even extend to the zonal transmission system. This is because the aforementioned systems were designed and planned in order to supply the energy demand. However, they behave reactively against the entry of this type of projects.

The injection of energy into the distribution networks can cause the power flows to be reversed and the transmission capacity of equipment and lines upstream be exceeded. This effect implies the decoupling of marginal costs from the system and limitations for the generation of PMGD projects.

Given this situation, this final graduate project covers the problem separately for the network of distribution and for the zonal transmission. Regarding the distribution network, changes are proposed to the current PMGD Connection and Operation Technical Standard (PMGD's NTCO) that provide a more realistic view of the impacts on the network due to the connection of these resources. On the other hand, a new planning methodology is proposed for the zonal transmission network, based on the economic evaluation of the dump energy, which establishes criteria for the evaluation of reinforcements and expansions in this network. This new methodology will be contrasted qualitatively with respect to the evaluation of operational costs of PMGD projects, establishing comparative advantages and disadvantages for both methodologies.

In the simulation of the case studies, the DigSILENT software is used, where power flows are executed for different scenarios. For the case of distribution, a model is used from part of the Lebu network (Bio Bio region), belonging to the southern area of the National Electrical System (known by its Spanish acronym SEN), formerly known as Central Interconnected System (known by its Spanish acronym SIC), where the additional works needed to decongest the system are evaluated given the entry of two wind PMGD. This according to the criteria established by the NTCO of PMGD and the regulatory changes that are proposed. On the other hand, for the zonal transmission network, the SIC database updated in February of the year 2017 is used. In this case, the economic cost of the dump energy resulting from the income of PMGD wind farms in the Lebu area is determined until the year 2030. In order to evaluate the profitability of the expansion works technically necessary for the decongestion of the zonal system, the economic value of the energy discharge is compared with the cost of said works during the study period. Along with that, to estimate the generation profile of these PMGD, hourly data from the wind explorer of the University of Chile are used. The present marginal cost is obtained from the actual operation of the system and the projection of these is delivered by the report for the fixing of short-term node prices.

The results of this study establish new criteria for the evaluation of additional works and expansion

of the electric system, which will be financed by the recovery of income not received in the medium term. These results seek to integrate criteria to the planning of distribution systems and zonal planning, which provide a proactive vision against the development of PMGD projects, in order to prepare these networks against these changes and avoid limitations in the generation of this type of projects.

Keywords: PMGD, congestion in power electrical systems, SIC, dump energy, marginal cost of energy.

Glosario

SIC	Sistema Interconectado Central
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
PMI	Potencia máxima de inyección
ICC	Informe de Criterios de Conexión
SCR	Solicitud de Conexión a la Red
NTCO	Norma Técnica de Conexión y Operación
CNE	Comisión Nacional de Energía
VAD	Valor Agregado por concepto de Distribución
VAN	Valor Actual Neto
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
P	Potencia Activa en MW
Q	Potencia Reactiva en MVAR
TIR	Tasa Interna de Retorno
CPUC	Comisión de servicios públicos de California
CEC	Comisión de energía de California
IEPR	Reporte de Políticas Energéticas Integradas
CAISO	Operador Independiente de California
LTPP	Proceso de Planificación para la Transmisión
EPE	Empresa de Pesquisa Energética de Brasil
MME	Ministerio de minas y Energía de Brasil
PDE	Plan Decenal de Expansión Energética
PNE	Plan Nacional de Energía
PET	Programa de Expansión de Transmisión
ONS	Operador Nacional del Sistema
PAR	Plan de Ampliaciones y Refuerzos
PRODIST	Procedimientos de Distribución
SDAT	Sistema de Distribución de Alta Tensión
SDMT	Sistema de Distribución de Media Tensión
SDBT	Sistema de Distribución de Baja Tensión
PDD	Plan de Desarrollo de Distribución

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.2. Alcance	2
1.3. Estructura del documento	2
2. PMGD y redes eléctricas	4
2.1. Introducción	4
2.2. Chile	5
2.2.1. Marco regulatorio en transmisión	5
2.2.2. Actual proceso reglamentario de la ley de transmisión	7
2.2.3. Marco regulatorio en distribución	8
2.2.4. Actual proceso legislativo para la red de distribución	14
2.2.5. Proceso normativo para la calidad de servicio en la red de distribución	16
2.2.6. Caracterización y problemáticas de la actual metodología de planificación	17
2.3. Experiencias internacionales	19
2.3.1. Alemania	21
2.3.2. Estados Unidos - California	26
2.3.3. Brasil	30
2.4. Conclusiones	33
3. Propuesta metodológica de planificación	35
3.1. Introducción	35
3.2. Red de Distribución	36
3.2.1. Propuesta de cambios normativos	36
3.2.2. Modelo implementado para distribución	38

3.2.3.	Caso de estudio	40
3.2.4.	Resultados y análisis	41
3.2.5.	Análisis económico de obras adicionales en la subestación primaria	47
3.3.	Red de Transmisión zonal	49
3.3.1.	Propuesta metodológica de planificación	49
3.3.2.	Modelo y datos utilizados para transmisión zonal	50
3.3.3.	Caso de estudio	53
3.3.4.	Resultados y análisis	55
4.	Conclusiones	65
4.1.	Líneas de trabajos futuros y recomendaciones	69
	Bibliografía	70
	Anexos	75
A.	Resumen Ejecutivo	76
B.	Datos utilizados para simulación en modelo de transmisión zonal	82
B.1.	Generación bruta horaria SIC	82
B.2.	Perfil de generación horario	84
B.3.	Factores de ponderación para la proyección de costos marginales	84
C.	Código de programación para la automatización de simulaciones	87
D.	Detalle de resultados de simulaciones modelo de distribución	89
E.	Detalle de resultados de simulaciones en transmisión zonal	90
E.1.	Detalle de resultados de energía vertida y costo del vertimiento anual	90

Índice de tablas

3.1. Características principales de la carga total asociada a cada alimentador.	39
3.2. Datos técnicos de transformadores de la subestación Lebu para el modelo de distribución (para T2 se presentan los datos de uno de los dos transformadores en paralelo). .	39
3.3. Datos técnicos de las unidades generadores de Lebu III y El Arrebol en modelo de distribución.	40
3.4. Datos técnicos de las unidades de generación de la central térmica Lebu en el modelo de distribución.	40
3.5. Características de transformador para ampliación en capacidad de T1 a 16 MVA. Valor unitario en dólares e incluye el valor de montaje.	48
3.6. Características de transformador para ampliación en capacidad de T2 a 16 MVA. Valor unitario en dólares e incluye el valor de montaje.	48
3.7. Características de transformador para ampliación en capacidad de T1 a 22 MVA. Valor unitario en dólares e incluye el valor de montaje.	48
3.8. Horas de demanda alta, media y baja para cada día de la semana.	52
3.9. Energía vertida anual y acumulada desde el año 2017 al año 2030.	56
3.10. Características de transformadores cotizados. Costo total de inversión está en dólares e incluye el valor de montaje.	57
3.11. Características del conductor cotizado. Costo total de inversión está en dólares e incluye el valor de montaje.	58
3.12. Características de estructuras cotizadas para las líneas. Costo total de inversión está en dólares e incluye valor de montaje.	58
3.13. Características de aislantes cotizados para las líneas. Costo total de inversión está en dólares e incluye valor de montaje.	58
3.14. Características de cable de guardia cotizado para la línea. Costo total de inversión está en dólares e incluye costo de montaje.	59
3.15. Detalle de costo de inversión en dólares para la construcción de una línea paralela a la actual línea Tres Pinos - Lebu.	59

3.16. Flujo de caja para la ampliación en la capacidad de los transformadores de la subestación Lebu a 20 MVA cada uno (propuesta 1). Los valores monetarios se encuentran en dólares referidos al año 2017.	61
3.17. Flujo de caja para construcción de una línea paralela a la línea Tres Pinos - Lebu y ampliación de los transformadores de la subestación Lebu a 20 MVA (propuesta 1 y 2). Los valores monetarios se encuentran en dólares, referidos al año 2017	61
4.1. Resumen de cambios propuestos al marco regulatorio nacional, indicando el organismo regulador responsable.	68
4.2. VAN y TIR para los flujos de caja de las propuestas de inversión para la expansión de transmisión zonal.	81
4.3. Factores de ponderación para los costos marginales de todos los meses, desde el año 2018 al 2024	85
4.4. Factores de ponderación para los costos marginales de todos los meses, desde el año 2025 al 2030	85
4.5. Detalle de resultados para los Casos 1 y 2 en el modelo de distribución.	89
4.6. Energía vertida, mensual y anual desde el año 2017 al 2023.	90
4.7. Energía vertida, mensual y anual desde el año 2024 al 2030.	90

Índice de figuras

2.1. Descripción del proceso de conexión para un proyecto PMGD de impacto no significativo. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11]).	12
2.2. Descripción del proceso de conexión para un proyecto PMGD de impacto significativo. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11]).	13
2.3. Evolución de la generación distribuida proveniente de recursos renovables en Alemania. (Fuente: Energy Policy Research Group of University of Cambridge [13]).	20
2.4. Capacidad de generación instalada proveniente de generación distribuida no residencial mediante energía solar en California. (Fuente: California Distributed Generation Statistics [14]).	21
3.1. Estadísticas del proceso de conexión de PMGD para el año 2017. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11]).	37
3.2. Diagrama unilineal simplificado del sistema de distribución utilizado. (Fuente: Elaboración propia)	39
3.3. Niveles de sobrecarga de transformadores T1 y T2 considerando únicamente proyectos en el alimentador de conexión, para los escenarios de demanda máxima y mínima. (Fuente: Elaboración propia)	42
3.4. Niveles de carga de transformadores T1 y T2 considerando únicamente proyectos en el alimentador de conexión, y obras adicionales para el Caso 1. (Fuente: Elaboración propia)	43
3.5. Niveles de carga para los transformadores T1 y T2, considerando la operación de ambos PMGD y los escenarios Dmin A L, Dmin A L.1 y Dmin A L2. (Fuente: Elaboración propia)	44
3.6. Mapa de parte del SIC, donde se destacan las subestaciones Lebu, Horcones y Coronel. (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional - SIC)	50
3.7. Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión zonal utilizado. (Fuente: Elaboración propia)	51
3.8. Costo acumulado y anual del vertimiento de energía, en dólares referidos al año 2017, por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu. (Fuente: Elaboración propia)	56

4.1. Evolución de proyectos PMGD durante el periodo 2007 - 2017. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11].)	77
4.2. Comparación entre las obras de conexión según lo establecido por la norma y propuesta normativa, para el escenario donde operan PMGD en todos los alimentadores. (Fuente: Elaboración propia)	79
4.3. Vertimiento de energía anual y acumulado en dólares de valor presente. (Fuente: Elaboración propia)	80
4.4. Generación bruta promedio del SIC para días laborales, durante el mes de agosto del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)	82
4.5. Generación bruta promedio del SIC para el día sábado, durante el mes de agosto del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)	83
4.6. Generación bruta promedio del SIC para el día domingo, durante el mes de agosto del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)	83
4.7. Perfil de generación horario para una potencia instalada de 40 MW. (Fuente: Elaboración propia)	84
4.8. Proyección de costos marginales mensuales, utilizada para obtener los factores que ponderan los costos marginales horarios del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)	86
4.9. Costo anual para los meses de mayor vertimiento de energía, en dólares referidos al año 2017, por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu. (Fuente: Elaboración propia)	91
4.10. Costo anual para los meses de menor vertimiento de energía, en dólares referidos al año 2017, por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu. (Fuente: Elaboración propia)	91

Capítulo 1

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia fueron planificados considerando una generación centralizada y centros de consumo alejados de la generación. Bajo este diseño los sistemas de transmisión tienen la función, valga la redundancia, de transmitir la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo ya sea industriales o urbanos. Análogamente, las redes de distribución cumplen con criterios de diseño para abastecer la demanda de energía. Estos criterios se identifican en el dimensionamiento de transformadores o el cambio de sección y por consiguiente capacidad de transporte de potencia de los alimentadores de estos sistemas, capacidad que disminuye a medida que el tramo del alimentador se aleja de la subestación primaria. Hoy existe un cambio de paradigma en el diseño de las redes de distribución y de transmisión, esto por el desarrollo de proyectos de generación distribuida, lo que hace necesario un cambio en la planificación de estas redes, con el fin de incluir de forma eficiente a nuevos agentes como la inyección de generación distribuida.

Durante la última década, la capacidad de generación instalada, proveniente de proyectos PMGD ha aumentado desde 24 MW hasta 441 MW para el año 2017, capacidad que esta conformada por 158 proyectos en operación [11]. Dado este creciente desarrollo de la generación distribuida a nivel nacional, resulta necesario rediseñar, de forma proactiva, las redes eléctricas con el fin de anticipar obras de expansión frente a este fenómeno.

Este trabajo abarca de forma separada la red de distribución y transmisión zonal, para el primer sistema se propone un cambio en la norma que regula el proceso de conexión de PMGD a fin de agregar eficiencia a las obras de conexión y por tanto de expansión de la red. En cuando a la transmisión zonal se propone una metodología de planificación, basada en la valorización del vertimiento de energía, para este sistema, considerando el desarrollo de proyectos PMGD, con el fin de evitar congestiones en el sistema y por consiguiente limitaciones en la generación de este tipo de proyectos.

1.1. Objetivos

- Identificar obstáculos en la metodología actual y normativas relacionadas para realizar la planificación del sistema de transmisión zonal y de distribución considerando proyectos PMGD
- Proponer en base a la literatura disponible una metodología alternativa para la planificación de la transmisión zonal y del sistema de distribución eléctrica con el fin de solucionar problemas en el modelamiento de PMGD.
- Implementar el método propuesto de planificación del sistema de transmisión zonal y distribución para considerar el desarrollo de proyectos PMGD.
- Comparar bajo criterios técnicos y económicos las metodologías actual y propuestas de planificación de los sistemas de transmisión zonal y distribución.

1.2. Alcance

- Se limitó el alcance de este estudio para el caso de distribución a la propuesta de modificaciones normativas en la NTCO de PMGD, esto debido a que el objetivo fijado en un comienzo incluye aspectos del sistema que escapan de los alcances de este trabajo.
- Para los casos de estudio se consideran PMGD provenientes de recursos eólicos.
- La comparación entre la metodología actual y propuesta para la transmisión zonal se realiza de forma cualitativa.
- Las propuestas de inversión consideran como criterio técnico la disminución en la sobrecarga de los equipos originales.

1.3. Estructura del documento

En el capítulo 2, se presenta el marco teórico del tema de estudio. Este capítulo incluye el marco regulatorio nacional además de procesos normativos y legislativos vigentes. Además se revisan los marcos regulatorios y metodologías de planificación de redes eléctricas de Alemania, Estados Unidos (California) y Brasil. Por último se caracteriza la planificación nacional y destacan aspectos relevantes de las experiencias internacionales.

En el Capítulo 3, se plantean los cambios normativos para la red de distribución y la metodología para la red de transmisión zonal. Junto con ello se presentan los modelos implementados, casos de estudio y consideraciones realizadas para la obtención de resultados.

El capítulo 4, muestra los resultados obtenidos para la red de distribución y transmisión zonal junto con el análisis de ellos.

Por último en el capítulo 5 se presentan las conclusiones obtenidas de este trabajo además se sugieren líneas de trabajo futuro y recomendaciones.

Capítulo 2

PMGD y redes eléctricas

2.1. Introducción

Los PMGD, según la normativa vigente [2], corresponden a *“los medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts y mayores a 100 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público”*.

Como se explicita en la definición anterior los PMGD se conectan a la red de distribución eléctrica. Sin embargo, como es de esperar, las repercusiones de la conexión de este tipo de proyecto impactan tanto al sistema de distribución como al de transmisión en la red eléctrica. Pudiéndose evidenciar diversos efectos tales como el aumento o disminución de pérdidas del sistema, modificaciones en los requerimientos de los sistemas de protección, variaciones de tensión, entre otros [3]. Además de lo mencionado anteriormente, en las redes eléctricas que no se encuentran preparadas frente a una creciente penetración de proyectos PMGD, se evidencian problemas de congestión en subestaciones primarias y líneas de transmisión, esto por la inversión de los flujos de potencia. En Chile, entre los años 2010 y 2015 los transformadores con flujo de energía invertido aumentaron en un 322 % [4].

Ante este escenario resulta de gran importancia considerar en la modelación de sistemas, la transmisión y distribución al evaluar proyectos de generación distribuida [5] y junto con ello establecer marcos regulatorios apropiados que permitan la habilitación de nuevos servicios, además de la incorporación de nuevos agentes y tecnologías al mercado eléctrico, como la penetración de proyectos PMGD.

En el presente capítulo se revisa la literatura nacional e internacional respecto a los marcos regulatorios y metodologías de planificación de los sistemas eléctricos, con el fin de contextualizar la

situación actual referente a la penetración de proyectos PMGD en la planificación de las redes eléctricas, además de caracterizar e identificar problemáticas de la metodología de planificación actual y visualizar posibles soluciones de las experiencias internacionales en el tema.

2.2. Chile

2.2.1. Marco regulatorio en transmisión

El año 2016 se promulga la nueva ley de transmisión eléctrica (ley N°20936)[6]. Mediante esta legislación se añaden modificaciones al decreto con fuerza de ley N°4/20.018 del año 2006, de las cuales se detallan algunas definiciones además de tópicos referentes a la planificación del sistema.

Se define y clasifica el sistema de transmisión como se expone a continuación:

- Sistema de transmisión: *“Es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución...”* Además, *“En cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos: sistema de transmisión nacional, sistema de transmisión para polos de desarrollo, sistema de transmisión zonal y sistema de transmisión dedicado.”*
- Sistema de transmisión nacional: *“...sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.”*
- Sistema de transmisión para polos de desarrollo: *“Estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión...”*
- Sistemas de transmisión dedicados: *“Estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.”*

- Sistemas de transmisión zonal: *“Estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.”*
- Sistemas de interconexión internacional: *“Estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional.”*

Respecto de la planificación energética y del sistema de transmisión, la nueva ley de transmisión indica lo siguiente:

- De forma quinquenal, el Ministerio de Energía, desarrollará procesos de planificación energética considerando los distintos escenarios energéticos de expansión tanto de generación como de consumo con un horizonte temporal mínimo de 30 años. Este proceso de planificación energética considerará proyecciones de oferta y demanda energética, identificación de polos de desarrollo, generación distribuida, objetivos de eficiencia energética entre otras cosas. Este procedimiento de planificación contará con la participación ciudadana, conforme a las normas que establezca el Ministerio de Energía.
- Respecto de la planificación de la transmisión, la Comisión Nacional de Energía (CNE) deberá realizar procesos de planificación anuales en los que se considerarán horizontes de al menos 20 años. Esta planificación deberá considerar obras de expansión necesaria para el sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución.
- El proceso de planificación de la transmisión debe considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía, por consiguiente debe tener en cuenta:
 - Minimización de riesgos en el abastecimiento, considerando desde eventualidades, indisponibilidad de combustibles hasta desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas.
 - Crear condiciones que promuevan la oferta, faciliten la competencia, buscando como fin último el abastecer los suministros a mínimo precio.
 - Instalaciones que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.
 - Posibles modificaciones en instalaciones existentes para realizar las expansiones necesarias de una forma eficiente.

- La planificación puede considerar la expansión de sistemas dedicados, considerando que las instalaciones que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo cambiarán su calificación según corresponda.
- Se consideran obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad del servicio de líneas y subestaciones existentes.
- Las empresas podrán efectuar obras menores en los sistemas de transmisión zonal que no se encuentren dentro del plan de expansión fijado por el Ministerio de Energía.

2.2.2. Actual proceso reglamentario de la ley de transmisión

Desde fines del año 2016 se desarrolla un proceso para la elaboración de reglamentos [7], organizado en mesas de trabajo cuyo fin es la creación de los siguientes reglamentos:

1. Reglamento sobre planificación energética de largo plazo (publicado en enero de 2017 como decreto N° 134).
2. Reglamento del procedimiento para la determinación de franjas (publicado en marzo de 2017 como decreto N° 139).
3. Reglamento sobre el intercambio internacional de energía (publicado en marzo de 2017 como decreto N° 142).
4. Reglamento del coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (aprobado por el ministerio de energía e ingresado a la contraloría en julio de 2017).
5. Reglamento sobre el procedimiento para la dictación de normas técnicas en trámite (aprobado por el ministerio de energía e ingresado a la contraloría en septiembre de 2017).
6. Reglamento de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (en proceso de elaboración).
7. Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión (en proceso de elaboración).
8. Reglamento de valorización y remuneración de la transmisión (en proceso de elaboración).
9. Reglamento de servicios complementarios (en proceso de elaboración).

La necesidad de estos reglamento nace a partir de la publicación de la ley N° 20.936, ya que estos regularán distintas materias para la implementación de las disposiciones de la ley de transmisión de forma correcta y eficaz. Respecto de esto, para efectos de la recopilación de antecedentes, se indagó entre los documentos hasta ahora publicados en el proceso de elaboración del *Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión*, los cuales corresponden a presentaciones expuestas durante las tres mesas de trabajo realizadas [8], [9] y [10], además de una minuta.

De estos documentos se destaca lo siguiente:

- Respecto del acceso abierto en instalaciones de servicio público se identifican problemas en el sistema producto del ingreso desorganizado de nueva oferta, lo que estresa la utilización de la transmisión.
- Con la nueva ley de transmisión, la expansión pasa a ser un proceso que se evalúa anualmente e inicia con la recomendación del Coordinador Eléctrico Nacional.
- La planificación abarca tanto el sistema nacional como el zonal de forma mandatoria lo que garantiza el contar con la capacidad que se decida expandir.
- Como propuesta regulatoria respecto del acceso abierto en instalaciones de servicio público se propone que en la medida que los planes de expansión dispongan de mayor capacidad en el sistema, podrán ingresar los nuevos proyectos.
- Uno de los criterios para el reglamento, en cuanto al acceso abierto en el servicio público, es que la conexión solicitada no provoque o profundice congestiones en el sistema. además de que no entorpezca o interfiera futuras expansiones.
- Como observación a las propuestas regulatorias, realizadas por representantes de la industria se propone que las obras de ampliación dispuestas por el Coordinador como condición para autorizar la conexión de un proyecto debiesen ser consideradas en la definición del próximo plan de expansión.

2.2.3. Marco regulatorio en distribución

En el marco regulatorio que hace referencia a redes de distribución se encuentra el decreto supremo N° 244 [1], este documento define a los PMGD con un límite máximo en los excedentes de potencia de 9 MW, además de indicar que deben estar conectados a instalaciones de la red de distribución. Sin embargo, la NTCO de PMGD [2], para su aplicación, añade un límite mínimo de potencia de 0,1 MW. Distinguiendo a los PMGD de sistemas de generación eléctrica residencial, asociados a consumidores

con tarifas reguladas cuyo límite máximo para excedentes de potencia es de 0,1 MW. De estos dos documentos se destaca lo siguiente:

2.2.3.1. Decreto supremo N° 244

- Se define punto de conexión como el *“punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica en la que se conecta un medio de generación a un sistema interconectado”*.
- *“Se define punto de repercusión al punto de la red eléctrica de la empresa distribuidora más cercano a un PMGD en el que está conectado un cliente o existe un proyecto de conexión de un cliente”* y será el punto de referencia para evaluar esta característica.
- Artículo 7.- *“Sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD cuando éstos puedan acceder a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros.”*
- Artículo 18.- *“Previo a su conexión a las instalaciones de una empresa distribuidora o a la modificación de su operación, el interesado en desarrollar un PMGD deberá presentar ante la empresa distribuidora respectiva, una Solicitud de Conexión a la Red, en adelante SCR, de acuerdo a lo especificado en la NTCO...”*
- Artículo 46.- *“...para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios de los PMGD deberán suministrar al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses...”*

En materia de PMGD lo más importante que se identifica en este decreto corresponde al establecimiento de obligaciones por parte de empresas distribuidoras como se señala en el artículo 7.

2.2.3.2. NTCO de PMGD en instalaciones de media tensión

- Artículo 1-5.- Las empresas distribuidoras no podrán imponer al propietario de un PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la normativa vigente. Las empresas de subtransmisión, ahora transmisión zonal, a cuyas instalaciones se propaguen las inyecciones de un PMGD deberán informar a la empresa distribuidora correspondiente el tiempo que tomará realizar las obras tal que las inyecciones del PMGD puedan ser evacuadas al sistema de subtransmisión y no causen un desmedro en la seguridad y calidad del servicio.

- Se define alimentador “*al circuito que forma parte de la red de una empresa distribuidora y que se utiliza para distribuir electricidad desde el punto en donde recibe energía que permite dar suministro a clientes finales*”.
- Respecto del intercambio de información entre empresas distribuidoras, subtransmisión y PMGD, la NTCO crea un sistema de formularios, cuya principales características se describen a continuación:
 - **Formulario 1** (*Solicitud de información*): La parte interesada en conectar un PMGD utiliza este formulario para solicitar información a la empresa distribuidora, además de informar sobre la potencia activa que inyectará al sistema, tecnología de generación a utilizar, punto de conexión entre otras cosas. Dentro de la información que se solicita a la empresa de distribución se destaca:
 - Nómina de los interesados en conectar o modificar condiciones preestablecidas para la conexión en el mismo alimentador.
 - Nómina de los PMGD y otros medios de generación que se encuentren operando en el alimentador seleccionado.
 - Cronograma de las SCR en trámite del alimentador con las fechas estimadas de tramitación para cada PMGD.
 - **Formulario 2** (*Antecedentes de la empresa distribuidora*): Este formulario se utiliza para responder a la solicitud de información enviada por el interesado mediante el formulario 1. Además de la información solicitada, la empresa distribuidora entrega un listado de estudios técnicos requeridos, en caso de ser clasificado como un PMGD de impacto significativo.
 - **Formulario 3** (*Solicitud de conexión a la red*): El interesado en la conexión del PMGD utiliza este formulario para realizar la SCR e indicar si desea ser evaluado como un PMGD de impacto no significativo (INS).

En este formulario el interesado entrega información técnica de la instalación a evaluar, junto con su topología.
 - **Formulario 4** (*Respuesta a SCR*): Mediante este documento la empresa distribuidora responde la SCR al interesado, informando si el proyecto cumple con los criterios de INS. En caso de no ser así, la empresa distribuidora indicará los estudios necesarios para evaluar el impacto de este y entregará información técnica de la red concesionada.
 - **Formulario 5** (*Conformidad de respuesta a SCR*): El interesado deberá informar a la empresa distribuidora si los estudios técnicos los realizará por cuenta propia o con la empresa

distribuidora utilizando este formulario. Mediante el formulario 5, el interesado puede manifestar su disconformidad con la evaluación de INS del proyecto.

- **Formulario 6A *Entrega de estudios técnicos a distribuidora***: Corresponde a la entrega de estudios técnicos a la empresa distribuidora en caso de que el interesado haya optado por realizar los estudios por cuenta propia.
- **Formulario 6B *Entrega de resultados de estudios técnicos a interesado***: Corresponde a la entrega de los resultados de los estudios técnicos al interesado, esto en caso de que los estudios sean realizados por la empresa distribuidora.

El interesado manifestará su conformidad con los resultados de dicho estudio mediante el **Formulario 6**.

- **Formulario 7 (*Envío de informe de criterios de conexión(ICC)*)**: En este documento se adjuntará el factor de referenciación a la fecha de emisión del ICC, junto con los costos de conexión y la fecha de vigencia del ICC. El interesado en la conexión podrá manifestar su conformidad con el ICC utilizando el **Formulario 8**.
 - En lo que respecta a los **Formularios 9 , 10 y 11**, estos corresponden a los protocolos de puesta en servicio, informes de pruebas realizadas a las instalaciones del PMGD e información de desconexión, retiro, modificación o cese de operaciones del PMGD.
- El proceso de conexión que establece la NTCO de PMGD en media tensión se puede resumir en los siguientes diagramas:

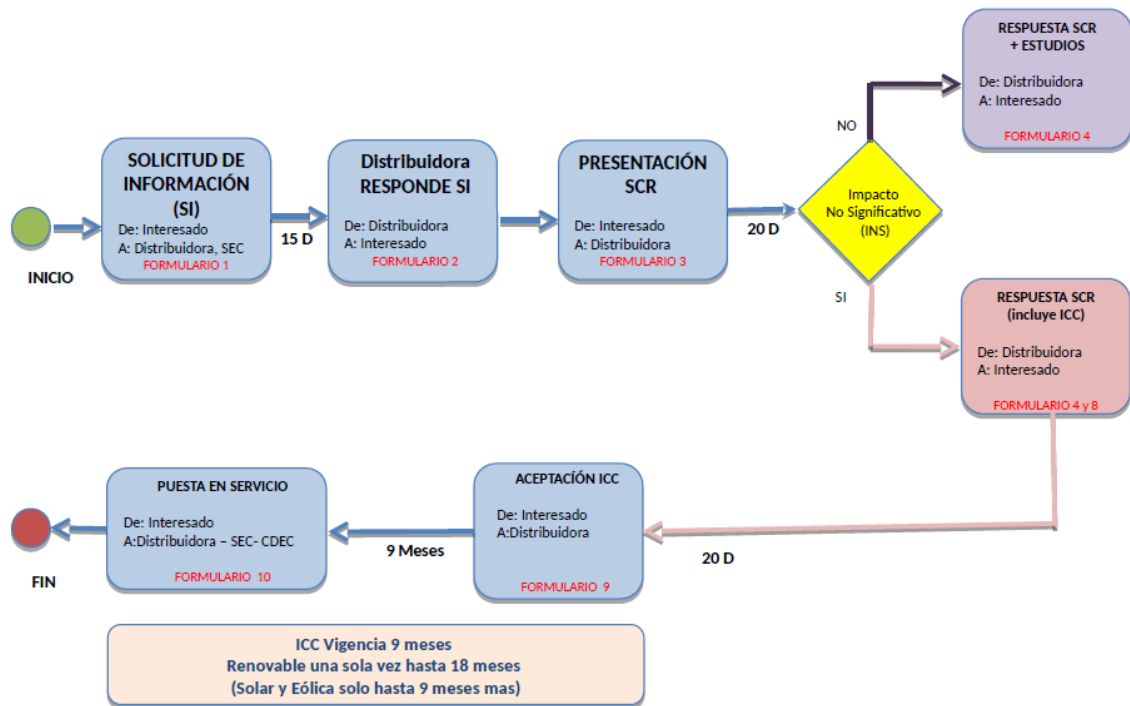


Figura 2.1: Descripción del proceso de conexión para un proyecto PMGD de impacto no significativo. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11]).

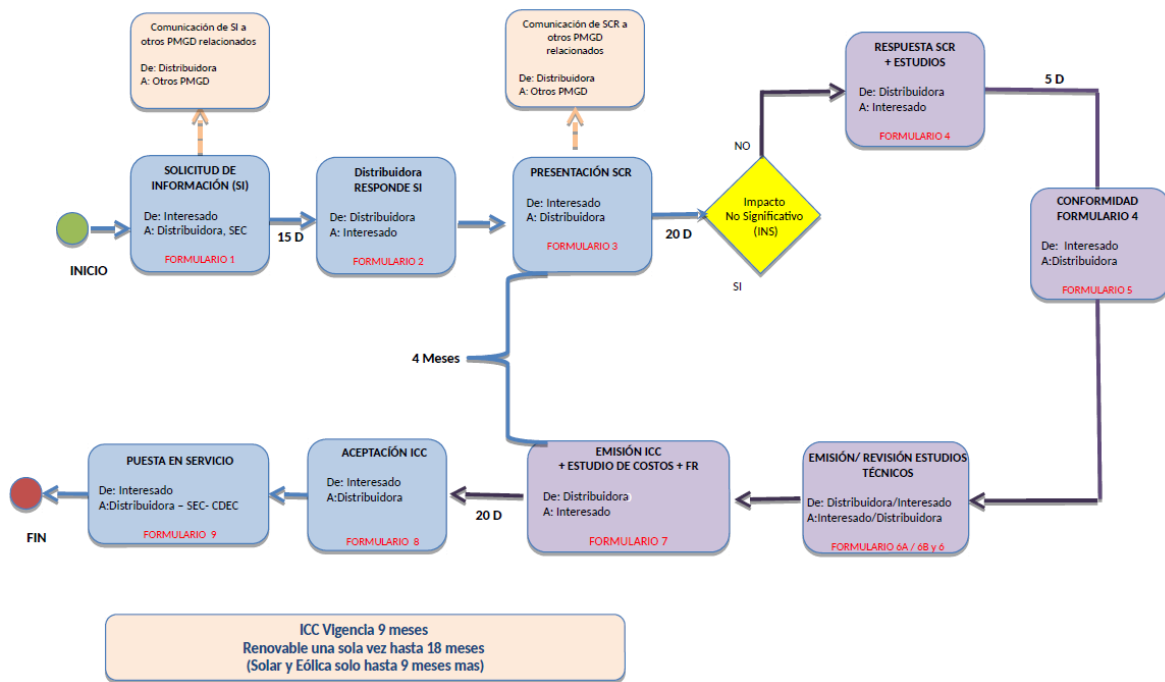


Figura 2.2: Descripción del proceso de conexión para un proyecto PMGD de impacto significativo. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11]).

- Artículo 2-10.- “Si se presentan dos o más SCR en un mismo alimentador, la empresa distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas”.
- Un PMGD puede ser evaluado como de INS sólo si sus excedentes de potencia son menores a 1,5 MW.
- Si no hay medios de generación en el alimentador ni existen proyectos previstos de conectar. La verificación de la capacidad del alimentador (Cap_{dis}) según la potencia máxima a inyectar (PMI) por el PMGD en MW se hará con el criterio:

$$PMI \leq 0,85Cap_{dis}$$

- Respecto al punto anterior, se debe suponer un factor de potencia de 0,93 y se debe considerar la menor capacidad de diseño entre los tramos que se encuentren aguas arriba del punto de conexión.
- Artículo 2-17.- “...Los estudios técnicos para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución modelarán los medios de generación existentes en la red y aquellos previstos de conectar, incluyendo proyectos futuros en el alimentador que informe la

empresa distribuidora...”

- Con el fin de evaluar los casos que representan mayores exigencias técnicas para los alimentadores, en los estudios técnicos se deberán considerar como escenarios mínimos el de demanda máxima y mínima neta del alimentador.
- Artículo 2-27.- *“Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del alimentador, se incluirán en el estudio de protecciones las protecciones de todos los alimentadores conectados al mismo transformador de subtransmisión.”*
- Con el fin de determinar los costos de conexión se realiza un esquema basado en dos etapas:
 1. Inversiones Estructurales: Se determinan las inversiones necesarias para cumplir con las exigencias técnicas establecidas en las normativas.
 2. Se realiza una evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución. Se determina el costo de las pérdidas del sistema de distribución durante el primer año con el fin de determinar el año exacto en que el costo de las pérdida justifica la expansión.
- Artículo 2-33.- Para representar la demanda de energía eléctrica en el alimentador se debe considerar lo siguiente:
 - **Demanda de corto y mediano plazo:** Considera desde el año de entrada en operación del PMGD hasta los 5 años siguientes. La proyección contiene dos componentes. La primera esta asociada al crecimiento vegetativo de la demanda y otra componente que se asocia a la conexión de consumos industriales, comerciales, entre otros. estas proyecciones se acotan a los alimentadores de la zona bajo estudio.
 - **Demanda de largo plazo:** Evalúa el periodo desde el sexto año posterior a la entrada en operación del PMGD en estudio, hasta el año en que se cumple la vida útil de este.

2.2.4. Actual proceso legislativo para la red de distribución

Actualmente se encuentra desarrollando el proceso legislativo para el área de distribución de energía eléctrica. Este proceso participativo comenzó el segundo semestre del año 2016, liderado por la CNE y contó con la presencia de distintos actores del mundo académico como es el caso de la Pontificia Universidad Católica (PUC), así como representantes del sector industrial como Transelec, grupo CGE y Saesa entre otros. Este trabajo participativo tiene como objetivo entregar un anteproyecto de ley de distribución eléctrica a fines del año 2017.

En abril del año 2017 se culmina el proceso de diagnóstico del sector de distribución, este proceso ha contado con la realización de seminarios relacionados con la materia y reuniones con 4 grupos de trabajos, con distintos enfoques. Estos grupos participaron en tres talleres que tenían como objetivo principal el diagnóstico de problemas del marco regulatorio actual, la elaboración de visiones y soluciones y el estudio de propuestas. Paralelamente al proceso legislativo mencionado anteriormente, en noviembre del año 2016 se comenzó a desarrollar el proceso normativo que tiene como objetivo la elaboración de la norma técnica para sistemas de distribución.

Respecto del proceso de diagnóstico del sector de distribución, culminado el primer semestre de este año, se destaca lo siguiente:

- Se plantea el problema de los efectos en la incorporación de nuevos agentes y tecnologías en la expansión de la red, por ejemplo los PMGD.
- Se reconoce la falta de una planificación coordinada con otros segmentos de la red tales como transmisión zonal y nacional, además de que el proceso de planificación debe considerar la incertidumbre de la penetración de nuevas tecnologías y servicios como la generación distribuida, así como la falta de integración de políticas de desarrollo urbano en estos procesos.
- Falta de información para la planificación de la red considerando la expansión de la generación distribuida.
- Falta de mecanismos que regulen las interacciones bilaterales entre empresas de distribución y terceros en cuando a la expansión de la red.
- Se plantea que las redes actuales no están preparadas para la masiva entrada de generación distribuida, en base a este planteamiento se propone generar incentivos para que empresas de distribución tomen un rol proactivo en la detección de polos de generación distribuida.
- Se plantea que al incorporar polos para nuevos servicios así como zonas de potencial desarrollo de generación distribuida añadirá incertidumbre y complejidad a los modelos de expansión.
- Se debe desarrollar una planificación formal coordinada con otros segmentos de la red, definiendo cuán vinculante o indicativa será la planificación a realizar, el rol que tomará el regulador en la planificación de distribución y como se coordinará como los otros segmentos de la red.
- Se debe evitar que proyectos de PMGD inmaduros o no viables entorpezcan el desarrollo de mejores proyecto respecto a este punto es posible mencionar que actualmente existe un exceso de solicitudes de conexión a la red, muchas veces se repiten SCR de un mismo proyecto para

distintos puntos de conexión en un mismo alimentador, esto con el fin de solicitar información de la red, lo que dificulta el desarrollo de otros proyectos.

- Se debe tener en cuenta que la conexión de proyectos PMGD no solo depende de la capacidad del alimentador si no que más bien de la condición previa existente.

2.2.5. Proceso normativo para la calidad de servicio en la red de distribución

Como se estipula en el artículo 72^o-19 de la ley general de servicios eléctricos [28], la Comisión Nacional de Energía debe analizar de forma permanente los requerimientos normativos que permitan un correcto funcionamiento del sector eléctrico, regulando aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector. Anualmente se deberá establecer un plan de trabajo normativo con el fin de proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de las normas.

Dado lo mencionado en el párrafo anterior, en noviembre del año 2016 se inicia el proceso de elaboración de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución. Publicándose el borrador, del cual se destacan los siguientes aspectos:

- Se define el término *Instalación Compartida* como el conjunto de instalaciones de consumo de un cliente y un PMGD que se conectan a la red de distribución a través de un mismo empalme.
- Baja tensión en distribución será instalaciones iguales o inferiores a 1 kV.
- Media tensión en distribución corresponderán a instalaciones de tensión superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 23 kV.
- Se clasifican las redes de distribución utilizando para ello un índice que representa la dificultad de entregar el servicio de distribución. Este índice representa la densidad de las redes eléctricas según el número de clientes conectados y el largo total de las líneas eléctricas en cada sistema de distribución.
- Las empresas distribuidoras deberán publicar en su página web la siguiente información referente a las solicitudes de conexión y ampliación de servicios:
 - Número de solicitudes de conexión o ampliación de servicios recibidas, distinguiendo unas de otras.
 - Número de solicitudes de conexión o ampliación que cumplan los requerimientos para ser tramitadas.

- Número de solicitudes de conexión o ampliación de servicios realizadas.
- Tiempo promedio en que se realizaron las conexiones o ampliaciones de servicios.

Entre otras cosas.

- La empresa distribuidora debe disponer de equipos para realizar mediciones en las cabeceras de todos los alimentadores de sus sistema de distribución. Dentro de estas mediciones se debe incluir el flujo de potencia aparente, activa y reactiva, manteniendo un registro horario de por lo menos los últimos seis meses.
- Las empresas distribuidoras realizarán, de forma anual, campañas de medición, con el objetivo de verificar el cumplimiento de las exigencias de calidad de producto en distintos puntos de la red. Además, en el informe entregado a la superintendencia se debe detallar el plan de acción para subsanar los incumplimientos identificados con las mediciones.

2.2.6. Caracterización y problemáticas de la actual metodología de planificación

De los antecedentes presentados de los marcos y procesos regulatorios de las redes de transmisión y distribución eléctrica de Chile es posible señalar lo siguiente:

La planificación energética se realiza de forma quinquenal y con un límite temporal mínimo de 30 años. Este proceso considera distintos escenarios energéticos de expansión tanto de generación como de consumo, junto con ello en la planificación energética se deben identificar los polos de desarrollo de generación. Esta planificación la realiza el Ministerio de Energía, debe contar con una instancia de participación ciudadana e incluir como objetivos la eficiencia energética, intercambios internacionales de energía, generación distribuida, entre otros. Se identifica una clara relación entre la planificación energética y la de transmisión, ya que esta última considera los escenarios energéticos en su metodología. Los estudios de planificación energética pueden indicar necesidades de transmisión a largo plazo, de esta forma guiar y complementar la planificación de la red de transmisión.

La planificación de la transmisión se realiza anualmente y tiene un horizonte temporal mínimo de 20 años. Este proceso, a cargo de la CNE, establece expansiones en la red de carácter vinculante en las redes de transmisión nacional, zonal, transmisión para polos de desarrollos y dedicadas en casos particulares y debe contemplar para ello holguras y redundancias. Señala como objetivos la eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación de la red. La planificación de la transmisión, al igual que la planificación energética, cuenta con una etapa de participación ciudadana que puede ser integrada por empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes no regulados. En el desarrollo de la transmisión el rol del estado radica en garantizar el bien común.

Las nuevas obras para el sistema nacional que se definen en los planes anuales de expansión son sometidas a un proceso de licitación cuyas bases las establece la CNE.

Actualmente la metodología de planificación para la red de transmisión es centralizada, este proceso está a cargo de organismos reguladores y es de carácter vinculante. Con el fin de incorporar la estrategia energética en el proceso de planificación de esta red, se utilizan los estudios de planificación energética en la cual se proyecta el desarrollo de explotación de recursos de energía para un horizonte temporal mayor al de la planificación de la red. Características importantes de esta metodología son la etapa de participación ciudadana, la que está integrada por los principales actores de la industria, dando mayor legitimidad al proceso. Junto con ello, la anualidad de la planificación de la transmisión y su horizonte temporal mínimo de 20 años permite flexibilizar los planes de expansión, haciendo a la planificación de la transmisión más proactiva frente al dinamismo que agregan incertidumbres de los escenarios energéticos sin perder la visualización de beneficios en el largo plazo.

En cuanto a la distribución, actualmente la red se comporta de forma reactiva frente a la inclusión de nuevos servicios, como la generación distribuida. Esto es causado principalmente por el nulo incentivo, hacia empresas distribuidoras, en inversión para nuevas tecnologías y servicios, además de no incentivar la detección proactiva de polos de generación distribuida. Esta situación se produce principalmente por la metodología de valorización de activos en el área de distribución de energía eléctrica, la cual se concentra en el valor agregado por concepto de distribución (VAD) que como establece el artículo N° 182 del DFL 4 [28] se basa en una empresa modelo y considera, entre sus factores, los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución. Los estudios para el cálculo del VAD se realizan en base a supuestos de eficiencia en la política de inversiones y gestión de una empresa modelo o teórica de distribución operando en el país. Respecto a este aspecto, es muy importante resaltar que la empresa modelo esta diseñada con el fin principal de suplir la demanda de energía de los consumidores finales, por lo que en la práctica las inversiones realizadas por empresas distribuidoras fuera del marco de diseño y criterios de eficiencia de la empresa modelo no son reconocidas.

La nueva ley de transmisión establece que las empresas de transmisión zonal sólo pueden realizar obras que no se encuentren dentro del plan de expansión que sean clasificadas como obras menores o de urgencia en caso de desastres naturales. Sin embargo, no se define qué será clasificado como una obra menor. Este aspecto es de importancia, ya que en el caso que las inyecciones de potencia por parte de un nuevo proyecto de PMGD se propaguen a la red de transmisión zonal puede que se requieran obras adicionales en estas instalaciones, por lo que si estas no se encuentran dentro del plan de expansión deberán ser evaluadas caso a caso.

Se identifica un deficiente flujo de información entre empresas de distribución y transmisión zonal,

respecto de la conexión de generación distribuida. Hay traspaso de información desde distribución a transmisión zonal luego de la SCR por parte del interesado en conectar un PMGD y sólo se da en casos de inversión de flujo de potencia, según criterios técnicos específicos y esto con el fin de que se realicen las obras adicionales necesarias que permitan la inyección de excedentes de potencia. Es decir, las empresas de transmisión zonal no reciben información de la distribuidora hasta que ya es necesario realizar obras adicionales en sus instalaciones. Esta situación dificulta que empresas de transmisión zonal identifiquen anticipadamente la necesidad de obras de ampliación en sus instalaciones.

Se destaca el hecho de que la única vía para la entrega de información por parte de empresas distribuidoras a interesados en conectar proyectos PMGD, sea a través del proceso de conexión mediante el envío del Formulario 1 a la empresa distribuidora. Junto con ello, es importante destacar que la información solicitada en este formulario sólo hace alusión al alimentador donde eventualmente se conectaría el PMGD y no a alimentadores vecinos que lleguen a la misma subestación primaria.

2.3. Experiencias internacionales

Con el fin de ampliar la visión respecto de los desafíos para las redes eléctricas debido al desarrollo de la generación distribuida, se indagó en la experiencia internacional de Alemania, Estados Unidos (particularmente el estado de California) y Brasil. Alemania y Estados Unidos fueron escogidos por su madurez normativa en el tema. Como dato, es posible mencionar que en el año 2010 Alemania contaba con 83 GW de potencia instalada proveniente de instalaciones de generación distribuida, lo que para ese año correspondía a un 51,7% de la capacidad total instalada. Junto con esto, el 97% de los recursos energéticos renovables se conectaron en la red de distribución [13]. A continuación, se presenta una gráfica que muestra la evolución de la generación distribuida proveniente de recursos renovables, donde se aprecia el notable crecimiento dada la entrada en vigencia de la ley de expansión de energías renovables (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) [20] en el año 2000:

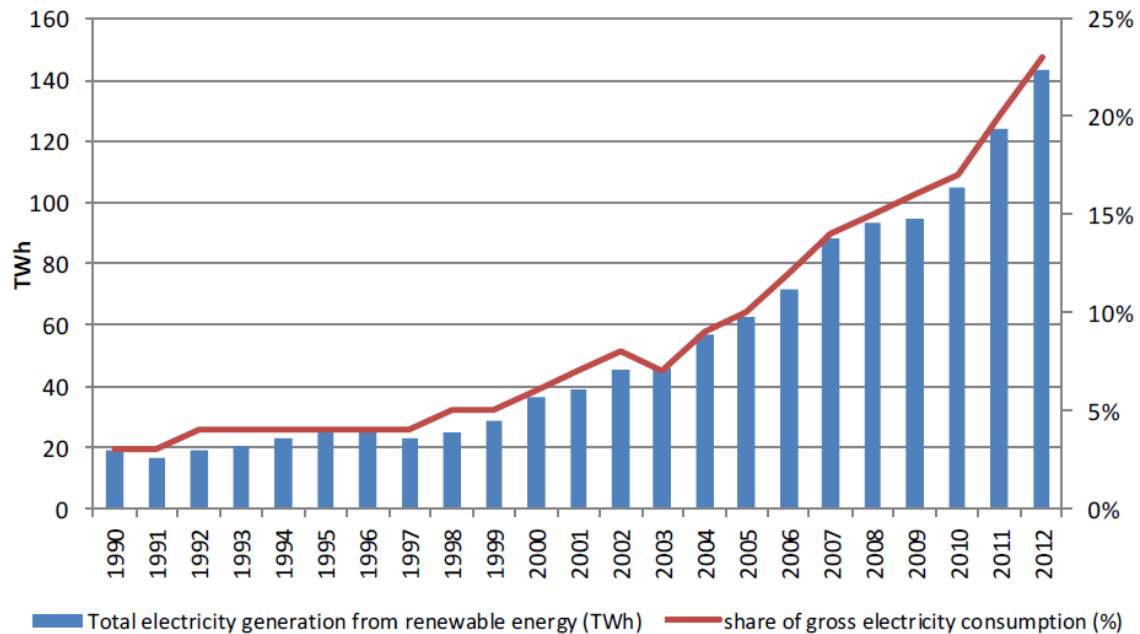


Figura 2.3: Evolución de la generación distribuida proveniente de recursos renovables en Alemania. (Fuente: Energy Policy Research Group of University of Cambridge [13].)

El estado de California cuenta con una basta experiencia en el área de la generación distribuida, en este estado el marco regulatorio para este servicio comenzó a gestarse en el año 1978 con la ley de política regulatoria pública, cuyo fin era fomentar la instalación de nuevas fuentes de energía como alternativa a instalaciones tradicionales. Para fines de la década de los 90 aparecieron pequeños medios de generación conectados a las redes de distribución, situación que fue fomentada mediante programas de incentivos gubernamentales para este tipo de proyectos. Junto con lo anterior, se han desarrollado normas de interconexión, modelos arancelarios, entre otras. A continuación se presenta una gráfica donde se aprecia el desarrollo de la generación distribuida en el estado de California ara la última década.

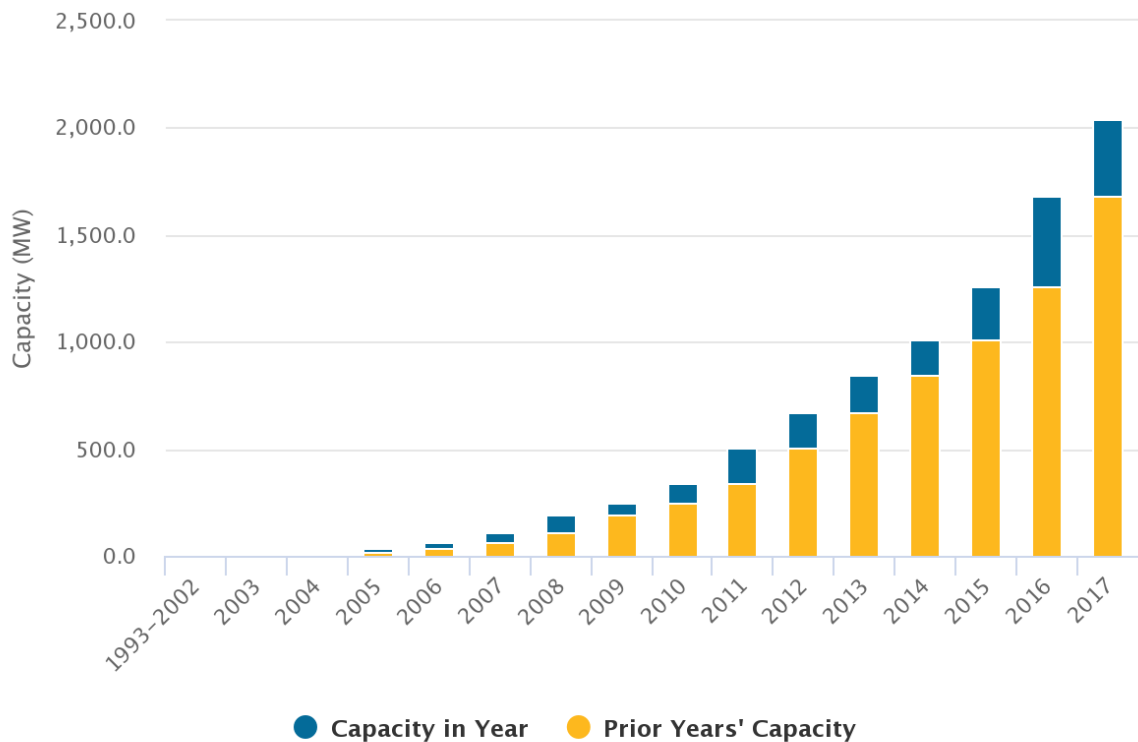


Figura 2.4: Capacidad de generación instalada proveniente de generación distribuida no residencial mediante energía solar en California. (Fuente: California Distributed Generation Statistics [14].)

Por último resulta de gran interés incluir a Brasil dentro de las experiencias internacionales de estudio, ya que este país cuenta con procedimientos de planificación para la red de distribución aprobados, que consideran el servicio de generación distribuida, además de mecanismos de incentivos para instalaciones de este tipo que utilicen energías renovables. Es interesante conocer la forma en la que se enfrentó el desarrollo de la generación distribuida, teniendo en cuenta que las políticas de incentivos hacia la generación distribuida y de planificación de las redes de distribución son recientes y entregan una perspectiva comparativa entre países desarrollados y otros en vías de desarrollo.

2.3.1. Alemania

Lo primero al hablar de la experiencia de Alemania, en cuanto a la planificación de sus redes eléctricas considerando la generación distribuida es hablar acerca del contexto energético de ese país. Alemania, en el año 2015 poseía el sistema eléctrico más grande de Europa y la mayor parte de energía renovable del continente en términos de capacidad instalada. Existen cuatro empresas de la industria eléctrica que dominan el mercado. Sin embargo, en ellas se concentra solo el 5% de los

recursos renovables, por el contrario, el 46 % de la generación renovables es producida por privados incluyendo la agricultura [15].

Luego del desastre nuclear en Fukushima en el 2011, Alemania tomó la decisión de eliminar la generación nuclear de su parque energético lo que significó el cierre de siete plantas nucleares, además de la introducción de un plan de transición energético (Energiewende), el cual dentro de sus medidas estipula la supresión progresiva de la energía nuclear hasta el año 2022, esto significa dejar de contar con 12.000 MW. Junto con este plan de transición energética se aprobaron, en menos de 4 meses, seis leyes y un reglamento cuyas principales áreas de acción eran la supresión progresiva de la energía nuclear, la aceleración de la expansión eléctrica de la red y el mayor desarrollo de las energías renovables [16].

En cuanto al fomento de la generación renovable en Alemania, en el año 2014 la generación renovable era mayor al 25 % del parque generador y con el plan Energiewende se espera que crezca hasta un 40-45 % en el año 2025, a un 55-60 % en el 2035 hasta llegar a un 80 %,de la matriz de generación, en el 2050.

Del marco regulatorio energético alemán, se destacan la Ley de la industria energética alemana (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG), Ley de aceleración de expansión de la red de transmisión (Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz, NABEG), Ley de expansión para líneas eléctricas (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen, EnLAG) y EEG [17],[18], [19] y [20]. De estas leyes se destaca lo siguiente

2.3.1.1. Red de distribución

La planificación de la red de distribución no cuenta con un marco legislativo a nivel federal equivalente al de la red de transmisión. El proceso de planificación esta sujeto a regulaciones y requisitos locales. Actualmente la expansión de la red de distribución se impulsa principalmente permitiendo a los operadores de la red de distribución, transferir los gastos de capital por inversión a los usuarios de la red, estos pueden solicitar un factor de extensión para incluir en sus límites de ingresos los costos de las medidas de expansión necesarias para la red.

Del estudio del marco regulatorio alemán para las redes de distribución, tomando en cuenta las problemáticas evidenciadas en el desarrollo de la generación distribuida a nivel nacional, se destaca lo siguiente:

- Se debe garantizar el traspaso de información entre los operadores de las distintas áreas de la industria (generación, transmisión y distribución), entre esta información se encuentran datos en

tiempo real y datos de planificación. Además, los operadores de las redes deberán proporcionar a operadores de otras redes, que estén vinculadas técnicamente, la información necesaria para garantizar el funcionamiento seguro y eficaz, además de un desarrollo coordinado.

- Los operadores de la red de distribución están obligados a cooperar con los operadores de la red de transmisión con el fin de garantizar el correcto desarrollo del plan de desarrollo de la red, facilitando información necesaria.
- Los operadores de la redes de distribución, a petición de la autoridad reguladora, elaborarán y presentarán un informe de planificación de la red, el cual debe incluir medidas específicas para la optimización, refuerzo y expansión de este sistema, junto con el respectivo plan de obras.
- Con el fin de mejorar el flujo de información, los operadores de las redes de distribución de alta tensión (110 kV) deben publicar mapas anuales de sus instalaciones, indicando las regiones donde se presentan congestiones en las líneas, además de las bases de planificación para el desarrollo de la inyección y extracción de potencia para los próximos 10 años.
- En cuando a la generación distribuida, los operadores de las redes de distribución deben considerar el desarrollo de este servicio, además de la eficiencia energética y medidas de gestión de demanda para la planificación de la expansión de sus redes.
- La EEG actualizada el año 2017 establece dentro de sus medidas que los operadores de las redes de distribución optimizarán, reforzarán y ampliarán de inmediato sus redes con el fin de garantizar la aceptación transporte y distribución de electricidad a partir de energías renovables.

A modo de resumen, para las redes de distribución en Alemania existen operadores, los cuales son responsables de la planificación de estos sistemas considerando el desarrollo de la generación distribuida, eficiencia energética, suministro de energía eléctrica los consumidores finales, entre otras cosas para la determinación de obras que optimicen, refuercen y expandan las instalaciones de la red. Además de lo anterior, las instalaciones de la red de distribución deben garantizar la aceptación del transporte y distribución de electricidad a partir de energías renovables. En cuanto al flujo de información entre las distintas áreas de la industria existen mapas en línea de las redes de distribución, cuya actualización esta a cargo de los operadores, además se establece legalmente que estos deben proporcionar la información necesaria para la eficiente coordinación del desarrollo de las redes eléctricas.

2.3.1.2. Red de transmisión

Para la red de transmisión eléctrica, al igual que en Chile, existen procesos de planificación energética, los cuales son la base para la planificación del desarrollo de la red eléctrica. La planifica-

ción energética es desarrollada por los operadores de la red de transmisión y debe considerar políticas energéticas del mediano (10 a 15 años) y largo plazo (15 a 20 años), incluyendo información acerca de la rapidez de expansión de las distintas energías renovables. Cabe destacar que estos procesos de planificación poseen instancias de consulta pública.

En cuando al plan de desarrollo de la red de transmisión, este es desarrollado por los operadores de estas redes y deben contener información acerca de las medidas necesarias para el funcionamiento seguro y confiable de la red, para los próximos tres años. Junto con lo anterior, estos planes deben contener un plan de obras de ampliación de la red, proyectos pilotos relacionados con innovación y nuevas tecnologías, además del estado de obras asociadas a planes anteriores. Es necesario mencionar que estos planes de desarrollo de la red, se someten a una instancia donde pueden ser modificados o bien aprobados por organismos reguladores. Actualmente, el plan de desarrollo de la red de transmisión es caracterizado, por la agencia de la red federal (Bundesnetzagentur), en 5 etapas de las cuales se destacan los siguientes aspectos:

1. **Escenarios energéticos:** En esta primera etapa se describen los desarrollos probables del panorama energético alemán para los próximos años. Estos escenarios son diseñados anualmente por los operadores de la red de transmisión y aprobados por la agencia de la red federal.

El informe entregado al culminar esta etapa debe contener tres escenarios energéticos. Dos de ellos deben proyectar el desarrollo para los próximos 10 a 15 años y el escenario restante prevé la evolución en los próximos 15 a 20 años. Este informe debe contener información acerca de la proyección del consumo eléctrico, la rapidez de la expansión de las distintas energías renovables e intercambios internacionales de energía, entre otras cosas.

2. **Planes de desarrollo de la red e informe ambiental:** Con los escenarios energéticos elaborados en la primera etapa, anualmente los operadores de redes deben dimensionar las necesidades de expansión para los próximos 10 a 15 años. El resultado de ese cálculo es el plan de desarrollo de la red, el cual debe ser aprobado por la agencia de la red federal. Además de esto, se debe elaborar un informe de impacto ambiental para las futuras obras de expansión. Para determinar las medidas de expansión necesarias, el operador debe seguir el principio de "*optimizar antes de ampliar antes de expandir*" (NOVA por sus siglas en alemán), esto quiere decir que se buscará la optimización en primera instancia, como segunda posibilidad se buscará la ampliación y finalmente, si es el caso, se optará por la expansión de la red. Cabe señalar que para todas las obras de expansión se estudiará su impacto ambiental.
3. **Plan vinculante de requisitos federales:** La agencia de la red federal debe presentar el plan de desarrollo de la red, junto con los informes ambientales al gobierno federal, estos servirán

como borrador de un plan federal de suministro. Además, las necesidades de expansión urgentes se establecen de forma vinculante, esto con el objetivo de acelerar los procedimientos administrativos posteriores. Se debe destacar que los proyectos individualizados de expansión de la red sólo especifican los puntos de inicio y término de las líneas eléctricas ya que el trazado de estas se evalúa en otra instancia.

4. **¿Planificación federal o procedimientos de planificación espacial?:** En esta etapa se evalúan las franjas por donde posiblemente pasarán las líneas utilizando criterios técnicos y económicos, además de las necesidades de los habitantes de la región y la conservación de la naturaleza y el paisaje. Una autoridad territorial es responsable de todos los proyectos del plan de requisitos federales, generalmente se elabora un procedimiento de planificación espacial para decidir sobre su aplicación. La determinación de las franjas por donde pasaran las líneas definidas en la planificación federal es vinculante. Además, se cuenta con un procedimiento estandarizado a nivel nacional que ayuda a acelerar la planificación de las líneas requeridas.
5. **Determinar los trazados exactos de las líneas en la planificación:** En esta última etapa, las franjas determinadas en la etapa anterior son la base para el procedimiento de la aprobación del plan. Los operadores de las redes de transmisión considerarán trazados alternativos para las nuevas líneas. Al culminar esa etapa se realiza la decisión de aprobación del plan.

Se destaca el propósito de la ley NABEG, cuya intención es la reducción del tiempo necesario para la planificación y aprobación de líneas, con el fin de fomentar el suministro de energía renovable. Por otra parte la EnLAG acorta recursos legales a una sola instancia para la aprobación de obras destinadas a conectar centrales eléctricas y evitar congestiones en la red de transporte de energía.

A diferencia de Chile, en Alemania la planificación de las redes de transmisión no está a cargo de los organismos reguladores, sino que de los operadores de las redes, además estos realizan los estudios de planificación energética. Los organismos reguladores se encargan de la aprobación y modificación de estos planes. Respecto de la generación distribuida se destaca la obligación legal de colaborar con información entre las áreas de transmisión y distribución para el desarrollo coordinado de la red. Además, se destaca el hecho de que la planificación de la red tiene como principal objetivo la preparación de la red para el ingreso de energías renovables y la reducción de instancias legales para agilizar obras de ampliación en caso de congestiones en la red.

2.3.2. Estados Unidos - California

A fines de 1990 la planificación de la infraestructura eléctrica de California está a cargo de los organismos energéticos estatales, estos son la Comisión de Energía de California (California Energy Commission, CEC), Comisión de Servicios Públicos de California (California Public Utilities Commission, CPUC) y el Operador Independiente del Sistema de California (California Independent System Operator, CAISO).

2.3.2.1. Red de distribución

La planificación de la red de distribución se basa en la sección 769 del Código de Servicio Públicos, actualizada el año 2013 por la AB 327 [22], en particular la sección 8 del documento. Además de esto, la CPUC, en el año 2014, estableció el reglamento (R. 14-08-013) [23] que regula características del proceso de planificación. De estos documentos se destaca lo siguiente:

La ley de servicios públicos considera como recursos energéticos distribuidos a la generación renovable, dispositivos de eficiencia energética, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y tecnologías de respuesta a la demanda. Bajo esta definición, se establece que las empresas de distribución deberán presentar anualmente ante la CPUC una propuesta de planificación de recursos distribuidos identificando la ubicación óptima para el desarrollo de estos recursos. Cada una de estas propuestas debe contener información acerca de:

- Evaluación de costos y beneficios respecto de la localización de los recursos ubicados en el sistema de distribución. Esta evaluación esta basada en reducciones o aumentos de la capacidad de generación local, optimización de inversiones en infraestructura del sistema de distribución, beneficios de seguridad, confiabilidad u otros beneficios que estos recursos proporcionen a la red eléctrica.
- Proposición para el desarrollo rentable de los recursos distribuidos con el fin de satisfacer los objetivos de la planificación.
- Proposición de métodos de incentivos o programas afines para maximizar los beneficios locales y minimizar los costos marginales de los recursos distribuidos.
- Identificación de gastos adicionales y obstáculos frente al la integración de los nuevos recursos con el fin de garantizar un servicio confiable y proporcionar beneficios netos a los contribuyentes.

- La CPUC debe revisar cada propuesta del plan de recursos distribuidos presentados por las empresas de distribución teniendo la facultad de modificar y aprobar estos planes. Además, la CPUC puede aprobar gastos en infraestructura de distribución ligados a la planificación siempre y cuando estos sean justos y razonables además de que proporcionen beneficios netos a los usuarios. Junto con ello la comisión puede adoptar criterios y mecanismos para la rendición de cuentas en estas inversiones.
- En cuanto a los objetivos paralelos para la inversión en infraestructura del sistema distribución se destaca:
 - La modernización de la red para permitir flujos bidireccionales de energía.
 - Incentivar a inversores en recursos energéticos distribuidos para obtener beneficios mediante la prestación de servicios a la red.
- La integración efectiva de recursos distribuidos se centra principalmente en satisfacer el crecimiento esperado de la demanda y potencial consumo máximo sin tener mayor información del consumidor.
- El reglamento para la planificación considera como capacidad máxima de generación a conectarse en el sistema de distribución, 20 MW.
- Se establece como fundamental la coordinación de la planificación de recursos distribuidos con los procesos de planificación de la transmisión.
- Según el reglamento se debe realizar un análisis técnico de la capacidad de integración del sistema de distribución, este análisis debe cuantificar la capacidad del sistema de integrar recursos distribuidos bajo criterios técnicos, límites del sistema de protección, calidad y seguridad en el servicio. Estos análisis se publican a través de un mapa en línea cuyo mantenimiento está a cargo de cada empresa de distribución.
- El reglamento establece que se debe evaluar la capacidad del sistema, en conjunto con las inversiones previstas para un periodo de dos años.
- Las empresas de distribución deben desarrollar tres escenarios que proyecten a 10 años el crecimiento esperado de los recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources, DER) incluyendo la dispersión geográfica e impactos en la planificación de distribución.
- Se debe desarrollar un análisis dinámico de la capacidad de integración de DER de la red, el cual debe considerar escenarios donde la capacidad de DER integrada no fluye hacia el sistema de transmisión y otro donde se considera una integración de DER independiente del flujo de potencia hacia el sistema de transmisión.

2.3.2.2. Red de transmisión

La planificación de las instalaciones eléctricas de California se puede describir en tres procesos cíclicos principales[21]

1. Pronóstico a largo plazo de la demanda de energía, como parte del informe de política energética (Integrated Energy Policy Report, IEPR).
2. Procedimiento bienal del plan de adquisiciones a largo plazo (Long-Term Procurement Plan, LTPP) a cargo de la CPUC.
3. Proceso anual de planificación de la transmisión (Transmission Planning Process, TPP) realizado por el CAISO.

Dentro de las características de estos procesos se destaca la creación del comité directivo de articulación conjunta, que garantiza la coordinación de la planificación, alineando los procesos y estipulando la colaboración de los organismos de energía. Los objetivos de la coordinación de los procesos nombrados anteriormente son: Asegurar que los diversos estudios de planificación de recursos estén basados en datos consistentes y actualizados, establecer responsabilidades claras entre las partes interesadas y las agencias sobre los flujos de información, resultados de los estudios e información entre los procesos, maximizar la colaboración interinstitucional para el desarrollo de supuestos, enfoques y cumplir con los objetivos de la política energética y ambiental de California de una manera coordinada y efectiva.

Junto con coordinar los tres procesos básicos, se acordó un proceso anual para desarrollar supuestos y escenarios de planificación que se utilizarán en las actividades de planificación de la infraestructura al año siguiente. Estos supuestos incluyen a la demanda y oferta, la infraestructura del sistema, así como la carpeta de energías renovables como suposición clave.

De los tres procesos mencionados anteriormente (IEPR, LTPP y TPP) se destaca lo siguiente:

1. **Pronóstico de la CEC sobre la demanda energética en California (EIPR):** Se considera información esencial para la planificación de infraestructura. El EIPR es un proceso bienal que proyecta la demanda energética a largo plazo entregando la información para cada año impar, esto debe ser consistente con los ciclos previos de IEPR. Además, en este documento se proporciona información acerca de la demanda actualizada para los años pares, esto basado en datos económicos y demográficos. En este proceso, se tienen en cuenta los impactos significativos que tienen factores como la eficiencia energética, generación distribuida y generación domiciliaria

en la modificación de la demanda. Que la información de la demanda energética y actualización de la demanda se entregue para años impares y pares respectivamente indica cuando esta información se utiliza como entrada para la planificación de la infraestructura de transmisión.

2. **Procedimiento del plan de adquisiciones a largo plazo de la CPUC (LTPP):** Es un proceso bienal que comienza los años pares para así contar con la información del IEPR. A modo de ejemplo, el actual ciclo (LTPP-2016) comenzó a fines del año 2015 y abarcará el periodo 2016-2017. Aunque cada LTPP tiene un enfoque específico para solucionar problemas de confiabilidad del sistema, este proceso se puede dividir en dos etapas:

- **Fase 1:** Durante la primera parte de esta fase hasta fines del primer semestre, el CAISO realiza estudios con los supuestos y escenarios de la planificación energética, con el fin de evaluar las necesidades, capacidad y flexibilidad del sistema. Esta información se entrega a la CPUC quien toma una decisión respecto de estos tópicos.
 - **Fase 2:** En esta fase se determina la mejor forma de cubrir las necesidades determinadas en la fase anterior y culmina con la autorización de la CPUC para cualquier adquisición necesaria al final del año impar del ciclo. Se debe optimizar las adquisiciones necesarias para el desarrollo de la red.
3. **Proceso de planificación de la transmisión del CAISO (TPP):** El TPP es un ciclo anual, comienza en enero de cada año y culmina en marzo del año siguiente con la aprobación, por parte del CAISO, del plan integral de transmisión. En los ciclos de TPP que comienzan en un año par, el CAISO realiza estudios técnicos utilizando los supuestos y escenarios finales como punto de partida para el desarrollo del plan de transmisión, con el fin de evaluar las necesidades de recursos locales. En forma paralela al TPP, el operador realiza estudios que evalúan la flexibilidad de los recursos. Los resultados de estos estudios son una información de entrada para el LTPP en la evaluación de necesidad. Además, existe retroalimentación entre el TPP aprobado y la fase 2 del LTPP ya que mejoras en la transmisión aprobadas en el TPP pueden compensar necesidades identificadas en el LTPP. En los ciclos de TPP que comienzan en años impares, el CAISO realiza principalmente estudios de planificación de la transmisión, además de cooperar en la fase 2 de los LTPP.

En paralelo a estos procesos, las instituciones energéticas de California se reúnen los otoños de cada año, con el fin de elaborar un borrador de supuestos y escenarios el cual es sometido a consulta pública. Uno de los supuestos principales es la cartera de recursos renovables (RPS), donde se incluye información acerca del desarrollo de proyectos de energía renovable y recursos no explotados. Se debe

tomar en cuenta que este proceso interinstitucional se realiza anualmente, sin embargo, su enfoque varía cada año ya que el LTPP e IEPR son procesos bienales, no así el TPP que es anual.

2.3.3. Brasil

2.3.3.1. Red de distribución

Para la planificación del sistema de distribución se cuenta con el documento de procedimientos de distribución (PRODIST), en particular el módulo 2 de planificación de expansión del sistema de distribución [27] cuya última revisión se realizó el mes de julio de 2016 . Respecto de este documento se destaca lo siguiente:

- Se clasifica el sistema de distribución de la siguiente forma:
 - **SDAT:** Sistema de distribución de alta tensión desde 69 kV hasta 230 kV.
 - **SDMT:** Sistema de distribución de media tensión, superior 1 kV hasta 44 kV.
 - **SDBT:** Sistema de distribución de baja tensión, inferior o igual a 1 kV
- En cuanto a la previsión de demanda:
 - Las empresas distribuidoras deben mantener información de su sistema de distribución en un sistema de información georreferenciada, junto con ello en la previsión de la demanda se debe considerar las solicitudes de acceso, así como aumentos de carga.
 - En el SDAT las barras, deben proporcionar información necesaria para la planificación de las líneas y subestaciones que tienen interacción directa con el resto de la red, incluyendo instalaciones del sistema de transmisión.
 - Se deberá considerar un horizonte de proyección de 10 años para los SDAT, 5 años para SDMT con periodicidad anual y se debe considerar la generación distribuida.
- En cuanto a la caracterización de la carga, se realizarán campañas de medición cuya revisión debe ser periódica
- En cuanto a los criterios y estudios de planificación:
 - Para el SDAT se busca adecuar el sistema existente a mejores condiciones operativas atendiendo necesidades del crecimiento de generación y consumo de energía eléctrica.

- La distribuidora debe participar de los estudios de planificación sectorial que tengan como objetivo mejorar y expandir los sistemas de transmisión. Debe proporcionar datos, participar de propuestas alternativas de expansión y evaluar la compatibilidad de estas con propuestas del sector de transmisión.
- En cuanto a los horizontes de planificación para el SDAT son de 5 años (corto y mediano plazo) a 10 años (largo plazo) y debe considerar criterios de seguridad, carga admisible para el funcionamiento normal y contingente, calidad de servicio, viabilidad económica y ambiental.
- Para la planificación del SDAT en el corto y mediano plazo, se debe considerar los detalles de expansión y refuerzos para los próximos 5 años. Con el fin de cumplir criterios técnicos y económicos del plan de obras.
- Tanto los estudios en el corto y largo plazo deben ser revisados anualmente ya que el resultado de estos es proponer nuevas subestaciones, redes y líneas de distribución, así como ampliaciones de lo existente.
- El plan de desarrollo de distribución (PDD) presenta los resultados de los estudios de planificación de distribución para todos los rangos de tensiones y debe contener información acerca del plan de obras, obras realizadas el año anterior y revisión de estas. Estas obras pueden ser clasificadas como de expansión, renovación o mejora de calidad del sistema.

2.3.3.2. Red de transmisión

En Brasil, la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) es el organismo público, vinculado al Ministerio de Minas y Energía (MME), encargado de la realización de estudios de corto, mediano y largo plazo acerca de las necesidades de energía para el desarrollo sostenible del país. Esto implica, el levantamiento de recursos energéticos disponibles, el análisis de la evolución de la infraestructura de generación y transporte de energía para el abastecimiento del mercado y el dimensionamiento de las inversiones asociadas a la expansión [24]. Los principales estudios desarrollados por este organismo son:

- **Plan Decenal de Expansión Energética (PDE):** Este documento se publica anualmente por el MME. Incorpora una visión integrada de la expansión de la demanda y oferta de recursos energéticos, incluyendo recursos energéticos distribuidos y criterios de eficiencia energética, para un horizonte temporal de 10 años. Se define un escenario de referencia el cual sirve como orientación para las decisiones de los agentes del mercado de energía, facilitando la expansión

equilibrada de la oferta energética del país de forma que prevalezcan las opciones más competitivas y que otorguen mayor beneficio al sistema. La elaboración de este documento incorpora un proceso de consulta pública mediante el cual el MME recibe aportes de la sociedad, organismos gubernamentales y agentes de sector energético.

- **Plan Nacional de Energía (PNE):** Corresponde a un estudio de planificación integrada de los recursos energéticos, se realiza por la EPE en vinculación con el MME. La perspectiva del PNE abarca un horizonte temporal de 25 a 30 años e incorpora visiones de evolución tecnológica en los diversos sectores energéticos, es decir, no sólo se considera la energía eléctrica si no que también el petróleo y sus derivados, gas natural y biocombustibles, lo que implica realizar un análisis socioambiental de la infraestructura de suministro de energía. En el último PNE se realiza un análisis de la oferta descentralizada de energía, dentro de lo que se considera la generación distribuida de energía, la producción descentralizada de energía entre otras cosas [25].
- **Programa de Expansión de Transmisión (PET):** Este documento se elabora en paralelo al desarrollo de los estudios del PDE, en conjunto con las concesionarias de transmisión y distribución. Este programa considera a líneas y subestaciones de transmisión cuya instalación es prioritaria y orienta la licitación de estas obras en el corto plazo. Este programa finaliza con la incorporación de los refuerzos de la red eléctricas indicados por el operador nacional del sistema (ONS) quien elabora el plan de ampliaciones y refuerzos (PAR) que deben garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico nacional [26].

2.4. Conclusiones

Las metodologías de planificación para los sistemas eléctricos, ya sea de subtransmisión o distribución, considerando generación distribuida varían fuertemente dependiendo del país en el cual se apliquen esto se debe principalmente a la experiencia y previsión que han tenido en este tema. Sin embargo todos los marcos regulatorios y metodologías de planificación estudiadas concuerdan en el cambio de paradigma de las redes de distribución, frente a la penetración de medios de generación mayoritariamente renovables y en la preparación de sus redes para permitir el ingreso de nuevos servicios como la generación distribuida.

Actualmente los organismos reguladores chilenos visualizan el cambio de paradigma que implica flujos bidireccionales en los sistemas de distribución y los requerimientos técnicos y económicos de una red capaz de hacer frente a nuevos servicios. Se destacan los actuales procesos legislativos y normativos en la materia y las instancias de participación ciudadana que los conforman.

Respecto de las experiencias internacionales estudiadas, a modo general, se destaca la realización de estudios de planificación energética de recursos distribuidos, así como de las redes de distribución, estos realizados para distintos horizontes temporales; la coordinación de procesos de planificación de las redes de transmisión y distribución definiendo ciclos para realizar los estudios, de modo tal que algunos de estos sirvan como información de entrada para otros procesos. Se destaca además los flujos de información entre las distintas áreas de un sistema eléctrico ya sea estipulando la colaboración entre empresas de distribución y transmisión para los procesos de planificación, así como mediante plataformas en línea.

Se debe tener en cuenta que los casos internacionales estudiados, corresponden a países con mayor experiencia en generación distribuida que Chile y llevan años de adaptación en la planificación y cambios regulatorios para permitir el desarrollo de este servicio de forma correcta y beneficiosa para el sistema. Tomando en cuenta lo anterior y que los cambios regulatorios forman parte de un proceso de aceptación del sistema para nuevas tecnologías y servicios, el cual debe ser paulatino y gradual, es posible rescatar los siguientes aspectos para ser aplicados en Chile:

- Se destaca, de todas las experiencias internacionales, la estipulación en sus marcos regulatorios de las responsabilidades en el traspaso de información entre las diferentes áreas de los sistemas eléctricos, en particular para procesos de planificación. Este aspecto es rescatable si se considera las deficiencias en el flujo de información entre distribución y transmisión zonal evidenciadas en el proceso de conexión que establece la NTCO de PMGD y procesos de planificación de la transmisión en Chile. Además se debe considerar que la planificación de la transmisión ha cambiado, siendo actualmente de forma centralizada y vinculante, por lo que es de gran importancia

contar con información de la red de distribución para estos procesos.

- De Alemania y Brasil, se destacan las plataformas de información de las redes de distribución en línea, actualizadas y con información acerca de solicitudes de acceso y congestiones. Este punto es de gran importancia, ya que en Chile, actualmente el único canal de información, frente al desarrollo de generación distribuida, entre distribución y transmisión zonal lo establece la NTCO de PMGD como parte del proceso de conexión.
- De todas las experiencias internacionales, se destaca el hecho de la consideración de la generación distribuida en procesos de planificación para la red de transmisión, esto teniendo sustento en los canales de información que poseen estos países para las distintas áreas de sus redes eléctricas.
- Pese a no ser abarcado, por los alcances de este trabajo de título, es importante destacar la existencia de procesos de planificación para las redes de distribución en todas las experiencias internacionales estudiadas. De estos procesos es relevante la planificación energética de los recursos distribuidos, análisis técnicos de la capacidad de integración de recursos distribuidos en las redes de distribución y coordinación entre los distintos procesos de planificación para todas las áreas de los sistemas eléctricos.

Se debe destacar el hecho de que contar con redes eléctricas capaces de integrar medios de generación distribuida de forma segura y eficiente forma parte de un proceso de cambio aún mayor que tiene como fin migrar hacia redes inteligentes que den mayor eficiencia y confiabilidad al sistema.

Capítulo 3

Propuesta metodológica de planificación

3.1. Introducción

En base a lo desarrollado en el capítulo anterior, resulta de gran importancia la búsqueda de nuevas metodologías de planificación que permitan la inyección de energía eléctrica desde los sistemas de distribución, hacia las redes de transmisión. En esta sección, se propondrán modificaciones al marco normativo del área de distribución, aplicables principalmente a la NTCO de PMGD, ya que por los alcances de este trabajo no se consideró una propuesta metodológica para la planificación de estas redes. Los fundamentos de esta decisión se muestran debidamente en la sección 3.2. En cuanto a la transmisión zonal se presentará la propuesta metodológica y los criterios utilizados para su expansión.

En el presente capítulo se presentarán y definirán los modelos utilizados, metodologías y casos de estudio tanto para la red de distribución como para la transmisión zonal, con las debidas consideraciones realizadas además de referenciar la información utilizada para este estudio.

Para el análisis de ambas redes se trabajó en la zona Sur del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ex Sistema Interconectado Central (SIC), particularmente en la zona de Lebu, región del Bío Bío(VII). Área que actualmente presenta problemas de congestión en la subestación primaria Lebu y líneas de transmisión zonal aguas arriba [29], esto debido al ingreso de nuevos proyectos PMGD como es el caso del parque eólico El Arrebol (9 MW) propiedad de Besalco-Energía y Lebu III (5,25 MW) propiedad de Cristoro.

3.2. Red de Distribución

3.2.1. Propuesta de cambios normativos

Para el estudio de la red de distribución, se propondrán cambios normativos a la NTCO de PMGD, sin proponer una metodología de planificación para esta red. Esta decisión se debe a que la actual metodología de expansión para la red de distribución, está basada en un marco legal cuya modificación implica cambios en el sistema tarifario.

Actualmente el reconocimiento y valorización de los activos de las redes de distribución, se realiza utilizando como referencia una empresa modelo o teórica. Esta empresa modelo, es diseñada considerando al suministro de energía como el único fin de la empresa, donde el valor agregado por conceptos de distribución (VAD), considera costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada [28]. De esta forma, al comparar los activos de una empresa de distribución real con la empresa modelo, no se reconocen las instalaciones destinadas a la incorporación de nuevos servicios, como la generación distribuida o eficiencia energética. Esta situación resulta en la inexistencia de incentivos, hacia empresas distribuidoras, para invertir en tecnologías e infraestructura destinada a otros servicios que no sean el suministro de energía a usuarios finales.

Proponer una nueva metodología de expansión para la red de distribución, implicaría modificar el método de valorización de los activos de la red o bien rediseñar una empresa modelo que considere nuevos servicios y por consiguiente modificar la tarificación del servicio de distribución, lo que está fuera de los alcances de este trabajo.

Se debe recordar que los precios a nivel de distribución se determinan según:

$$P_{Dx} = PN + VAD + C_{Tx} \quad (3.1)$$

Donde:

P_{Dx} : Precio a nivel de distribución.

PN : Precio nudo.

VAD : Valor agregado por concepto de distribución.

C_{Tx} : Cargo por uso del sistema de transmisión nacional.

Por otra parte los cambios propuestos a la NTCO de PMGD buscarán solucionar problemáticas visualizadas del actual marco normativo, incorporando de forma eficiente los proyectos PMGD a la red eléctrica, mejorando principalmente el flujo de información entre empresas distribuidoras, de transmisión zonal e interesados en conectar PMGD.

Dentro del marco normativo mencionado se identifica como principal problemática la escasa información disponible de las instalaciones de la red de distribución. Además, de un deficiente traspaso de esta por parte de empresas distribuidoras hacia transmisión zonal, interesados en conectar proyectos PMGD y organismos reguladores. Esto genera un exceso de solicitudes de información por parte de futuros PMGD que entorpecen el proceso de conexión. Como dato de la reciente afirmación se presenta la figura 3.1, donde se aprecia la gran cantidad de solicitudes de información en contraste con las SCR e ICC para todas las regiones del país.

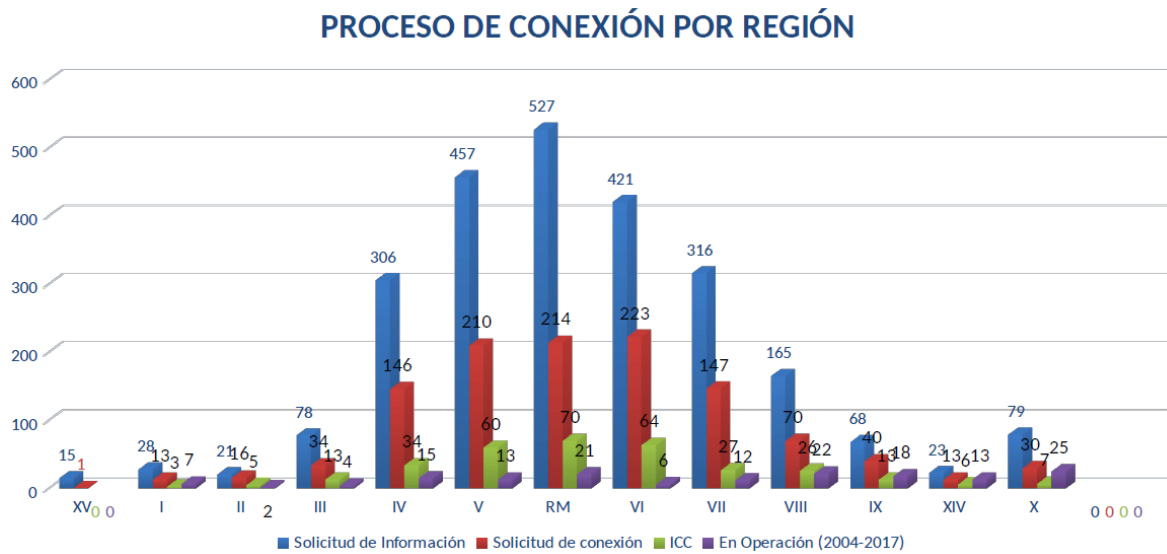


Figura 3.1: Estadísticas del proceso de conexión de PMGD para el año 2017. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11]).

Otro aspecto a destacar es lo que se establece en el Título 2-1 Artículo 2-4 de la NTCO de PMGD frente al ingreso de una SCR. La empresa distribuidora sólo comparará la demanda mínima del alimentador donde se ubicará el PMGD con la máxima inyección coincidente de los PMGD conectados, añadiendo la inyección del PMGD interesado, sin hacer mención a las condiciones en que se encuentran los alimentadores vecinos que puedan estar conectados a un mismo transformador de la subestación primaria. Esto se reafirma con el formulario 1 (solicitud de información) de la misma norma técnica, en el cual el interesado en conectar un PMGD puede solicitar información acerca de las SCR en trámite y PMGD conectados en el mismo alimentador para el cual se realiza la SCR.

Con fin evidenciar las falencias mencionadas del estudio de conexión de PMGD que establece la norma técnica, se evaluarán las obras adicionales requeridas para la entrada en operación de dos proyectos PMGD ubicados en alimentadores distintos de una misma red de distribución. En primera instancia, se evaluarán las obras adicionales considerando únicamente proyectos de generación en el

alimentador donde se conectará los PMGD, tal como establece la norma técnica. Posteriormente se realizará el mismo análisis pero esta vez considerando además proyectos operativos y SCR vigentes en alimentadores vecinos al de conexión. Finalmente se compararán los resultados de ambos estudios y se propondrán nuevas condiciones para la evaluación de obras adicionales, consecuencia de la conexión de PMGD.

3.2.2. Modelo implementado para distribución

En el modelo de distribución se estudiará el caso de la localidad de Lebu ubicada en la región del Bío Bío, el cual consiste en la tramitación en forma paralela de la conexión de dos proyectos eólicos de PMGD. El primero de ellos corresponde a El Arrebol cuya potencia instalada será de 9 MW, a conectarse en el alimentador La Fortuna que nace en la subestación primaria Lebu. El segundo PMGD corresponde al parque eólico Lebu III con una potencia instalada de 5,25 MW a conectarse en el alimentador Santa Rosa que nace de la misma subestación primaria Lebu. Dentro del sistema de distribución de Lebu, se encuentran conectadas la central térmica Lebu (CT Lebu) con una potencia instalada de 3,5 MW y el parque eólico Lebu II de 6,54 MW, lo que suma una capacidad instalada de generación de 24,665 MW. La subestación Lebu se interconecta al SIC mediante la línea Tres Pinos - Lebu. Junto con esto, según la base de datos del SIC para DIGSILENT®, actualizada en febrero del año 2017, la subestación Lebu cuenta con dos transformadores con capacidad nominal de 10 MVA cada uno, ambos con razón de transformación 66/13,2 kV. Como es posible apreciar dadas estas condiciones la conexión de estos dos nuevos proyectos PMGD provocarán sobrecargas en los transformadores de la subestación primaria. Se debe destacar que el parque eólico El Arrebol requiere un nivel de tensión de 23 kV para la inyección de su potencia.

El modelo utilizado corresponde a una propuesta topológica de conexión para los PMGD en tramitación y representa parte del sistema de distribución de Lebu, considerando los alimentadores Santa Rosa y La Fortuna, además de las centrales de generación El Arrebol, Lebu III y CT Lebu.

3.2.2.1. Base de datos

Se utilizará una base de datos de extensión *.dat* para el programa DIGSILENT® proporcionada por la unidad de estudios de conexión de centrales del grupo Saesa. Esta base de datos cuenta con escenarios de demanda máxima y mínima. La propuesta topológica para la conexión del proyecto El Arrebol añade dos transformadores en paralelo, cada uno de capacidad 5 MVA y razón de transformación 23/13,2 kV. El resto del SIC se simula como una red externa equivalente, tal como se muestra en el siguiente diagrama unilineal.

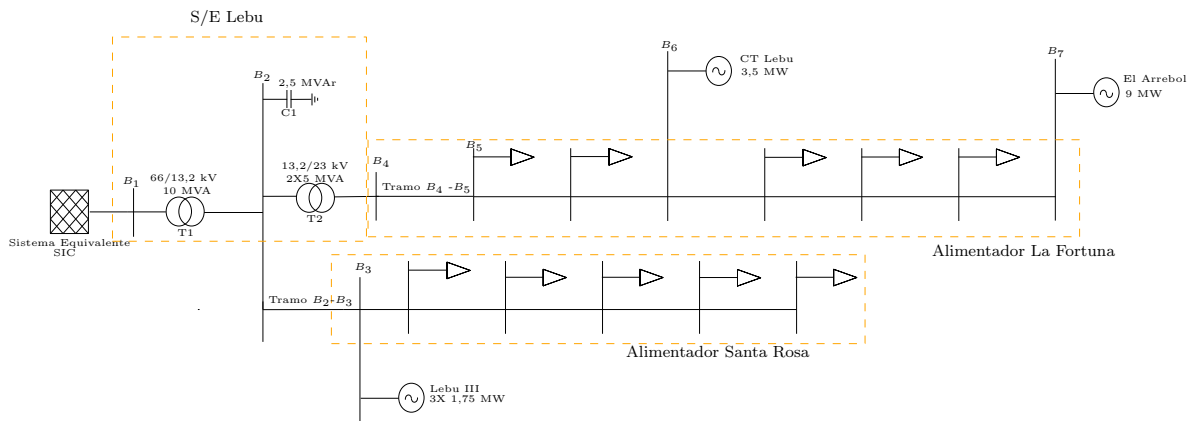


Figura 3.2: Diagrama unilineal simplificado del sistema de distribución utilizado. (Fuente: Elaboración propia)

El diagrama mostrado anteriormente fue simplificado debido a la cantidad de cargas presentes en los alimentadores. Los alimentadores Santa Rosa y La Fortuna cuentan con 53 y 96 cargas respectivamente. Las principales características de la carga total de estos alimentadores para ambos escenarios se presenta en la siguiente tabla:

Alimentador	Demanda Máxima			Demanda Mínima		
	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	P [MW]	[MVar]	S [MVA]
La Fortuna	4,024	0,926	4,130	1,245	0,413	1,313
Santa Rosa	0,453	0,109	0,467	0,239	0,079	0,252
Total	4,477	1,035	4,597	1,484	0,492	1,566

Tabla 3.1: Características principales de la carga total asociada a cada alimentador.

Datos técnicos de transformadores:

Transformador	Razón de transformación	Frecuencia	Potencia Nominal	x_1
T1	66/13,2 kV	50 Hz	10 MVA	0,0575 pu
T2	23/13,2 kV	50 Hz	5 MVA	0,0575 pu

Tabla 3.2: Datos técnicos de transformadores de la subestación Lebu para el modelo de distribución (para T2 se presentan los datos de uno de los dos transformadores en paralelo).

Donde x_1 representa la reactancia de secuencia positiva en por unidad.

Datos técnicos de unidades generadoras:

Unidad	Tipo de Máquina	P_{nom} MW	FP	Eficiencia %	Pares de polos	Frecuencia Hz	R_s pu	X_m pu	X_s pu
Lebu III	Asincrónica	1,750	0,9895	96	4	50	0,01	3,5	0,1
El Arrebol	Asincrónica	9	0,9895	96	4	50	0,01	3,5	0,1

Tabla 3.3: Datos técnicos de las unidades generadores de Lebu III y El Arrebol en modelo de distribución.

Donde:

P_{nom} : Potencia activa nominal.

FP: Factor de potencia.

R_s : Resistencia de estator.

X_m : Reactancia magnetizante.

X_s : Reactancia de estator.

Unidad	Tipo de máquina	P_{nom} MW	FP	x_d pu	x_q pu
G1 CT Lebu	Sincrónica	1	0,8	1,05	0,66
G2 CT Lebu	Sincrónica	3 x 0,6	0,8	1,05	0,66

Tabla 3.4: Datos técnicos de las unidades de generación de la central térmica Lebu en el modelo de distribución.

3.2.3. Caso de estudio

El caso de estudio consiste en evaluar las obras adicionales necesarias para evitar congestiones, dada la futura conexión de dos proyectos PMGD como son El Arrebol y Lebu III. Lo anterior considerando el procedimiento que actualmente estipula la NTCO de PMGD, es decir, teniendo en cuenta sólo proyectos de generación y SCR del alimentador donde se realizará la conexión del proyecto. Por otra parte se realizará una nueva evaluación de obras adicionales, esta vez considerando los proyectos PMGD y SCR de alimentadores vecinos que lleguen a la misma subestación. De esta forma se tiene para los escenarios de demanda máxima y mínima:

1. **Caso 1:** Evaluación de obras adicionales en el sistema de distribución y subestación Lebu, dada la conexión del PMGD El Arrebol, considerando sólo las SCR en trámite en el alimentador La Fortuna. De forma paralela se evaluarán las obras adicionales en el sistema de distribución y subestación Lebu, dada la conexión del PMGD Lebu III, considerando sólo las SCR en trámite en el alimentador Santa Rosa.
2. **Caso 2:** Evaluación de obras adicionales, dada la conexión del PMGD El Arrebol considerando

las SCR en trámite en los alimentadores La Fortuna y Santa Rosa.

Las consideraciones realizadas para este modelo son las siguientes:

- Como criterio para evaluar la congestión en equipos del modelo utilizado se considerará como un equipo congestionado aquel que sobrepase el 85 % de su capacidad según criterios de potencia o corriente según corresponda.
- Tal como dicta la NTCO de PMGD se considerará a los PMGD operando al máximo de su capacidad de generación.

3.2.4. Resultados y análisis

Para un mayor entendimiento de los resultados de esta sección se definen los siguientes escenarios:

- **Dmax A:** Corresponde al escenario de demanda máxima, sin modificaciones en la topología del modelo y considerando sólo la operación del PMGD El Arrebol.
- **Dmax L:** Corresponde al escenario de demanda máxima, sin modificaciones en la topología del modelo y considerando sólo la operación del PMGD Lebu III.
- **Dmin A:** Corresponde al escenario de demanda mínima, sin modificaciones en la topología del modelo y considerando sólo la operación del PMGD El Arrebol.
- **Dmin L:** Corresponde al escenario de demanda mínima, sin modificaciones en la topología del modelo y considerando sólo la operación del PMGD Lebu III.
- **Dmin A.1:** Corresponde al escenario de demanda mínima, ampliación en la capacidad original de los transformadores T1 y T2 a 16 MVA y considerando sólo la operación del PMGD El Arrebol.
- **Dmin A L:** Corresponde al escenario de demanda mínima, sin modificaciones en la topología del modelo y considerando la operación de los PMGD El Arrebol y Lebu III.
- **Dmin A L.1:** Corresponde al escenario de demanda mínima, ampliación en la capacidad original de los transformadores T1 y T2 a 16 MVA y considerando la operación de los PMGD El Arrebol y Lebu III.
- **Dmin A L.2:** Corresponde al escenario de demanda mínima, ampliación en la capacidad original de los transformadores T1 y T2 a 22 MVA y 16 MVA respectivamente y considerando la operación de los PMGD El Arrebol y Lebu III.

En esta sección se presentarán variables de transformadores pertenecientes a la subestación primaria T1 y T2 mostrados en la figura 3.2, ya que fue la única parte del sistema modelado donde se presentaron congestiones. Junto con eso en el anexo D se presenta una tabla resumen con un detalle de los resultados para los escenarios de estudio.

Se debe recalcar que los transformadores que se encuentran en una subestación primaria, pertenecen a la red de transmisión zonal y no de distribución. Por consiguiente las modificaciones a la topología original del sistema estudiado pertenecen a transmisión zonal y actualmente están sujetas a un proceso de planificación centralizada, sin embargo se plantean estas modificaciones a fin de evidenciar las problemáticas identificadas en la NTCO de PMGD.

3.2.4.1. Caso 1: Considerando sólo al alimentador de conexión

A continuación se presentan los resultados para el Caso 1 considerando la topología original del sistema

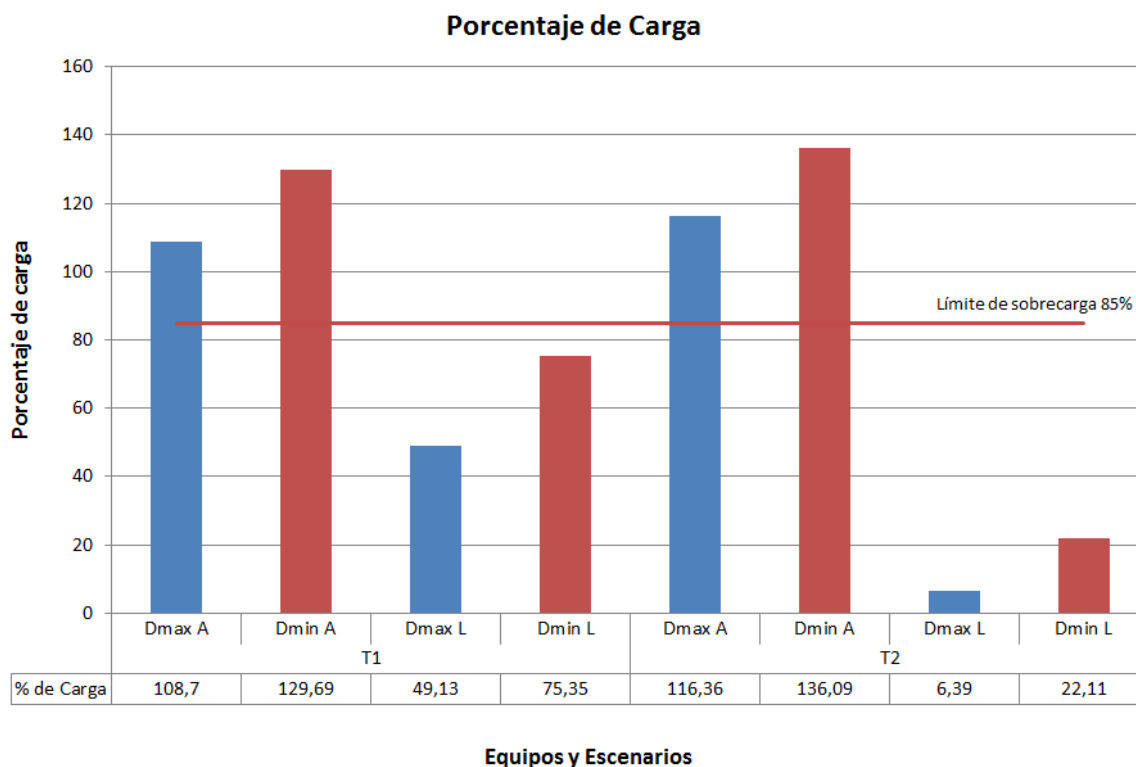


Figura 3.3: Niveles de sobrecarga de transformadores T1 y T2 considerando únicamente proyectos en el alimentador de conexión, para los escenarios de demanda máxima y mínima. (Fuente: Elaboración propia)

Dado que la topología del modelo, presentada en la figura 3.2 de la sección 3.2.2.1, considera la demanda de energía y PMGD en el mismo lado de los transformadores T1 y T2 (lado de 13,2 kV y 23 kV respectivamente) era de esperar que los mayores niveles de congestión se presentaran para los escenarios de demanda mínima. Por esta razón desde este punto en adelante, para el análisis de distribución sólo se considerarán los escenarios de demanda mínima por ser un caso crítico para el estudio realizado.

Como se aprecia en la figura 3.3, cuando se considera la operación del PMGD Lebu III el porcentaje de carga de ambos transformadores es menor al 85 % establecido como límite. Por el contrario cuando opera el PMGD El Arrebol ambos transformadores exceden el límite de sobrecarga por lo que es necesaria la ampliación en la capacidad de estos equipos. Mediante la realización de simulaciones se determina que la capacidad mínima a la que se deben expandir los transformadores T1 y T2 es de 16 MVA, escenario para el que se obtienen los siguientes resultados:

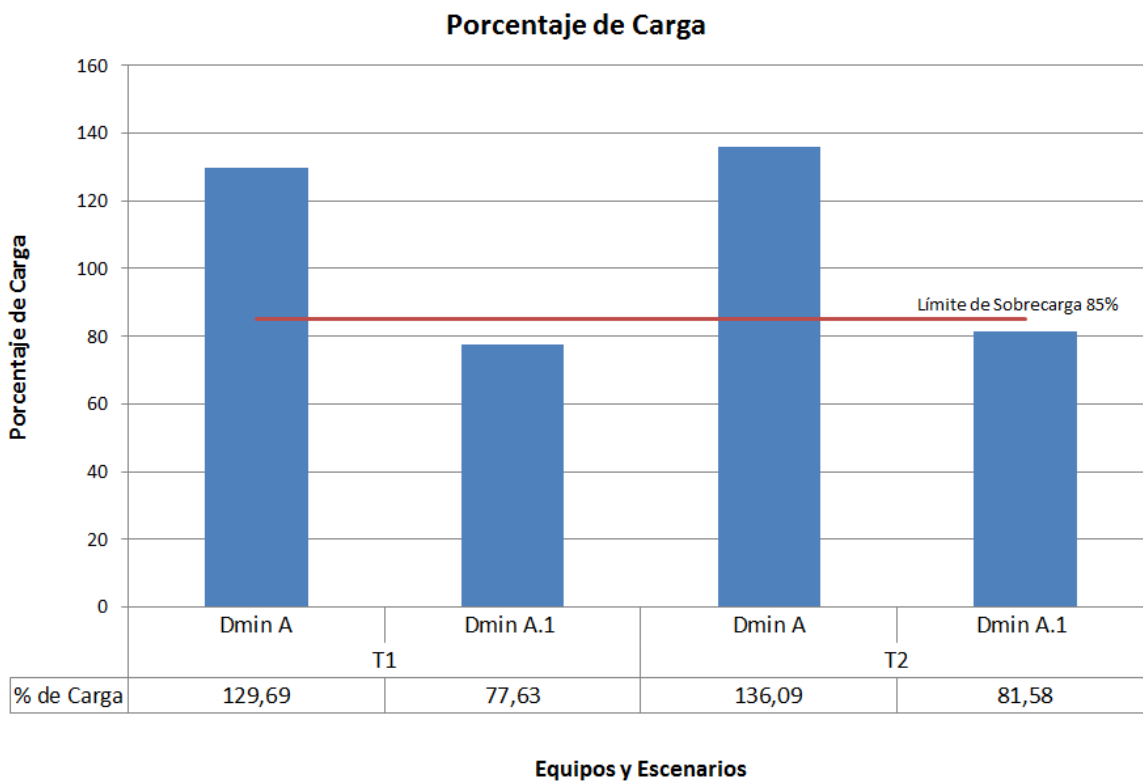


Figura 3.4: Niveles de carga de transformadores T1 y T2 considerando únicamente proyectos en el alimentador de conexión, y obras adicionales para el Caso 1. (Fuente: Elaboración propia)

3.2.4.2. Caso 2: Considerando el alimentador de conexión y alimentadores vecinos.

Para este caso se presentan los resultados obtenidos de la operación de los dos PMGD bajo tres topologías distintas. En primera instancia se utiliza la red original (Dmin A L). Posteriormente se amplía la capacidad del transformador T1 a 22 MVA y la de T2 a 16 MVA respecto de su capacidad original, cumpliendo criterio límite de sobrecarga de 85 % (Dmin A L.2) y finalmente se simula el Caso 2 con las modificaciones propuestas para el Caso 1 (Dmin A L.1) con el fin de comparar ambos criterios. Los resultados se presentan en la siguiente figura:

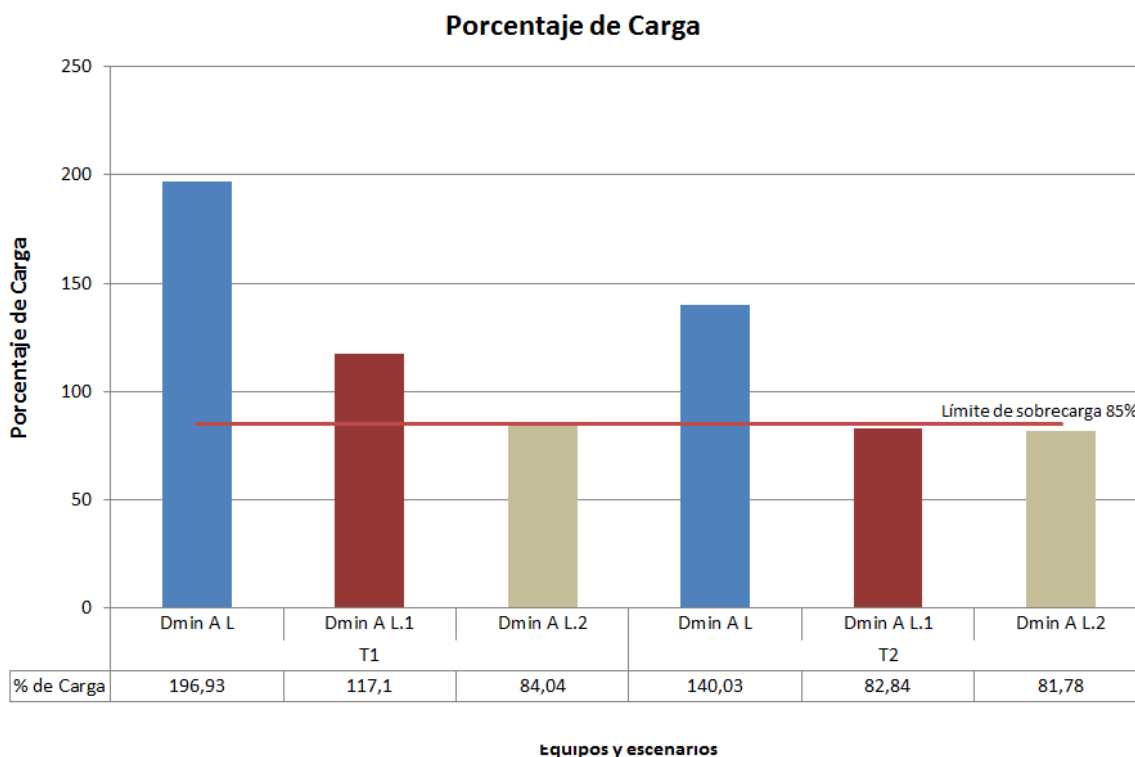


Figura 3.5: Niveles de carga para los transformadores T1 y T2, considerando la operación de ambos PMGD y los escenarios Dmin A L, Dmin A L.1 y Dmin A L.2. (Fuente: Elaboración propia)

La figura 3.5 muestra que sin realizar modificaciones en la red (escenario Dmin A L), el nivel de carga del transformador T1 está un 63,24 % por sobre el nivel de carga obtenido para este mismo equipo en el escenario Dmin A. Esto debido a la inversión de flujo en el alimentador Santa Rosa consecuencia de la presencia del PMGD Lebu III. Por otra parte en el transformador T2 se registra un aumento del 4 % para los mismos escenarios, lo que se debe únicamente al flujo de potencia reactiva, ya que para la modelación de los PMGD eólicos sólo se fija la potencia activa y la parte reactiva de esta la determina el software con su modelo de máquina asincrónica.

Como se aprecia en la figura 3.5, al simular considerando los dos PMGD del estudio y las obras adicionales del Caso 1 (escenario Dmin A L.1), el transformador T1 sigue presentando sobrecarga por lo que sería necesaria una nueva ampliación de su capacidad. Las modificaciones que solucionan el problema de sobrecarga en los transformadores al considerar ambos PMGD en operación, corresponden a la ampliación en la capacidad de potencia del transformador T1 a 22 MVA y del transformador T2 a 16 MVA, de lo que se obtienen los niveles inferiores a 85 %, como se aprecia en los resultados del escenario Dmin A L.2.

De lo anterior, se desprende que la no consideración del estado de alimentadores vecinos en los estudios de conexión de PMGD para la evaluación de obras adicionales, resulta en la determinación ineficiente de inversiones y por consiguiente de la preparación de la red para el ingreso de generación distribuida.

En los escenarios Dmin A, Dmin L y Dmin A.1 se aplica lo que establece la NTCO como requerimientos mínimos de información, donde se determinan los niveles de sobrecarga que presentan equipos, en este caso de la subestación primaria. Se debe destacar, que luego de informar a transmisión zonal, esta empresa tiene 15 días hábiles para enviar un plan de obras que permita cumplir con los requerimientos de transporte de energía de acuerdo a la normativa vigente.

Por otra parte, al realizar un análisis en conjunto incluyendo las condiciones en las que se encuentran los alimentadores vecinos, como se presenta en los escenarios Dmin A L, Dmin A L.1 y Dmin A L.2, los requerimientos técnicos para cumplir con los niveles de sobrecarga permitidos son mayores a los del caso 1, la consideración de PMGD en trámite para su conexión en alimentadores vecinos, resulta un estudio esencial si se piensa en reforzar o expandir de forma eficiente, frente a la conexión de este tipo de proyectos. Su no consideración resultará, como se mostró anteriormente, en la determinación de obras adicionales que necesitarán, en el corto plazo, nuevas inversiones a fin de poder evacuar de forma segura la energía inyectada en la red de distribución. Esta situación provoca que se pierda la visión global y precisión en la representación de la red.

Frente a esta problemática, se propone la confección de mapas en línea de las redes de distribución, como responsabilidad de las empresas de distribuidoras, los cuales deben contener la información técnica actualizada de sus instalaciones, es decir, capacidad utilizada y disponible de alimentadores y transformadores. Estos mapas deberán estar disponibles mediante plataformas en línea y contar como requisito mínimo con la siguiente información:

- Capacidad disponible y utilizada de las instalaciones de la red de distribución.
- Información técnica de proyectos con ICC vigentes en cada alimentador con las respectivas fechas de recepción y número del último formulario recibido o enviado por la empresa distri-

buidora.

- Información técnica del sistema de transmisión zonal, particularmente de la subestación primaria.
- Zonas de congestión, tanto por capacidad de las instalaciones de distribución como en instalaciones de transmisión zonal.

Como parte de esta medida se propone la entrega anual de un documento con la información detallada anteriormente por parte de las empresas de distribución a la CNE, con el fin de que esta sea utilizada en la planificación del sistema de transmisión zonal. Con esta propuesta se abre el flujo de información entre los interesados en conectar PMGD y empresas de distribución.

Se debe recordar que antes de la nueva ley de transmisión eléctrica [6] del año 2016, las expansiones de la red de transmisión zonal, antes llamada subtransmisión, eran valorizadas según un modelo similar al utilizado en la red de distribución, basado en una empresa modelo. Sin embargo, con esta nueva ley, la red de transmisión zonal es planificada de forma centralizada por organismos reguladores, lo que hace necesario un mejor flujo de información entre las redes de transmisión y distribución que están conectadas físicamente. En el caso mostrado en la figura 3.4 se asume que según la normativa vigente, la comunicación entre estas dos redes existió, sin embargo resulta insuficiente según lo que se muestra en la figura 3.5. Esto también como consecuencia de lo reactiva que es la adaptación de las redes frente al ingreso de proyectos PMGD.

Dada esta situación, se propone estipular en el marco normativo el traspaso de información entre empresas de distribución y transmisión zonal, así como hacia organismos reguladores, proporcionando la información necesaria para futuros procesos de planificación centralizada, así como para la confección de mapa en línea de las instalaciones. Esta medida, además de mejorar el flujo de información para la toma de decisiones de inversión en obras adicionales, agilizará el proceso de conexión.

Se destaca el hecho de que la modificación a la actual normativa, considera proyectos PMGD que se conectarán en el corto plazo y cuyas SCR son estudiadas en forma paralelas. Sin embargo esta metodología de estudio para la evaluación de obras de expansión, sigue siendo reactiva y resulta ineficiente si se analizan casos de estudio donde las SCR de proyectos conectados en distintos alimentadores, son recibidas por la empresa distribuidora en tiempos superiores a lo que demora el estudio de conexión que evalúa las obras adicionales pertinentes.

Rescatando la propuesta acerca de una plataforma en línea que contenga información de la red de distribución, se propone ampliar los plazos para los estudios de conexión que evalúan expansiones y refuerzos en la red de distribución o subestación primaria, esto permitirá incluir dentro del mismo

estudio, proyectos cuyas ICC sean recibidas con posterioridad al inicio de estos estudios. Se debe recordar, como se muestra en las figuras 2.1 y 2.2 de la Sección 2.2.3.2, que la propuesta de un mapa en línea para la red de distribución eliminará del proceso de conexión los formularios 1 y 2, que según el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación [41], se establece un plazo máximo de 15 días para su envío. Por lo que sin perjudicar los plazos establecidos para el proceso de conexión, con esta medida, es posible extender el periodo de estudio para la determinación expansiones en la subestación primaria de 5 a 20 días hábiles. Sumado a lo anterior, se propone reevaluar este tipo de inversiones en una etapa posterior que contemple los plazos para la realización de estas obras y permita la consideración de ICC aún posteriores a las ya consideradas, con el fin de agregar mayor eficiencia en las expansiones necesarias.

Por último, la figura 3.1 de la sección 3.2.1, muestra una excesiva cantidad de SCR, en comparación con las ICC, esto puede dar cuenta de los bajos requisitos estipulados para realizar una SCR, haciendo a esta etapa del proceso de conexión, una instancia muy informal, distorsionando la información referente a los reales interesados en conectar proyectos de generación distribuida. Respecto a este punto, se propone aumentar el nivel de exigencia en los requisitos para el envío de una SCR, lo que se verifica con el artículo 16^o bis del Decreto 101 [41], en el cual se establece que al presentar una SCR sólo se debe adjuntar un cronograma de la ejecución del proyectos y si se estima conveniente una propuesta de etapas para la realización de los estudios de conexión, sin hacer referencia a demostrar solvencia económica por parte del interesado en conectar. Por consiguiente, se propone incluir en los requisitos para el envío de una SCR, un detalle de los costos de inversión del proyecto, junto con la acreditación de recursos económicos que financien al menos las obras civiles, equipos eléctricos propios de la central de generación y estudios de conexión.

Se debe considerar que si bien el caso planteado en esta sección requiere expansiones en la subestación primaria, perteneciente a la red de transmisión zonal, esto se debe a la topología particular del caso estudiado, pero estas también pueden afectar a instalaciones pertenecientes a la red de distribución.

3.2.5. Análisis económico de obras adicionales en la subestación primaria

En esta sección se analiza económicamente las obras adicionales que se deben realizar en la subestación primaria. Como se mencionó anteriormente las subestaciones primarias corresponden a la red de transmisión zonal, por lo que este análisis no afecta a a red de distribución. Sin embargo, se decide incluirlo en el análisis de distribución para mantener el orden en el informe, ya que las simulaciones en las cuales se basa este análisis económico son las planteadas en las secciones 3.2.4.1 y 3.2.4.2. Este análisis económico para la red de transmisión zonal, busca visualizar el costo económico de la inefi-

ciencia en la expansión producto del deficiente flujo de información entre distribución y transmisión zonal, que estipula la NTCO de PMGD y lo reactivo de este proceso.

En el caso 1, al considerar lo que establece la NTCO de PMGD, sin incluir el estado de alimentadores vecinos al de conexión, se determina el requerimiento de la ampliación en la capacidad de potencia de los transformadores T1 y T2 a 16 MVA, con el fin de obtener un nivel de carga en dichos equipos, inferior al 85 %. Para este caso particular, el costo de esta inversión es de \$ 523.160 dólares y corresponde a la compra y montaje de dos transformadores con las siguientes características [40]:

Tipo de transformador	Trifásico
Relación	66/13,2 kV
Potencia	6 MVA
Refrigeración	ONAF1
Valor unitario	\$ 278.580

Tabla 3.5: Características de transformador para ampliación en capacidad de T1 a 16 MVA. Valor unitario en dólares e incluye el valor de montaje.

Tipo de transformador	Trifásico
Relación	13,2/23 kV
Potencia	6 MVA
Refrigeración	ONAF1
Valor unitario	\$ 244.580

Tabla 3.6: Características de transformador para ampliación en capacidad de T2 a 16 MVA. Valor unitario en dólares e incluye el valor de montaje.

Para el caso 2, al considerar los PMGD EL Arrebol y Lebu III en conjunto, el costo de las obras adicionales, considerando que se está modificando la topología original de la subestación primaria, es de \$ 528.311 dólares [40]. Este valor corresponde a la compra y montaje de dos transformadores, el primero con las características de la tabla 3.6 escogido para la ampliación en la capacidad del transformador T2 y el segundo, para ampliar la capacidad del transformador T1, posee los siguientes atributos:

Tipo de transformador	Trifásico
Relación	66/13,2 kV
Potencia	12 MVA
Refrigeración	ONAF1
Valor unitario	\$ 283.731

Tabla 3.7: Características de transformador para ampliación en capacidad de T1 a 22 MVA. Valor unitario en dólares e incluye el valor de montaje.

En el caso hipotético que las obras adicionales propuestas para el Caso 1, consistentes en el montaje de los equipos de las tablas 3.5 y 3.6, ya se hubiesen realizado, sería necesario el montaje de un nuevo transformador similar al de la tabla 3.5, lo que significa \$ 801.740 dólares de inversión debido a la conexión de los PMGD El Arrebol y Lebu III. Esto representa un costo adicional de inversión de \$ 273.429 dólares, respecto de las obras adicionales consideradas para el Caso 2. Por el contrario, al considerar inicialmente a ambos PMGD el valor de inversión total es de \$ 528.311 dólares, lo que demuestra la ineficiencia en las inversiones por concepto de obras adicionales en el sistema de transmisión zonal, esto a causa de las problemáticas evidenciadas de la NTCO de PMGD en la sección 3.2.1.

3.3. Red de Transmisión zonal

3.3.1. Propuesta metodológica de planificación

Antes de hablar sobre la metodología propuesta, es necesario explicar que bajo la penúltima modificación a la ley general de servicios eléctricos (LGSE) [30], las empresas de subtransmisión (ahora transmisión zonal), debían desarrollar estudios técnicos con el fin de calcular el valor anual de subtransmisión cada cuatro años. Este estudio se basa en instalaciones económicamente adaptadas a la proyección de demanda para un periodo de 10 años y buscaba minimizar el costo de inversión, operación y falla. Considerando dentro de sus parámetros los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración asociados a sus instalaciones. Estos informes, como se establece en las bases técnicas del último estudio realizado, debían considerar escenarios de expansión y adaptación económicamente eficientes del anteriormente llamado sistema de subtransmisión, utilizando como criterio económico el valor anual de dicho sistema. De forma más simple, se puede determinar que como principal criterio económico para la evaluación de expansiones en la transmisión zonal, se buscaba la rentabilidad mediante los costos operacionales de las nuevas instalaciones.

Actualmente la última modificación a la LGSE [28], también llamada nueva ley de transmisión, establece en su artículo 87 que para el proceso de planificación de la transmisión, el Ministerio de Energía deberá entregar cada año a la CNE, un informe que contenga los criterios y variables para realizar este proceso. Contemplando para ello, dentro de otras cosas, la minimización de los riesgos en el abastecimiento, el aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética y desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas. Además, se establece que el reglamento de transmisión deberá establecer criterios y aspectos metodológicos a ser considerados para la determinación de holguras y redundancias en la capacidad de transporte. Este nuevo marco legal abre las posibilidades de plantear nuevos criterios para la evaluación de expansiones

en el sistema de transmisión zonal.

En este trabajo se propone como nueva metodología de planificación del sistema de transmisión zonal la evaluación técnico económica del vertimiento de energía como consecuencia de la conexión de proyectos PMGD. Esta propuesta metodológica consiste en evaluar las pérdidas económicas de no inyectar energía al sistema como consecuencia de congestiones. Este valor económico se comparará con el costo de las obras de expansión técnicamente necesarias para descongestionar el sistema determinando la rentabilidad de estas en el mediano plazo.

3.3.2. Modelo y datos utilizados para transmisión zonal

El modelo utilizado para la red de transmisión zonal consiste en la base de datos del SIC actualizada el mes de febrero del año 2017, con extensión .pfd para el programa DIGSILENT®. Esta base de datos se encuentra disponible en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional [32]. El modelo cuenta con escenarios de demanda alta, media y baja para los días domingo, sábado y un día laboral cualquiera. Se trabajó con la red de Concepción que se muestra en la figura 3.6.



Figura 3.6: Mapa de parte del SIC, donde se destacan las subestaciones Lebu, Horcones y Coronel. (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional - SIC)

De esta red se destaca la subestación primaria Lebu y la línea Tres Pinos - Lebu, ya que en las propuestas de obras de expansión se consideraron refuerzos para estos elementos de la red. Se destaca

el hecho de que los únicos equipos en los que se presentó sobrecarga de potencia fue en los transformadores de la subestación Lebu. Adicionalmente al modelo original de la base de datos utilizada se incorporan los generadores G1 y G2, cada uno de 20 MW de capacidad instalada, que simulan proyectos PMGD eólicos.

El modelo descrito en el párrafo superior se presenta en la figura 3.7, donde se muestra información técnica de interés. Se omiten elementos fuera de operación en la base de datos original.

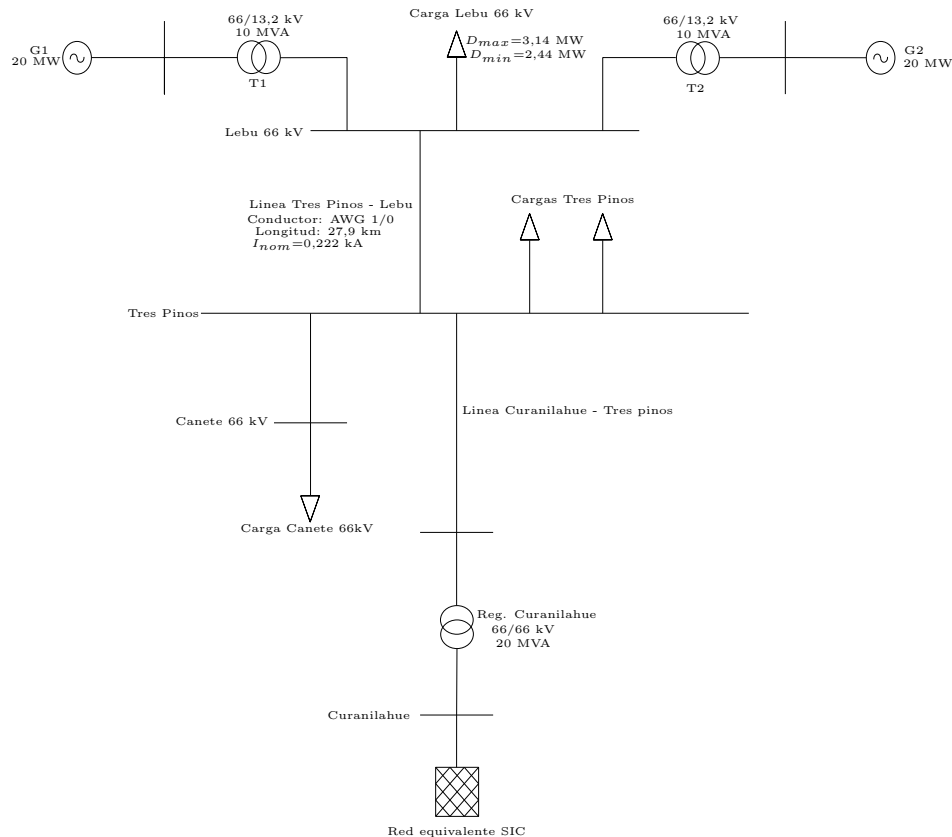


Figura 3.7: Diagrama unilineal simplificado del sistema de transmisión zonal utilizado. (Fuente: Elaboración propia)

Para mayor información técnica de los equipos es posible consultar la referencia [32].

La determinación de las horas de demanda alta, media y baja durante los días de la semana se realiza utilizando datos de la generación bruta horaria del SIC, durante el mes de agosto del año en curso [33]. En el anexo B.1 se encuentran las curvas de generación bruta horaria para los días de una semana promedio, información de la cual se desprende la siguiente clasificación:

Escenario de demanda	Día Laboral	Sábado	Domingo
Dda. Alta	[10-22]	[18-24]	[18-24]
Dda. Media	[8-9],[23-24]	[1],[10-17]	[1-3],[11-17]
Dda. Baja	[1-7]	[2-9]	[4-10]

Tabla 3.8: Horas de demanda alta, media y baja para cada día de la semana.

El perfil de generación de los parques eólicos G1 y G2 se determinó utilizando la información entregada por el explorador de energía eólica [34] del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, en conjunto con la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (Deutsch Gesellschaft für International Zusammenarbeit, GIZ), que corresponde a un mapa de viento cuyas simulaciones fueron realizadas utilizando un modelo de investigación y predicción de clima (Weather Research and Forecasting, WRF). Con esta herramienta se obtuvo el perfil de generación horaria en por unidad para un generador marca Vesta, modelo V80 de 2 MW, durante el año 2010, ya que estos son los datos disponibles mas actualizados. La validez de esta fuente de información se corrobora con la utilización de esta herramienta en el plan Comuna Energética, para la determinación del potencial eólico de Lebu en el informe de Estrategia Energética de la Comuna de Lebu [35].

El generador de prueba para la determinación del perfil de generación se encuentra ubicado en las coordenadas latitud: -37.6292 Sur, longitud: -73.662 Oeste, en la zona de Lebu a una altura de 165 metros. Dada la gran cantidad de datos se decidió, promediar los valores de generación de cada hora, para cada mes por separado, de lo que se obtuvo un perfil de generación horaria para un día promedio de cada mes. Además, para hacer más fidedigno el resultado de las simulaciones estos valores se escalaron por un factor de 0,75 con el fin de acercar el valor anual promedio de generación con el del parque eólico Lebu durante el año 2016. Obtenido del documento Generación bruta SIC - SING disponible en el apartado de producción y consumo [46]. Utilizando este factor se obtiene un promedio de generación anual de 0,361 pu de acuerdo a la capacidad instalada de los generadores G1 y G2, valor que corresponde a un 14 % por sobre el promedio del parque eólico Lebu. El perfil de generación horario para cada mes se presenta en el anexo B.2.

En cuanto a los costos marginales se tienen datos horarios de la barra Horcones, para todos los días del año 2017 hasta el mes de octubre [36]. Con estos datos se obtuvieron los costos marginales horarios para una semana promedio en cada mes en unidad USD/MWh. Para los meses de noviembre y diciembre, debido a que aún no se cuentan con datos disponibles, se consideraron los costos marginales más bajos de los meses anteriores, esto se realizó para cada día por separado, lo que resulta en considerar los datos del mes de octubre para las semanas de los meses noviembre y diciembre.

La proyección de los costos marginales se obtiene del informe para la fijación de precios de nudo

de corto plazo de febrero de 2017 [37]. Respecto de los requisitos y condiciones para la fijación de precios nudo de corto plazo la resolución exenta N° 641 [38] establece en su artículo 8 que los costos utilizados para este proceso tarifario deben ser expresados en valores existentes en el segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico para la fijación de precios nudo. De lo que se entiende que la proyección de costos marginales en la base de cálculos utilizada para ese informe están en valor presente. De la base de cálculos referida en este párrafo se obtiene la proyección de costos marginales promedios (mensuales) para la barra Coronel (66 kV) hasta el año 2030. Estos datos se utilizan para ponderar, en base al promedio mensual, los costos marginales horarios del año 2017. Lo anterior con el fin de estimar costos marginales horarios, para el periodo de estudio, que sigan la proyección del costo marginal en base al estudio que fija los precios de nudos. El factor de ponderación para la proyección de costos marginales horarios se obtiene de la relación:

$$F_{CMg,y,x} = \frac{CMg_{proy,y,x}}{CMg_{y,2017}} \quad (3.2)$$

Donde:

F_{CMg} : Factor de ponderación para los costos marginales horarios del mes y , año x .

$CMg_{proy,y,x}$: Costo marginal promedio proyectado para el mes y , año x obtenido de la base de cálculos.

$CMg_{y,2017}$: Costo marginal promedio real del mes y , año 2017.

Los factores de ponderación, junto con los costos marginales desde el año 2017 al 2030 se encuentran en el anexo B.3.

En cuando a los valores económicos de los equipos cotizados para las obras de expansión, se obtienen del informe técnico definitivo para la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y transmisión dedicada para el bienio 2018-2019 [40], los precios se entregan en dólares de valor presente.

3.3.3. Caso de estudio

Las consideraciones realizadas para el caso de estudio son las siguientes:

- Por limitaciones en la información disponible referente al potencial eólico nacional, se considera un perfil de generación eólico único para todos los años de estudio.
- Se considera para la proyección del costo marginal la barra de Coronel ubicada aguas arriba de la subestación Lebu por ser esta la barra más cercana de la que se tiene información.

- El costo marginal de la energía se considera invariante ante las inyecciones de potencia de los PMGD.
- Como criterio para evaluar la congestión en equipos del modelo utilizado se considera como un equipo congestionado aquel que sobrepase el 85 % de su capacidad según criterios de potencia o corriente cuando corresponda.
- Respecto al año 2017 se considera el vertimiento de energía desde el mes de enero.
- Los horarios de demanda alta, media y baja corresponden al mes de agosto del año 2017 y se consideran iguales para todo el estudio realizado.
- La moneda utilizada para la evaluación económica es el dolar americano.
- Para cada mes se considera la cantidad reales de días, en cada año.
- No se considera la proyección de demanda para el análisis proyectado.
- Los costos marginales para noviembre y diciembre para el año 2017 se consideran iguales al mes de octubre por ser este el más bajo registrado en el año.
- Se determina una tasa de descuento del 10 % ya que en este estudio se busca el cálculo conservador, el uso de este valor en el sector eléctrico tiende a sobrevalorar los costos de inversión que se materializan durante los primeros años del periodo evaluado, además de subvalorar beneficios materializados en el largo plazo [39].

El caso de estudio planteado para evaluar la metodología propuesta de planificación en el sistema de transmisión zonal, consiste en la disposición de dos generadores equivalentes de 20 MW de potencia cada uno, en el lado de baja tensión de los transformadores de la subestación primaria Lebu, cada uno de 10 MVA de capacidad. Estos generadores simulan parques eólicos y bien pueden representar PMGD existentes y próximas etapas de expansión del parque eólico Lebu Sur que proyecta tener una capacidad instalada de 108 MW según la resolución de calificación ambiental aprobada para este proyecto [44]. Añadiendo estas modificaciones al sistema de Concepción y considerando la información presentada en el anexo B se procederá a realizar lo siguiente:

- Se evaluará el costo económico del vertimiento de energía desde el año 2017 hasta el año 2030, determinando los valores de energía vertida anualmente y para el periodo de estudio, así como su valor económico. El costo del vertimiento de energía se determina según:

$$Cost_a = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} (G_{(a,m,d,h)} - G_{85\%}) \cdot CMg_{(a,m,d,h)} \quad (3.3)$$

Cada una de las variables se define a continuación:

$G_{(a,m,d,h)}$: Generación real en MW, dado el perfil de generación utilizado, para el año **a**, mes **m**, día **d** y hora **h**.

$G_{85\%}$: Potencia en MW necesaria para que el equipo en estudio llegue a una capacidad de potencia 85 %.

$CMg_{(a,m,d,h)}$: Costo marginal en USD/MWh para el año **a**, mes **m**, día **d** y hora **h**.

$Cost_a$: Costo del vertimiento anual de energía para el año **a**.

n : Cantidad de días del mes **m**.

Considerando que la generación es constante durante cada hora, en la ecuación 3.3 el factor que multiplica al costo marginal corresponde a la energía vertida en MWh y se obtiene según:

$$E_a = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} (G_{(a,m,d,h)} - G_{85\%}) \quad (3.4)$$

Donde E_a corresponde a la energía vertida durante el año **a**.

Debido a que se deben realizar simulaciones independientes para todos los meses y las 24 horas del día, además de considerar que esto se debe realizar para un día sábado, domingo y día laboral, se automatizó la realización de las simulaciones utilizando el lenguaje de programación de DIGSILENT® (Digsilent programming Language, DPL), cuyo código se adjunta en el anexo C.

- Se determinarán, según aspectos técnicos, las obras de expansión necesarias para descongestionar el sistema y evacuar la energía vertida. Posteriormente se determinará el costo económico de estas obras de expansión.
- Utilizando los resultados obtenidos de los puntos precedentes se determinará el año en que se paga la inversión en obras de expansión realizadas, de lo que se establecerán criterios para evaluar la rentabilidad de estas obras.

3.3.4. Resultados y análisis

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el valor de energía vertida durante los años de estudio:

Año	Energía vertida [MWh]	Energía vertida acumulada [MWh]
2017	8.210,729	8.210,729
2018	8.215,801	16.426,530
2019	8.217,097	24.643,628
2020	8.241,879	32.885,507
2021	8.213,775	41.099,282
2022	8.209,108	49.308,390
2023	8.210,729	57.519,119
2024	8.240,427	65.759,547
2025	8.217,025	73.976,571
2026	8.217,229	82.193,801
2027	8.214,980	90.408,780
2028	8.229,667	98.638,448
2029	8.215,801	106.854,248
2030	8.217,097	115.071,346

Tabla 3.9: Energía vertida anual y acumulada desde el año 2017 al año 2030.

Como se aprecia en las tablas ?? y 3.9 la energía vertida anualmente prácticamente no varía entre un año y otro, eso como consecuencia de considerar un perfil de generación único para todos los años.

Por otra parte el costo del vertimiento anual hasta el año 2030 se presenta en la figura 3.8. Mayor detalle de esta información incluyendo el costo del vertimiento de energía mensual para cada año se muestra en el anexo E.1

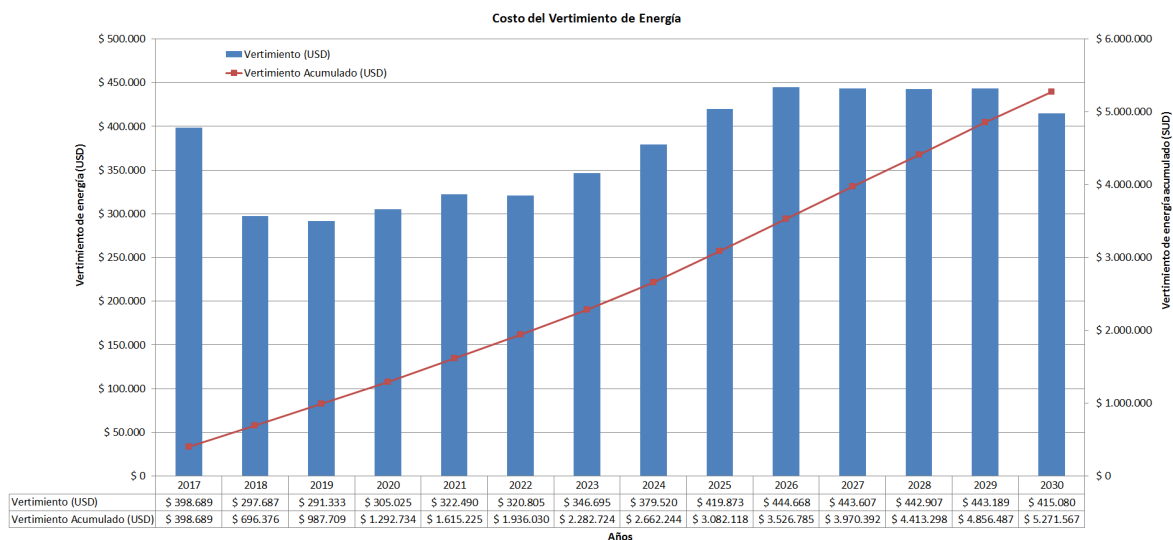


Figura 3.8: Costo acumulado y anual del vertimiento de energía, en dólares referidos al año 2017, por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu. (Fuente: Elaboración propia)

El valor del vertimiento acumulado al año 2030 es de \$5.271.567 dólares. En la figura 3.8 se aprecia una evidente variación del costo asociado al vertimiento de energía entre los años 2017 y 2018, lo que se debe a los factores utilizados para ajustar los valores promedio de los costos marginales para el periodo de estudio. Ya que los costos marginales proyectados para el segundo semestre del 2017, en el estudio para la fijación de precios de nudos, tiene una variación promedio del 33,54 % respecto de los reales. Se debe recordar que los costos marginales reales utilizados corresponden a la barra de Horcones y por otra parte la proyección es para la barra Coronel.

Una vez obtenido el costo económico del vertimiento de energía y considerando que las únicas zonas de congestión en el sistema de transmisión zonal son los transformadores T1 y T2 que se muestran en la figura 3.7 se propone realizar los siguientes refuerzos y ampliaciones:

- **Propuesta 1:** Ampliar la capacidad potencia de los transformadores T1 y T2 a 20 MVA cada uno, mediante la compra de dos transformadores, los cuales serán dispuestos en paralelo a los transformadores ya existentes.

Las características de los transformadores considerados para esta propuesta son idénticas para ambos y se presentan a continuación:

Tipo de transformador	Trifásico
Relación	66/13,2 kV
Potencia	10 MVA
Refrigeración	ONAF1
Cantidad necesaria	2
Costo total de inversión	\$ 765.702

Tabla 3.10: Características de transformadores cotizados. Costo total de inversión está en dólares e incluye el valor de montaje.

Se considera un costo de mantenimiento anual de \$ 12.489 dólares por transformador [43]. Según el Servicio de Impuestos Internos (SII) [42] a cada transformador se le asigna una vida útil de 10 años, sin embargo en la práctica no se realiza el recambio del activo una vez cumplida su vida útil, más aún estos pueden alcanzar un periodo de funcionamiento promedio de 25 años si se realiza un mantenimiento adecuado.

- **Propuesta 2:** Construcción de línea paralela a la línea Tres Pino - Lebu, aumentando su capacidad de transporte de energía a 50 MVA. Las características del conductor, estructuras y aislantes son las siguientes:

- Conductor:

Conductor	AWG 1/0
Carga de ruptura	1449 kg
Peso	0,485 kg/m
Corriente nominal	0,214 kA
Largo necesario	90,6 km
Costo total de inversión	\$ 1.255.962

Tabla 3.11: Características del conductor cotizado. Costo total de inversión está en dólares e incluye el valor de montaje.

- Estructuras:

Tipo de estructura	Poste de hormigón Armado
Altura	18 m
Fuerza de ruptura	1600 kg
Estructuras Necesarias	105
Costo total de inversión	\$ 110.265

Tabla 3.12: Características de estructuras cotizadas para las líneas. Costo total de inversión está en dólares e incluye valor de montaje.

- Aislantes:

Tipo	Line Post por Suspensión
Tensión nominal	69kV
Distancia de fuga	2985 mm
Distancia de arco	835 mm
Peso unitario	17,3 kg
Tensión de ruptura frente a impulso en seco	450
Tensión de ruptura frente a impulso en lluvia	495
Cantidad necesaria	315
Costo total de inversión	\$ 415.680

Tabla 3.13: Características de aislantes cotizados para las líneas. Costo total de inversión está en dólares e incluye valor de montaje.

- Cable de guardia:

Tipo	Alumoweld 7 No. 9
Diámetro exterior	8,71
Carga de ruptura	5,729 kg
Resistencia a 20°C	1,884 Ω
Sección	46,44 mm ²
Largo necesario	28 km
Costo de la inversión	\$ 331.464

Tabla 3.14: Características de cable de guardia cotizado para la línea. Costo total de inversión está en dólares e incluye costo de montaje.

En la parte inferior presenta una tabla resumen que contiene el costo total de inversión de esta propuesta:

Conductor	\$ 1.255.962
Aislantes	\$ 415.680
Postes	\$ 110.265
Cable de guardia	\$ 331.464
Total	\$ 2.113.371

Tabla 3.15: Detalle de costo de inversión en dólares para la construcción de una línea paralela a la actual línea Tres Pinos - Lebu.

Para el mantenimiento de la línea se considera el costo de operación, mantenimiento y administración actual que posee la línea Tres Pinos - Lebu [43], correspondiente a de \$ 108.246 dólares. Análogo al caso de los transformadores, la vida útil que establece el SII es de 10 años, pero en la práctica no se reemplazan las líneas una vez cumplido ese periodo, por lo que no se considerará una reinversión cumplidos 10 años posterior a su instalación.

Adicionalmente a lo mencionado, de forma superficial se evaluó la propuesta de almacenamiento basado en banco de baterías plomo-ácido con capacidad de 73 MWh. La capacidad de almacenamiento requerida, se determinó según el máximo vertimiento continuo de energía que corresponde a las 24 horas corridas de un día laboral, para el mes de noviembre. Esta propuesta, pese a considerar el equipo más económico, fue desechada ya que el valor del almacenamiento es de 140 USD/kWh, lo que para la capacidad de almacenamiento requerida tiene un costo de \$10.189.758 dólares que escapa del costo de vertimiento acumulado recaudado hasta el año 2030. Sin embargo puede ser interesante evaluar una propuesta de almacenamiento nuevamente en el corto plazo ya que el costo de almacenamiento de este tipo de tecnología va a la baja proyectándose que para el año 2019 llegue a 100 USD/kWh [45].

Para la evaluación de la rentabilidad de las inversiones, se realizaron flujos de caja para la propuesta 1 y el conjunto de las propuestas 1 y 2. Esto debido a que sólo se registraron congestiones

en los transformadores de la subestación Lebu, por lo que considerar la propuesta 2 por separado no soluciona el problema de congestión. Sin embargo, las dos propuestas en conjunto son la inversión más lógica ya que amplía la capacidad de los equipos congestionados y se evitan futuras congestiones por limitaciones en el flujo de potencia aguas arriba de la subestación. Los flujos de caja para las inversiones se presentan en la siguiente página.

Flujo de caja para la propuesta 1:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Año inversión	\$ 0	\$ 398.689	\$ 297.687	\$ 291.333	\$ 305.025	\$ 322.490	\$ 320.805	\$ 379.520	\$ 419.873	\$ 444.668	\$ 443.607	\$ 442.907	\$ 443.189	\$ 415.080
Costo Verimiento anual	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Valor de inversión	-\$ 765.702	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0
Mantenimiento anual	\$ 0	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489	-\$ 12.489
Flujo de caja	-\$ 765.702	\$ 386.200	\$ 285.198	\$ 278.844	\$ 292.536	\$ 310.001	\$ 308.316	\$ 367.031	\$ 407.384	\$ 432.179	\$ 431.118	\$ 430.418	\$ 430.700	\$ 402.591
Flujo de caja acumulado	-\$ 765.702	-\$ 379.502	-\$ 94.304	\$ 184.540	\$ 477.076	\$ 787.078	\$ 1.095.394	\$ 1.796.630	\$ 2.204.015	\$ 2.636.193	\$ 3.067.311	\$ 3.497.728	\$ 3.928.428	\$ 4.331.019
VAN		\$ 1.798.057												
TIR		43 %												

Tabla 3.16: Flujo de caja para la ampliación en la capacidad de los transformadores de la subestación Lebu a 20 MVA cada uno (propuesta 1). Los valores monetarios se encuentran en dólares referidos al año 2017.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Año inversión	\$ 0	\$ 398.689	\$ 297.687	\$ 291.333	\$ 305.025	\$ 322.490	\$ 320.805	\$ 379.520	\$ 419.873	\$ 444.668	\$ 443.607	\$ 442.907	\$ 443.189	\$ 415.080
Costo Verimiento anual	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Valor de inversión	-\$ 2.879.073	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0	-\$ 0
Mantenimiento anual	\$ 0	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246	-\$ 108.246
Flujo de caja	-\$ 2.879.073	\$ 290.443	\$ 189.441	\$ 183.087	\$ 196.779	\$ 214.244	\$ 212.559	\$ 271.274	\$ 311.627	\$ 336.422	\$ 335.361	\$ 334.661	\$ 334.943	\$ 306.834
Flujo de caja acumulado	-\$ 2.879.073	-\$ 2.588.630	-\$ 2.399.189	-\$ 2.216.102	-\$ 2.019.323	-\$ 1.805.078	-\$ 1.592.519	-\$ 1.354.071	-\$ 1.082.797	-\$ 771.169	-\$ 434.748	-\$ 99.387	\$ 570.216	\$ 877.050
VAN		-\$ 1.020.726												
TIR		3 %												

Tabla 3.17: Flujo de caja para construcción de una línea paralela a la línea Tres Pinos - Lebu y ampliación de los transformadores de la subestación Lebu a 20 MVA (propuesta 1 y 2). Los valores monetarios se encuentran en dólares, referidos al año 2017

Como se muestra en las tablas 3.16 y 3.17 la única propuesta que logra recuperar la inversión dentro del periodo estudio es la propuesta 1, con una rentabilidad anual del 43 %, de esta forma la inversión se recupera en el año 2019. Por el contrario la tasa interna de retorno (TIR), para el flujo de caja que considera ambas propuestas de inversión, se encuentra un 7 % por debajo de la tasa de descuento utilizada y su valor actual neto (VAN) es negativo, lo que indica la no rentabilidad de esta inversión, es decir, según los resultados presentados en la tabla 3.17, los ingresos no percibidos por el vertimiento de energía no justifican la construcción de una nueva línea para igualar la capacidad de transmisión de potencia con la capacidad a la que fueron ampliados los transformadores de la subestación Lebu.

La ampliación en la capacidad de los transformadores T1 y T2 soluciona el problema de congestión en el sistema ya que aumenta la capacidad de los equipos sobrecargados, permitiendo la inyección de aproximadamente 8,21 GWh anuales. Sin embargo, la capacidad límite para la transmisión de potencia desde la red de distribución hacia transmisión zonal se mantiene en 25 MVA y corresponde a la capacidad máxima de transmisión de potencia de la línea Tres Pinos - Lebu cuya inversión para ampliar su capacidad no se valida económicamente. Por otra parte en cuanto al criterio técnico establecido como límite de sobrecarga de 85 %, la línea Tres Pinos - Lebu no requiere obras de expansión. De acuerdo a las simulaciones esta línea, con su capacidad original, registra un porcentaje de carga máximo de 82,83 %, lo que ocurre durante una hora del día domingo para el mes de noviembre.

Recordando la topología del sistema mostrada en la figura 3.7, se debe destacar que en ella la carga asociada al consumo de energía de la red de distribución se encuentra separada de los PMGD G1 y G2. Este tipo de topología no es común para la conexión de PMGD, ya que estos generalmente se encuentran conectados en los alimentadores de distribución lo que ocasiona que la potencia que llega a la subestación primaria sea prácticamente la generación de los PMGD, menos el consumo de potencia en los alimentadores. Por esta razón, al incluir el consumo de potencia en el mismo lado de los transformadores T1 o T2 se puede retrasar la inversión de ampliación en la capacidad de los transformadores mencionados mediante una obra de menor costo. Pese a esto, dado el costo acumulado de la energía vertida, la inversión asociada a la propuesta 1 seguirá siendo necesaria y rentable en el corto plazo.

El criterio establecido para la planificación de transmisión zonal, valida inversiones en obras de expansión que solucionan el problema de limitaciones en la generación por parte de proyectos PMGD. Sin embargo, estas obras de expansión no amplían realmente la capacidad de transmisión de potencia de la red de estudio, ya que esta se ve limitada por líneas diseñadas para transmitir una menor cantidad de potencia cuya ampliación no es viable según criterios económicos. En definitiva, con las obras de expansión rentables se aumenta la capacidad para transmitir potencia sólo en 5 MVA. Esto porque la

capacidad de potencia de los transformadores T1 y T2, originalmente se totalizaba en 20 MVA y pese a que esta se duplicó, la línea Tres Pinos - Lebu mantiene su capacidad original en 25 MVA.

La utilidad de la metodología propuesta, radica en la posibilidad de realizar un análisis local para la evaluación de obras de expansión frente al ingreso de múltiples PMGD, visión necesaria para evaluar el ingreso proyectos de este tipo dada la baja capacidad instalada de generación que estos poseen, respecto de proyectos de generación centralizada. Al utilizar como criterio el vertimiento de energía para la evaluación económica de las obras necesarias para la descongestión del sistema zonal, se agrega proactividad a la metodología de planificación de las redes. Se debe recordar que la planificación de las redes de transmisión utiliza información de la planificación energética la cual entrega planes indicativos para proyectos de generación y al considerar el vertimiento de energía como criterio para planes vinculantes de expansión de esta red, se disminuye el riesgo para inversionistas interesados en conectar proyectos de generación, convirtiendo al sistema planificado bajo estos criterios, en un escenario mas favorable y de igual forma permitiendo una planificación proactiva de la red de transmisión que permita cumplir con los planes energéticos nacionales.

Al contrastar la metodología propuesta con la metodología basada en la evaluación económica de los costos operacionales para la determinación de obras de expansión es posible mencionar lo siguiente:

- La metodología de costos operacionales evalúa directamente los beneficios para el sistema de la realización de obras de expansión, como por ejemplo una disminución en este tipo de costos buscando la operación óptima económica del sistema eléctrico. Por otra parte, la metodología propuesta se basa en los ingresos no percibidos por empresas de generación al limitar la potencia que pueden inyectar por congestiones en el sistema, lo que no representa un beneficio para la red si no que utilidad para el privado. Sin embargo, es posible determinar indirectamente beneficios para la red, como consecuencia del ingreso de generación distribuida tales como el aumento en la confiabilidad de la red, permitiendo la operación en islas frente a contingencias, la disminución de pérdidas en la red de transmisión entre otros. De igual forma, si se utiliza el criterio de vertimiento de energía como metodología para la expansión de la transmisión zonal en múltiples zonas del país, a modo de escalar el análisis, será posible cuantificar beneficios para el sistema que no se identifican en el análisis local.
- La metodología de vertimiento de energía permite realizar un análisis local del sistema considerando el desarrollo de proyectos PMGD, centrándose en el potencial energético de la zona de estudio, el desarrollo de proyectos que utilicen ese potencial y las obras de expansión necesarias para evacuar esa energía aguas arriba del sistema de transmisión zonal. Esta herramienta es necesaria dados los valores de capacidad instalada de proyectos PMGD. Por el contrario la

metodología de costos operacionales es de utilidad en análisis globales del sistema, o bien donde se evalúe el desarrollo de proyectos de generación que tengan impacto en la operación del sistema. A modo de ejemplificación si se evaluara el caso de estudio de transmisión zonal mediante la variación en los costos operacionales, el ahorro en estos costos si bien existirá dado el bajo costo marginal para la energía eólica, difícilmente significará un cambio considerable que logre validar una inversión en obras de expansión para la inyección de la potencia limitada. Por otra parte las ampliaciones seguirán siendo técnicamente necesarias dado el fenómeno de congestión en la red.

Capítulo 4

Conclusiones

Para la red de distribución, este trabajo propone modificaciones a la actual NTCO de PMGD, las cuales buscan visualizar los impactos reales de la conexión de un proyecto PMGD en la red, identificando problemas del actual estudio de conexión de este tipo de proyecto.

El procedimiento actual para la evaluación de obras de conexión necesarias para evitar congestiones, consecuencia de la conexión de un PMGD, es sesgado y tiene como resultado la realización de obras ineficientes, donde se requieren nuevas inversiones, en el corto plazo, para hacer frente a la conexión de proyectos futuros.

La solución propuesta para ello es el análisis del estado de los alimentadores vecinos al de conexión, considerando proyectos PMGD con ICC vigentes. Esto se hace posible con la propuesta de un mapa en línea de las instalaciones de distribución donde se indique la presencia de ICC vigentes en toda la red. Esta solución entrega una visión más acabada respecto del actual procedimiento y permite la determinación de las adicionales que solucionan los problemas de congestión asociados a todos los proyectos conectados a los alimentadores de la red de distribución.

En el caso estudiado, para la zona de Lebu, al utilizar el procedimiento de conexión actual, se requieren ampliaciones, en la capacidad de los transformadores de la subestación primaria, que resultan insuficientes al considerar las ICC y proyectos existentes en todos los alimentadores del modelo utilizado. Por el contrario, al considerar la totalidad de ICC y proyectos de la red de distribución para la evaluación de obras adicionales, los refuerzos requeridos son adecuados y se cumplen los criterios de sobrecarga permitidos en los equipos modificados.

Sumado a lo anterior, la propuesta de cambio normativo, aplicada al caso de estudio, disminuye la inversión en obras adicionales para la red de transmisión zonal, permitiendo que su expansión se realice con mayor eficiencia respecto de lo que estipula la actual normativa. Se reconoce el hecho de

que esta forma de evaluar expansiones considerando el desarrollo de proyectos PMGD es reactiva, y no anticipa ni prepara las instalaciones del sistema frente al ingreso de estos agentes.

Con el fin de aumentar la eficiencia en la expansión de la red considerando proyectos PMGD, particularmente en instancias del proceso de conexión que estipula la NTCO, se propuso aumentar el periodo de estudio para la evaluación de estas obras. Utilizando para esto el tiempo a favor por la eliminación de los formularios 1 y 2, consecuencia de la propuesta que implementa un mapa en línea de las instalaciones de distribución. Además, para el caso de estudio esta propuesta logra disminuir las inversión total en obras adicionales.

Tomando en cuenta los antecedentes de las SCR e ICC a nivel nacional, se decide aumentar los requisitos mínimos para el envío de una SCR, incluyendo la demostración de solvencia económica, con el fin de que en estos nuevos requisitos exista un filtro para los reales interesados en conectar un proyecto PMGD y no se distorsione la información referente a futuros proyectos PMGD.

Se debe destacar que los estudios para la conexión de un PMGD, referente al impacto en el sistema buscando evaluar futuras expansiones, consideran sólo un estudio de potencia y no energía. De forma concisa, la NTCO de PMGD indica que se debe utilizar el peor caso, esto es en demanda mínima de energía y mayor inyección coincidente de potencia tomando en cuenta la capacidad instalada de los proyectos a conectar. Sin embargo, no se realiza un análisis de horas de congestión y factor de planta de las instalaciones lo que puede tener como consecuencia el sobredimensionamiento de equipos cuya adquisición puede no justificarse según la probabilidad de ocurrencia de ese escenario.

En la red de transmisión zonal se propone la evaluación técnica económica de obras de expansión y refuerzos mediante la valorización del costo del vertimiento de energía. Respecto de esto es posible financiar en el corto plazo los refuerzos necesarios para solucionar problemas de congestión.

Sin embargo, los ingresos no percibidos por vertimiento de energía no logran financiar obras de expansión que amplíen la capacidad de líneas aguas arriba de los equipos donde se presenta la congestión. Esta situación tiene como consecuencia la limitación en el flujo de potencia, según la capacidad de las líneas no ampliadas y no la nueva capacidad que poseen las instalaciones reforzadas.

De forma más general, la metodología de planificación basada en el criterio de vertimiento de energía para la evaluación técnica y económica de obras de expansión y refuerzos en el sistema zonal, agrega una visión localizada que no poseen otros criterios de planificación, sin embargo debe ser complementada con la planificación energética nacional a fin de considerar las características de nuevo actores en el sistema como la generación distribuida.

Al comparar la propuesta metodológica de planificación para la red de transmisión zonal y el método actual basado en costos operacionales, teniendo en cuenta que el propósito es la considera-

ción del desarrollo de proyectos PMGD, se determina que una evaluación bajo el criterio de costos operacionales, no es suficiente para justificar inversiones en expansiones técnicamente necesarias para la inyección de potencia por parte de proyectos PMGD. Dado los niveles de generación de este tipo de proyectos, la disminución en costos operacionales debido a la conexión de proyectos PMGD será insignificante en comparación con el valor de inversión para la expansión de la red. Por el contrario, al utilizar el criterio de vertimiento de energía es posible validar inversiones que posibiliten la inyección de potencia por parte de proyectos PMGD. Se debe destacar que el costo del vertimiento de energía corresponde al ingreso no percibido por empresas propietarias de proyectos PMGD y no representa un beneficio para el sistema eléctrico. Sin embargo, la metodología propuesta puede ser utilizada como una primera evaluación para un paso posterior que extrapole este análisis a un mayor número de PMGD utilizando criterios como el de la metodología actual, a fin de complementarse según las distintas escalas de los sistemas a planificar.

A continuación se presenta una tabla resumen, donde se indican los cambios regulatorios y de procedimientos propuestos, indicando el cuerpo legal al cual pertenecen y el organismo regulador responsable:

Cambios sugeridos	Cuerpo legal o margo regulatorio	Autoridad responsable
Estipular el traspaso de información entre empresas de distribución y transmisión zonal, así como hacia organismos reguladores, proporcionando información necesaria para futuros procesos de planificación centralizada así como para la confección del mapa de las instalaciones.	Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución	Comisión Nacional de Energía
Confección de mapas en línea de las redes de distribución, como responsabilidad de las empresas distribuidoras, los cuales deben contener información técnica actualizada de sus instalaciones. Esto es, capacidad utilizada y disponible de alimentadores y equipos, información técnica de proyectos con ICC vigentes en cada alimentador, zonas de congestión, información técnica de transmisión zonal, particularmente de la subestación primaria.	Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución	Comisión Nacional de Energía
Eliminación de los formularios 1 y 2 de la NTCO de PMGD, esto como complemento a la medida del mapa en línea de las instalaciones de distribución, ya que estos formularios se utilizan para la solicitud de información de la red de distribución por parte de los interesados en conectar un PMGD.	Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.	Comisión Nacional de Energía
Extensión del periodo de estudio para la determinación de expansiones en la red de transmisión zonal de 5 a 20 días hábiles	Artículo 2-4 de la Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.	Comisión Nacional de Energía
Incluir en los requisitos para el envío de una SCR un detalle de los costos de inversión del proyecto a conectar, junto con la acreditación de recursos económicos que financien al menos las obras civiles, equipos propios de la central de generación y estudios de conexión.	Artículo 16° bis del Decreto Supremo N° 101	Ministerio de Energía
Complementar la planificación del sistema de transmisión zonal, utilizando como metodología la evaluación técnico económica del vertimiento de energía como consecuencia del ingreso de proyectos PMGD.	Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de a transmisión	Comisión Nacional de Energía

Tabla 4.1: Resumen de cambios propuestos al marco regulatorio nacional, indicando el organismo regulador responsable.

4.1. Líneas de trabajos futuros y recomendaciones

Considerar la proyección de demanda de energía y cambio climático para análisis futuro.

Considerar la proyección del desarrollo de proyectos PMGD para el análisis futuro.

Incluir la valorización económica de otros servicios relacionados con la generación distribuida como la regulación de tensión, entre otros.

Proponer un modelo de tarificación para la red de distribución que considere instalaciones para la incorporación de nuevos servicios en la red.

Bibliografía

- [1] DECRETO SUPREMO 244 *Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos*, Santiago de Chile, septiembre de 2005.
- [2] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA *Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión*, Santiago de Chile, septiembre de 2015.
- [3] ISIDORO SEGURA HERES *Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica*. Tesis doctoral, Valencia, Universidad de Valencia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Mayo de 2005, pp. 32-35.
- [4] FRANCESCO STARACE *Desafíos del futuro para la industria*. [diapositivas], Santiago de Chile, En: Seminario: El futuro de la distribución de energía eléctrica, CEO Enel SpA, septiembre 2016.
- [5] ROGER C. DUGAN *Challenges in considering distributed generation in the analysis and design of distribution system*. En: Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century (Julio 2008, Pittsburgh, USA), IEEE, agosto 2008.
- [6] LEY N° 20.936 Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 20 de julio de 2016.
- [7] CNE *Avanza proceso de elaboración de Reglamentos de la Ley de Transmisión*. [en línea] <<https://www.cne.cl/prensa/prensa-2016/noviembre-2016/avanza-proceso-elaboracion-reglamentos-la-ley-transmision/>> [Consulta: 20 de septiembre 2017].
- [8] CNE *Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión*. [diapositivas], Santiago de Chile, En: Mesa de trabajo 1 para elaboración del reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, Comisión Nacional de Energía, junio 2017.
- [9] CNE *Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión*. [diapositivas], Santiago de Chile, En: Mesa de trabajo 2 para elaboración del reglamento

- de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, Comisión Nacional de Energía, junio 2017.
- [10] CNE *Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión*. [diapositivas], Santiago de Chile, En: Mesa de trabajo 3 para elaboración del reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, Comisión Nacional de Energía, agosto 2017.
- [11] JULIO CLAVIJO *Proceso de interconexión de PMGD*. [diapositivas], Santiago de Chile, En: Seminario PMGD: Procesos de conexión y operación. Próximos desafíos técnicos, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Unidad de Energías Renovables, septiembre 2017.
- [12] DECRETO CON FUERZA DE LEY 4, Ley General de Servicios Eléctricos, Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 05 de febrero de 2007.
- [13] KARIM L. ANAYA Y MICHAEL G. POLLITT *Integrating Distributed Generation: Regulation and Trends in Three Leading Countries*. Grupo de Investigación de Políticas Energéticas de la Universidad de Cambridge, , Reino Unido, diciembre 2014.
- [14] CALIFORNIA DISTRIBUTED GENERATION STATISTICS [en línea] <<https://www.californiadgstats.ca.gov/>>, [Consulta: 4 de enero 2018].
- [15] AGORA ENERGIEWENDE *Report on the german power system*, versión 1.01, Bélgica Santiago, Mara Marthe Kleiner, febrero de 2015. 5 p.
- [16] DEITER DOMBROWSKI *La transición energética en Alemania*. [diapositivas], México, En: La Transición Energética en Alemania. Desayuno con el Parlamentario Dieter Dombrowski, GLOBE México y la Fundación Konrad Adenauer, 2014, diapositivas.
- [17] REPÚBLICA FEDERAL ALEMANA *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung*. [en línea] <http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/>, [Consulta: 28 de septiembre 2017].
- [18] REPÚBLICA FEDERAL ALEMANA *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz*. [en línea] <<http://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/>>, [Consulta: 28 de septiembre 2017].
- [19] REPÚBLICA FEDERAL ALEMANA *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen*. [en línea] <<http://www.gesetze-im-internet.de/enlag/index.html>>, [Consulta: 28 de septiembre 2017].
- [20] REPÚBLICA FEDERAL ALEMANA *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien*. [en línea] <http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/>, [Consulta: 28 de septiembre 2017].

- [21] CPUC, CEC Y CAISO *Alignment of Key Infrastructure Planning Processes*, California, Estados Unidos, 23 de diciembre de 2014.
- [22] SECRETARÍA DEL ESTADO DE CALIFORNIA *Assembly Bill No. 327, Chapter 611*, California, Estados Unidos, 7 de octubre de 2013.
- [23] PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF THE STATE OF CALIFORNIA *Guidance for Section 769 - Distribution Resource Planning*, California, Estados Unidos, 14 de agosto de 2014.
- [24] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA *Perguntas Frequentes*. [en línea] <<http://www.epe.gov.br/acessoainformacao/Paginas/perguntasfrequent.es.aspx>>, [Consulta: 30 de septiembre 2017].
- [25] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA *Demanda de Energia 2050*, janeiro, Brasil, 2016.
- [26] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO [en línea] <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/energiano-futuro/transmissao>>, [Consulta: 30 de septiembre 2017].
- [27] AGENCIA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉTRICA *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*, Janeiro de Brasil, septiembre de 2016.
- [28] DECRETO CON FUERZA DE LEY 4 *Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, de minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica*, Santiago de Chile, 2016.
- [29] CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (CDE-SIC) *Minuta DOp N°6/2016: Condiciones de operación para el sistema de transmisión zonal entre las SS/EE Tres Pinos y Lebu con altas inyecciones de generación conectadas en la zona de Lebu*, Santiago de Chile, diciembre de 2016.
- [30] DECRETO CON FUERZA DE LEY 4 *Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, de minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica*, Santiago de Chile, julio de 2007.
- [31] RESOLUCIÓN EXENTA NUM. 93 *Aprueba bases definitivas de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión*, Santiago de Chile, marzo de 2014.
- [32] COORDINADOR ELÉTRICO NACIONAL SIC [en línea] <<https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/base-de-datos-digsilent/>>, [Consulta: 6 de noviembre 2017].

- [33] ENERGÍA ABIERTA [en línea] <<http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/232657/generacion-bruta-horaria-sic/>>, [Consulta: 6 de noviembre 2017].
- [34] MINISTERIO DE ENERGÍA [en línea] <<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>>, [Consulta: 7 de noviembre 2017].
- [35] MUNICIPALIDAD DE LEBU *Estrategia Energética Local de la comuna de Lebu*, Lebu, octubre 2017.
- [36] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL SIC [en línea] <https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgBarras.aspx>, [Consulta: 7 de noviembre 2017]
- [37] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA *Informe técnico definitivo: fijación de precios de nudo de corto plazo*, Santiago de Chile, enero 2017.
- [38] RESOLUCIÓN EXENTA NUM. 641 *Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo.*, Santiago de Chile, agosto de 2016.
- [39] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, NATURAL RESURCES DEFENSE COUNCIL (NRDC), ASOCIACIÓN CHILENA DE ENERGÍAS RENOVABLES (ACERA) *Beneficios económicos de energías renovables no convencionales en Chile*, Santiago de Chile, septiembre 2013.
- [40] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA *Informe técnico definitivo: Determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y transmisión dedicada, bienio 2018-2019*, Santiago de Chile, julio 2017.
- [41] DECRETO 101 *Modifica decreto supremo N° 244, de 2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos*, Santiago de Chile, agosto de 2014.
- [42] SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS [en línea] <<http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla-vida-enero.htm>>, [Consulta: 20 de noviembre 2017].
- [43] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL - SIC [en línea] <<https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/anualidad-del-vi-y-el-coma/>>, [Consulta: 29 de noviembre 2017].
- [44] RESOLUCIÓN EXENTA NUM.048 *Califica ambientalmente el proyecto parque Eólico Sur*, Concepción, Chile, febrero de 2010.

- [45] KITTNER, NOAH, FELIX LILL, Y DANIEL M. KAMMEN *Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition*. Nature Energy, vol. 2 (Nro. 9):nenergy 2017125, julio 2017
- [46] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA [en línea] <<https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>>, [Consulta: 14 de noviembre 2017].
- [47] SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES *Reglamento de instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes*, Santiago de Chile, septiembre de 1971.

Anexos

A. Resumen Ejecutivo

Los sistemas de potencia fueron diseñados considerando zonas donde se centralizaba la generación de potencia, la cual era transmitida mediante líneas eléctricas hasta las zonas de consumo industrial y redes de distribución ubicadas en centros urbanos. Por lo que de forma lógica las redes de distribución se pensaron con el propósito de abastecer de energía a consumidores finales. Con el paso del tiempo y desarrollo tecnológico esta situación ha cambiado, se han incluido medios de generación en las redes de distribución. El ingreso de este nuevo agente en las redes eléctricas trae consigo diversos beneficios, como la disminución de pérdidas en sistemas de transmisión, mejoras en la confiabilidad del sistema permitiendo la operación en isla frente a contingencias, entre otros.

Los beneficios de la generación distribuida se podrán evidenciar siempre y cuando el sistema eléctrico esté preparado para incorporar el ingreso de la generación en redes de distribución. Por el contrario, una red que no está preparada para este cambio puede presentar problemas de congestión y por ende limitación en la generación proveniente de recursos distribuidos. De esta situación surge la necesidad de rediseñar las redes de distribución y sistemas de transmisión inmediatamente aguas arriba de los centros de consumo.

En Chile la historia de la generación distribuida lleva poco más de una década, iniciando el año 2005 con la entrada en vigencia del reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación. Desde ese año hasta la actualidad se han dictado y modificado diversas normativas, reglamentos y leyes, que dentro de sus objetivos contemplan la planificación y diseño de las redes eléctricas considerando el ingreso de pequeños medios de generación distribuida (PMGD). El desarrollo de proyectos de generación distribuida a nivel nacional ha aumentado significativamente durante la última década, sextuplicándose la cantidad de este tipo de proyectos en operación, tal como se aprecia en la siguiente figura:

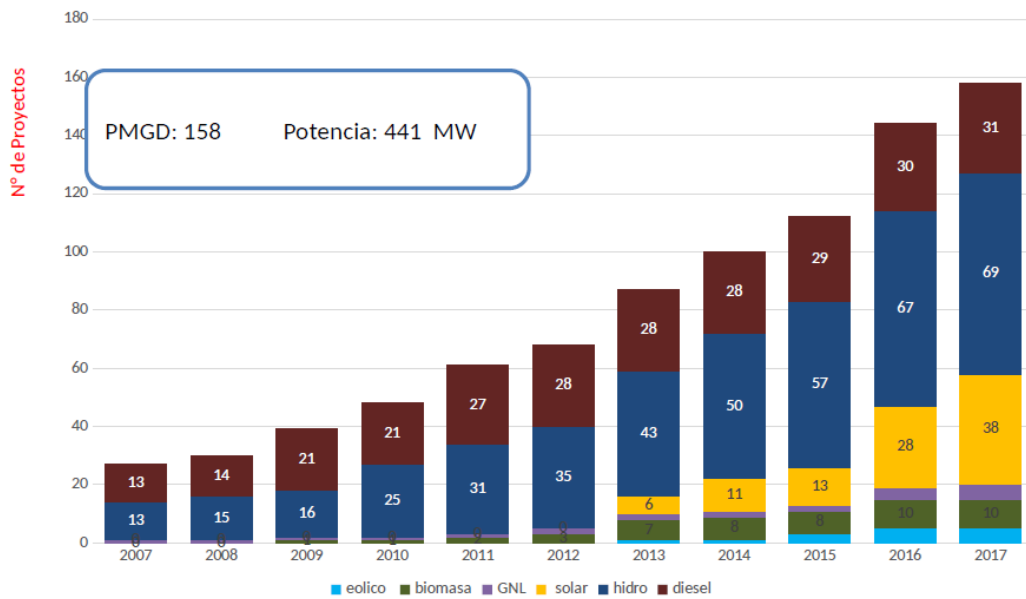


Figura 4.1: Evolución de proyectos PMGD durante el periodo 2007 - 2017. (Fuente: SEC, Unidad de Energías Renovables [11].)

Durante el año 2017 se han llevado a cabo distintas instancias, organizadas por organismos reguladores, con el fin de pensar la red de distribución del futuro. Reconociendo el cambio de paradigma que enfrentan estas redes y la necesidad de considerar a nuevos agentes y tecnologías, como la generación distribuida en procesos de planificación de las redes eléctricas.

Ante los nuevos desafíos que enfrentan las redes eléctricas en función de la generación distribuida. Este trabajo de título tiene como objetivo proponer modificaciones en la metodología actual de planificación del sistema de transmisión zonal y de distribución, considerando el desarrollo de proyectos PMGD. Para ello, se estudiará el caso particular de la localidad de Lebu ubicada en la región del Bío Bío, zona en la cual actualmente se presentan problemas de congestión debido al ingreso de proyectos PMGD.

En primera instancia, con el fin de contextualizar la situación nacional se caracterizan aspectos del marco regulatorio nacional respecto a la materia, junto con el estudio de las experiencias internacionales de Alemania, Estado Unidos (California) y Brasil, países con mayor desarrollo en generación distribuida. Del estudio de experiencias internacionales en generación distribuida, se destaca principalmente las responsabilidades en el traspaso de información entre las distintas áreas de los sistemas eléctricos, estipulada en los marcos regulatorios, la existencia de plataformas de información en línea de las instalaciones de distribución, creando un sistema de información disponible en todo momento, lo que elimina procesos burocráticos para la obtención de esta. Además, se destaca la consideración

de la generación distribuida dentro de los criterios para la planificación de redes de distribución y transmisión inmediatamente aguas arriba de esos sistemas. Estos aspectos presentes en los marcos regulatorios internacionales son de gran ayuda para abordar las problemáticas identificadas en la realidad nacional.

Pese a que en este trabajo no se considera una propuesta metodológica de planificación para la red de distribución, es necesario destacar, de la experiencia internacional, los procesos de planificación realizados específicamente para recursos energéticos distribuidos, la integración de empresas distribuidora en proceso de planificación de sus redes y la coordinación de los procesos de planificación de las distintas áreas del sistema eléctrico.

En este trabajo, se aborda de forma separada el caso de las redes de distribución de las redes de transmisión zonal. Para el caso de las redes de distribución, fue necesario limitar los alcances iniciales, sustituyendo la propuesta metodológica de planificación para la red de distribución por modificaciones a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión (NTCO de PMGD) entre otras normativas. Esto debido a la fuerte relación entre el modelo de tarificación de esta red con la actual metodología utilizada para su planificación, situación que escapa de los alcances de este trabajo. Los cambios normativos propuestos tienen como objetivos principales:

- Solucionar problemas de flujo de información entre las distintas áreas del sistema eléctrico, interesados en conectar proyectos PMGD y organismos reguladores. Agilizando el proceso de conexión para proyectos de generación distribuida.
- Mejorar criterios en estudios para la conexión de PMGD, que permitan una expansión eficiente de la red de distribución. En particular la consideración del estado de alimentadores vecinos al de conexión a la hora de determinar las obras de conexión e inversiones estructurales necesarias, para lo que se establece un criterio límite de sobrecarga en los equipos del 85 %.

El primer objetivo de la modificación normativa se abarca mediante la propuesta de implementación de mapas en línea de las redes de distribución y el establecimiento de compromisos de traspaso de información entre los agentes relacionados, para lo cual es necesario incluir estas propuestas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, ya que esta normativa tiene como objetivo general, permitir el correcto funcionamiento del sector eléctrico regulando aspectos técnicos, calidad, información del funcionamiento del sector de distribución, entre otras cosas. La principal consecuencia de esta propuesta es la eliminación de los 2 primeros formularios estipulados en el proceso de conexión que establece la NTCO, lo que en primera instancia disminuye el tiempo del proceso de conexión en 15 días.

Para el segundo objetivo se comparan aspectos técnicos la propuesta normativa en contraste con los estudios que estipula el marco regulatorio vigente. En primera instancia se determinan obras adicionales considerando únicamente el estado del alimentador de conexión, sin tomar en cuenta SCR vigentes en alimentadores vecinos y posteriormente se realiza el mismo estudio para determinar obras de conexión pero esta vez considerando proyectos PMGD con SCR vigente en todos los alimentadores del modelo utilizado. A continuación se presenta una figura resumen que representa las modificaciones según el criterio de estipula la norma pero considerando la operación de PMGD en alimentadores vecinos (Escenario Dmin A L.1) y el escenario donde se determinaron las modificaciones considerando desde un inicio todos los PMGD presentes en la red (Dmin A L.2):

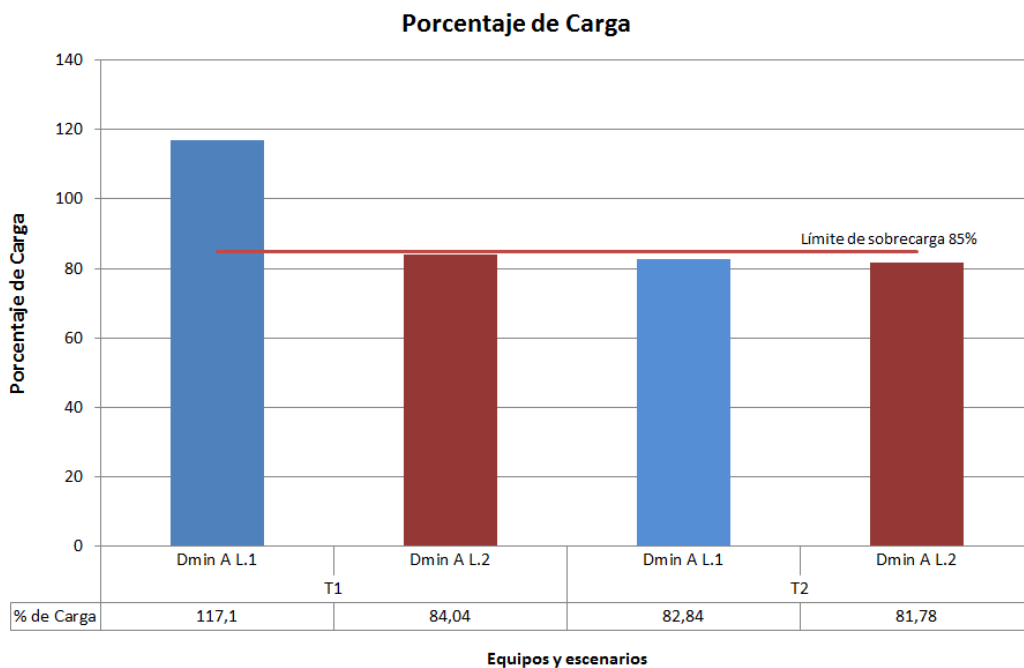


Figura 4.2: Comparación entre las obras de conexión según lo establecido por la norma y propuesta normativa, para el escenario donde operan PMGD en todos los alimentadores. (Fuente: Elaboración propia)

De la figura 4.2 se establece la necesidad de mejorar las consideraciones de estos estudios ya que las modificaciones según los criterios que establece la norma no cumplen con los requisitos de sobrecarga cuando se considera la operación de PMGD en alimentadores vecinos. Por consiguiente la modificación a la normativa vigente, hará más eficiente la determinación de obras adicionales para la conexión de proyectos PMGD. Además, se propone aumentar el plazo de estudio de obras adicionales con el fin de añadir ICC enviados con posterioridad, para lo cual se utilizaría la holgura de tiempo obtenida de la eliminación de los primeros formularios del actual proceso de conexión. Por último

dada la gran cantidad de SCR en comparación con las ICC en todo el territorio nacional se propone incluir dentro de los requerimientos para el envío de una SCR, la acreditación de recursos económicos mínimos que logren financiar las obras civiles, equipos eléctricos de la planta generadora y estudios de conexión del proyecto PMGD. Para esto es necesario incluir estos nuevos requerimientos de la SCR en el artículo 16^o bis del Decreto Supremo N^o 101.

Para el sistema de transmisión zonal se propone una metodología de expansión basada en la valorización del vertimiento de energía como consecuencia de la limitación en la generación de proyectos PMGD y como en base a estos ingresos no percibidos, es posible realizar inversiones en obras de expansión y refuerzos que descongestionen el sistema, este estudio se proyecta hasta el año 2030, periodo en el cual el costo del vertimiento de energía acumulado alcanza un monto de \$ 5.271.567 dólares. Tal como se muestra en la siguiente figura:

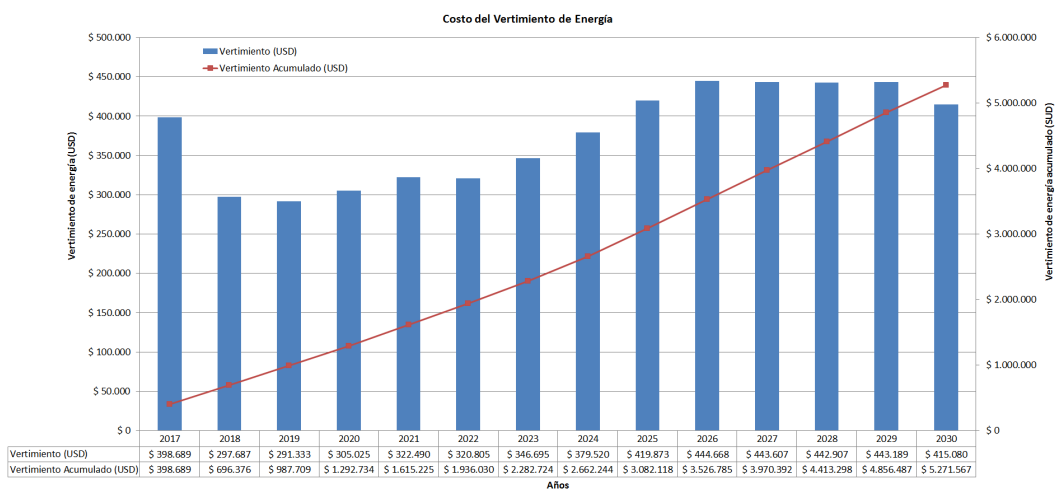


Figura 4.3: Vertimiento de energía anual y acumulado en dólares de valor presente. (Fuente: Elaboración propia)

De los resultados obtenidos respecto a esta metodología se destaca la rentabilidad en obras de expansión para equipos que originalmente presentaban sobrecarga (propuesta 1), obteniéndose una tasa interna de retorno (TIR) superior al 40 %, lo que financia la inversión realizada en 3 años. De no realizarse estas obras se verterán anualmente 8,21 GWh. Pese a esto, al evaluar una propuesta de inversión que junto con descongestionar el sistema aumente la capacidad de transmisión de potencia aguas arriba de la congestión (propuesta 1 y 2), para evitar limitaciones de potencia por debajo de la capacidad de los equipos reforzados, estas no resultan rentables. A continuación, se presentan los índices financieros VAN y TIR para los flujos de caja de las propuestas mencionadas, para los cuales se utilizó una tasa de descuento del 10 %.

	Propuesta 1	Propuesta 1 y 2
VAN	\$ 1.798.057	-\$ 1.020.726
TIR	43 %	3 %

Tabla 4.2: VAN y TIR para los flujos de caja de las propuestas de inversión para la expansión de transmisión zonal.

Para la comparación de la metodología de expansión propuesta, basada en el costo económico del vertimiento de energía y la metodología actual basada en costos operacionales, se destaca la visión local que añade la nueva propuesta metodológica. Esta visión local, es necesaria para la evaluación de este tipo de proyectos con baja capacidad de generación instalada, cuyo ahorro en costos operacionales para el sistema no financiará obras de expansión técnicamente necesarias. Por último se destaca que la metodología propuesta analiza principalmente ingresos no percibidos por parte de privados por lo que se propone la complementación de esta metodología con estudios de planificación energética y otras metodologías de planificación que cuantifiquen directamente los beneficios para el sistema eléctrico.

En cuanto a los cambios de metodología propuesta, es necesario destacar que bajo la nueva ley de transmisión eléctrica, en particular el artículo 87°, es posible proponer nuevas metodologías de planificación, ya que este artículo establece criterios y consideraciones mínimas para el proceso de planificación, mas no una metodología específica. Además se destaca el hecho de que los criterios y variables para los procesos de planificación de la transmisión serán definidos de forma anual por el Ministerio de Energía. Dada esta situación, es posible proponer como una metodología de planificación para la red de transmisión zonal, pensando en la consideración del desarrollo de proyectos PMGD, la evaluación técnico económica del vertimiento de energía para la determinación de obras de expansión que permitan la inyección de potencia proveniente de recursos distribuidos. Esta propuesta metodología, involucra al reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión, sin embargo, dado el dinamismo de las redes eléctricas, el constante avance de la tecnología y la inclusión de nuevos servicios en los sistemas eléctricos, es conveniente estipular criterios y objetivos para los procesos de planificación de las redes de transmisión y en el caso de estipular metodologías como la que se propone en este trabajo, hacerlo de forma complementaria para facilitar la inclusión de nuevos servicios.

B. Datos utilizados para simulación en modelo de transmisión zonal

B.1. Generación bruta horaria SIC

A continuación se presentan las curvas de generación bruta promedio para una semana del mes de agosto en el SIC:

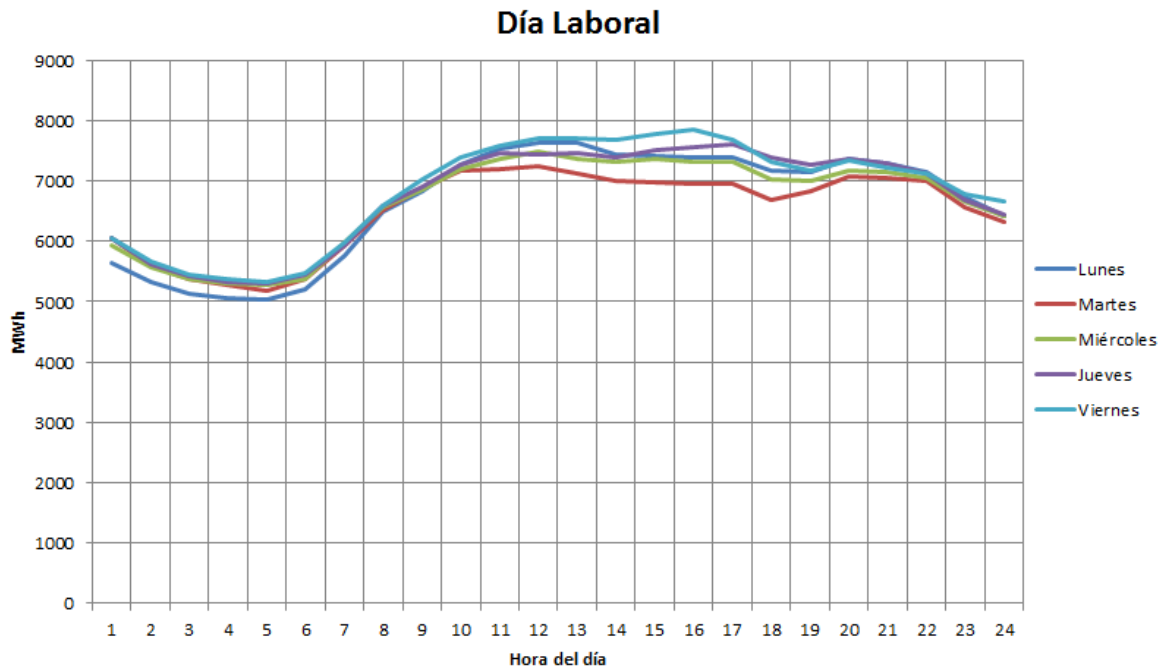


Figura 4.4: Generación bruta promedio del SIC para días laborales, durante el mes de agosto del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)

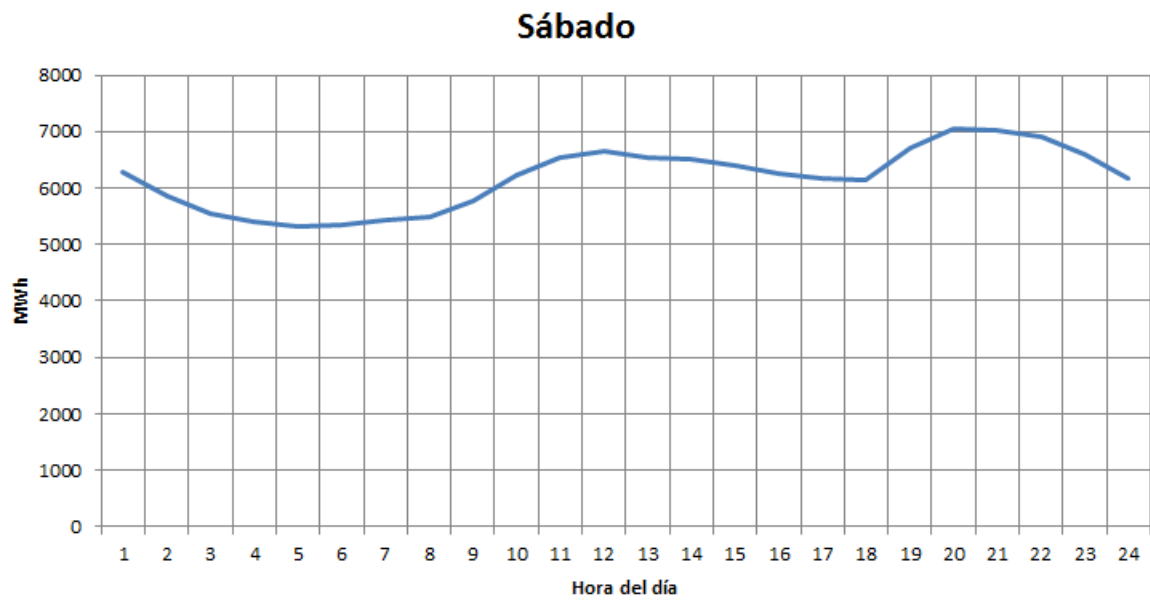


Figura 4.5: Generación bruta promedio del SIC para el día sábado, durante el mes de agosto del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)

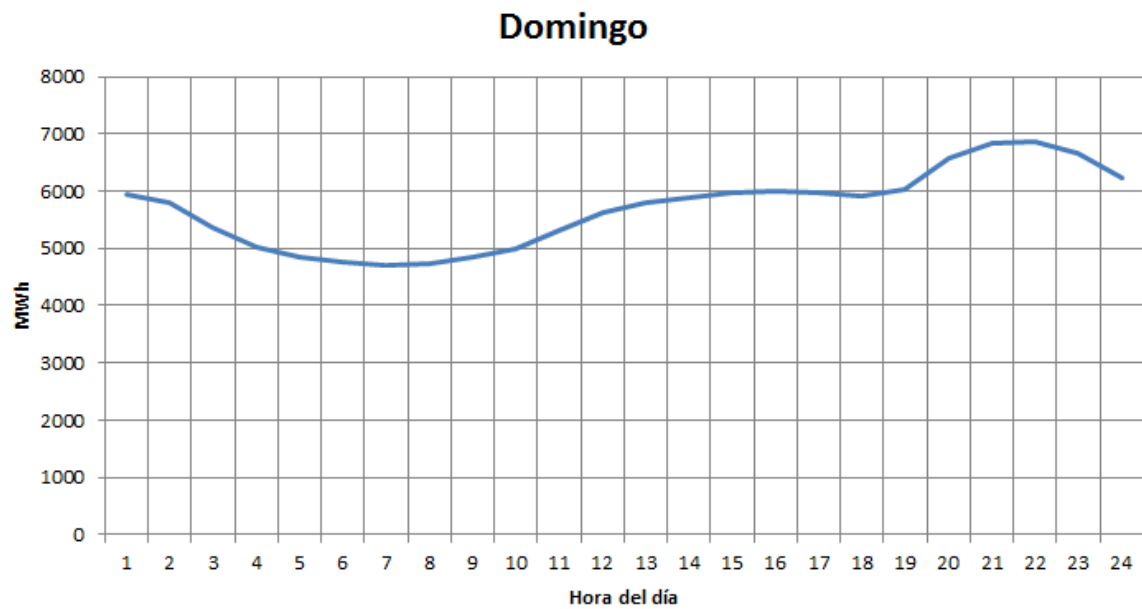


Figura 4.6: Generación bruta promedio del SIC para el día domingo, durante el mes de agosto del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)

B.2. Perfil de generación horario

A continuación se presenta el perfil horario de generación utilizado para las simulaciones:

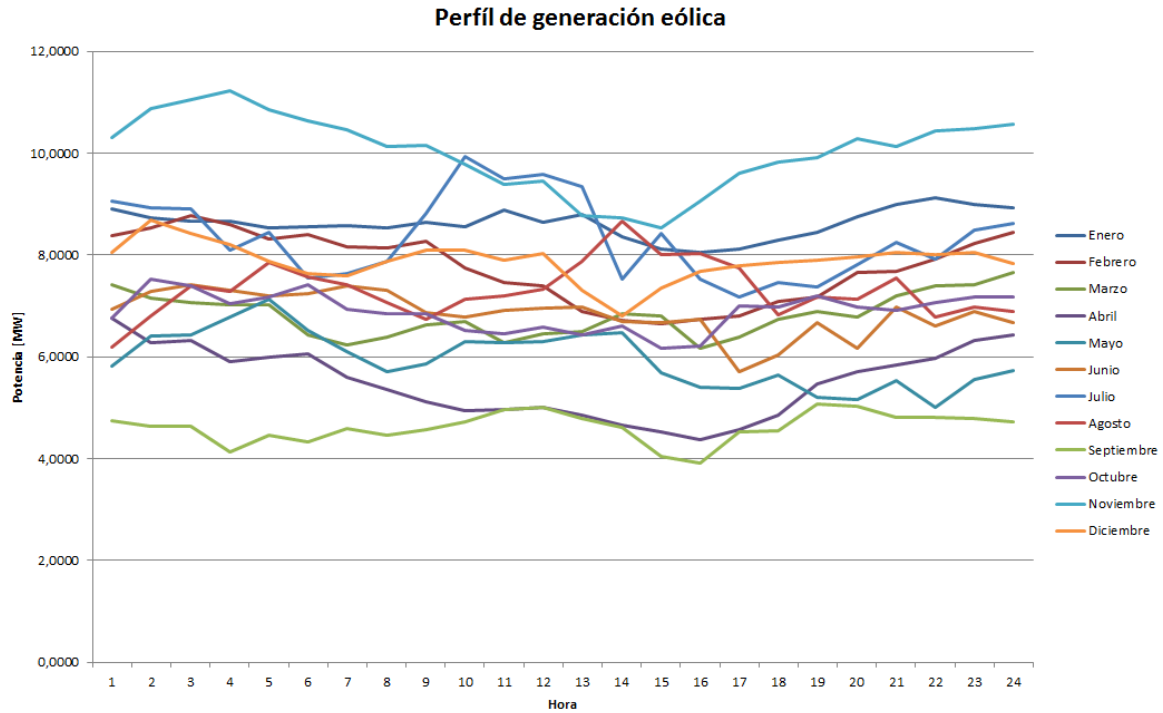


Figura 4.7: Perfil de generación horario para una potencia instalada de 40 MW. (Fuente: Elaboración propia)

B.3. Factores de ponderación para la proyección de costos marginales

En las siguientes tablas se presentan los factores de ponderación para la proyección de los costos marginales hasta el año 2030.

		Factor de ponderación para $CM_{gy,2017}$					
Mes/Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	0,71	0,71	0,75	0,80	0,78	0,86	0,93
Febrero	0,91	0,92	0,96	1,00	1,01	1,14	1,34
Marzo	0,59	0,66	0,68	0,71	0,73	0,83	0,94
Abril	0,84	0,85	0,87	0,90	0,94	1,05	1,18
Mayo	0,65	0,65	0,69	0,73	0,75	0,81	0,89
Junio	0,39	0,38	0,41	0,43	0,43	0,46	0,50
Julio	0,65	0,64	0,69	0,73	0,72	0,77	0,85
Agosto	0,51	0,50	0,52	0,55	0,52	0,55	0,59
Septiembre	0,64	0,62	0,65	0,67	0,66	0,69	0,74
Octubre	0,83	0,78	0,80	0,86	0,83	0,91	0,99
Noviembre	0,80	0,75	0,76	0,82	0,83	0,90	0,95
Diciembre	0,84	0,86	0,89	0,93	0,91	0,97	1,04

Tabla 4.3: Factores de ponderación para los costos marginales de todos los meses, desde el año 2018 al 2024

		Factor de ponderación para $CM_{gy,2017}$					
Mes/Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Enero	1,07	1,14	1,14	1,12	1,21	1,09	
Febrero	1,47	1,54	1,50	1,46	1,54	1,39	
Marzo	1,03	1,15	1,11	1,04	1,07	1,00	
Abril	1,33	1,42	1,33	1,27	1,30	1,25	
Mayo	1,00	1,09	1,06	1,04	1,03	0,93	
Junio	0,57	0,63	0,62	0,62	0,60	0,53	
Julio	0,94	1,01	1,00	0,98	0,87	0,79	
Agosto	0,65	0,69	0,71	0,71	0,70	0,69	
Septiembre	0,80	0,84	0,84	0,87	0,83	0,83	
Octubre	1,06	1,14	1,15	1,21	1,17	1,12	
Noviembre	1,02	1,07	1,07	1,10	1,09	1,05	
Diciembre	1,14	1,18	1,25	1,29	1,28	1,29	

Tabla 4.4: Factores de ponderación para los costos marginales de todos los meses, desde el año 2025 al 2030

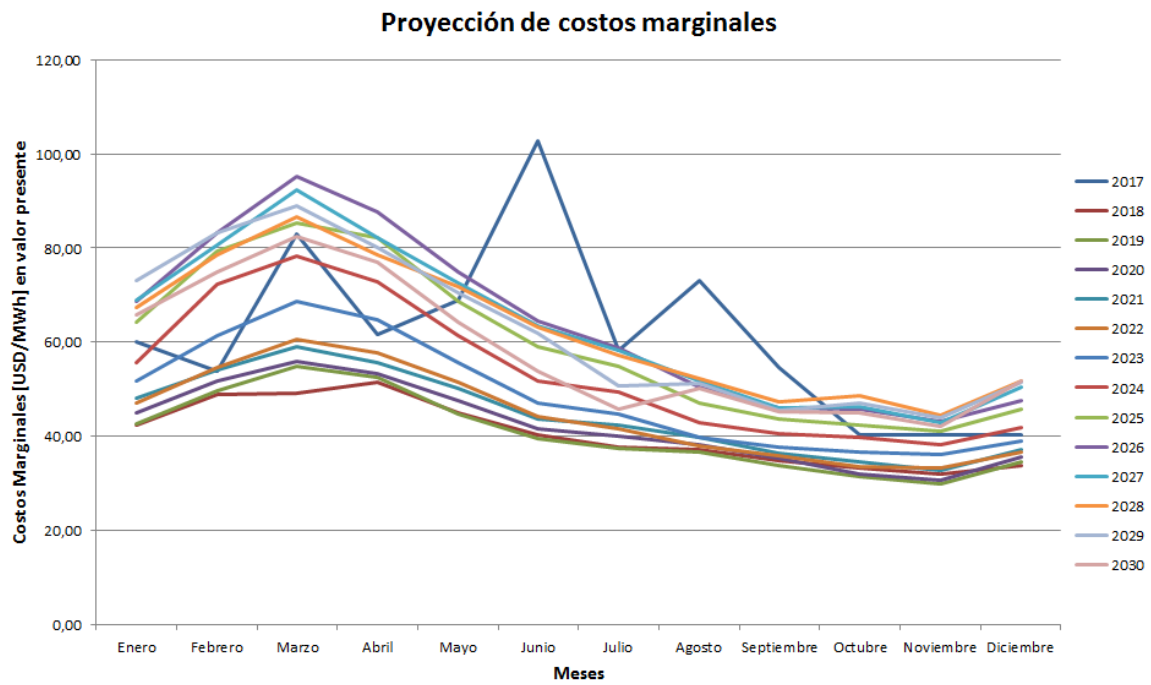


Figura 4.8: Proyección de costos marginales mensuales, utilizada para obtener los factores que ponderan los costos marginales horarios del año 2017. (Fuente: Elaboración propia)

C. Código de programación para la automatización de simulaciones

A continuación se presenta el código en lenguaje DPL para la automatización de simulaciones en DIGSILENT®, para el caso particular de un día domingo en demanda baja

```

1 double o.P1, o.P2, i, j; %Se definen variables cuyos valores pueden ser decimales.
2 object o.G1, o.G2, o.T1, o.T2, o.T3, o.L1, o.L2, ldf, aFold, aCase; %Se definen objetos dentro del código.
3 set s.Set, aCases; \% se definen conjuntos de elementos y escenarios de estudio.
4
5
6 ClearOutput(); \% Limpia la ventana de resultados del programa
7 j=1;
8
9 aFold = GetProjectFolder('scen'); %Se asocia el objeto aFold al conjunto de escenarios del modelo.
10 aCases = aFold.GetContents('*.*.IntScenar*'); %Se asocia el contenido del objeto aFold con el conjunto aCases.
11
12 aCase = aCases.FirstFilt('Dom Dda Baja.IntScenar*'); %Se define el caso que se estudiará, en este caso,
13 aCase.Activate(); %Activación del caso de estudio
14 ldf=GetCaseObject('ComLdf'); %Asignación a la variable ldf del comando para ejecutar el cálculo flujo de potencia.
15 s.Set = Set1.AllElm();
16 o.T1 = s.Set.FirstFilt('Lebu 66/13.2 kV-10 MVA.ElmTr2'); %Asignación de elementos del sistema con objetos.
17 o.T2 = s.Set.FirstFilt('Eólica Lebu 66/13.2 kV-10 MVA.ElmTr2');
18 o.T3 = s.Set.FirstFilt('Reg. Curanilahue 66/66 kV 20/25/30 MVA.ElmTr2');
19 o.L1 = s.Set.FirstFilt('Tres Pinos - Lebu 66 kV.ElmLne');
20 o.L2 = s.Set.FirstFilt('Curanilahue - Tres Pinos 66 kV.ElmLne');
21
22 fopen('C:\Users\diego\Desktop\Resultados\Dgo.Dda.baja.txt','w',0); %Se crea el archivo donde se guardarán los ...
    resultados
23 while (j<=12){
24 i=4;
25
26 while(i<=10){
27
28 %Se asignan los valores de perfil de generación almacenados en la matriz Viento a los valores de generación de ...
    las unidades G1 y G2 del modelo.
29
30 o.G1 = s.Set.FirstFilt('G1.ElmSym');
31 o.G1.pgini=Viento.Get(i,j);
32 o.G2 = s.Set.FirstFilt('G2.ElmSym');
33 o.G2.pgini=Viento.Get(i,j);
34
35 ldf.Execute(); %Se ejecuta el flujo de potencia
36
37 %El código presentado posteriormente tiene como finalidad escribir en el documento creado, resultados de ...
    interés para el estudio.
38
39 fprintf(0,'% % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, ...
    % .5f',o.T1:loc_name,o.T1:c:loading,o.T1:m:Psum:bushv,o.T1:m:Qsum:bushv,o.T1:m:cosphism:bushv,
40 o.T1:m:I:bushv,o.T1:m:inet:bushv);
41 fprintf(0,'% % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, ...
    % .5f',o.T1:loc_name,o.T1:c:loading,o.T1:m:Psum:buslv,o.T1:m:Qsum:buslv,o.T1:m:cosphism:buslv,
42 o.T1:m:I:buslv,o.T1:m:inet:buslv);
43
44 fprintf(0,'% % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, ...
    % .5f',o.T2:loc_name,o.T2:c:loading,o.T2:m:Psum:bushv,o.T2:m:Qsum:bushv,o.T2:m:cosphism:bushv,
45 o.T2:m:I:bushv,o.T2:m:inet:bushv);
46 fprintf(0,'% % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, ...
    % .5f',o.T2:loc_name,o.T2:c:loading,o.T2:m:Psum:buslv,o.T2:m:Qsum:buslv,o.T2:m:cosphism:buslv,
47 o.T2:m:I:buslv,o.T2:m:inet:buslv);
48
49 fprintf(0,'% % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, % .5f, ...
    % .5f',o.T3:loc_name,o.T3:c:loading,o.T3:m:Psum:bushv,o.T3:m:Qsum:bushv,o.T3:m:cosphism:bushv,
50 o.T3:m:I:bushv,o.T3:m:inet:bushv);

```

```

51 fprintf(0, '%.5f, %.5f, %.5f, %.5f, %.5f, ...
    %.5f', o_T3:loc_name, o_T3:c:loading, o_T3:m:Psum:buslv, o_T3:m:Qsum:buslv, o_T3:m:cosphium:buslv,
52 o_T3:m:I:buslv, o_T3:m:inet:buslv);
53
54 fprintf(0, '%.5f, %.5f, %.5f, %.5f, %.5f, ...
    %.5f', o_L1:loc_name, o_L1:c:loading, o_L1:m:P:bus1, o_L1:m:Q:bus1, o_L1:m:cosphi:bus1, o_L1:m:I:bus1,
55 o_L1:m:inet:bus1);
56 fprintf(0, '%.5f, %.5f, %.5f, %.5f, %.5f, ...
    %.5f', o_L1:loc_name, o_L1:c:loading, o_L1:m:P:bus2, o_L1:m:Q:bus2, o_L1:m:cosphi:bus2, o_L1:m:I:bus2,
57 o_L1:m:inet:bus2);
58
59 fprintf(0, '%.5f, %.5f, %.5f, %.5f, %.5f, ...
    %.5f', o_L2:loc_name, o_L2:c:loading, o_L2:m:P:bus1, o_L2:m:Q:bus1, o_L2:m:cosphi:bus1, o_L2:m:I:bus1,
60 o_L2:m:inet:bus1);
61 fprintf(0, '%.5f, %.5f, %.5f, %.5f, %.5f, ...
    %.5f', o_L2:loc_name, o_L2:c:loading, o_L2:m:P:bus2, o_L2:m:Q:bus2, o_L2:m:cosphi:bus2, o_L2:m:I:bus2,
62 o_L2:m:inet:bus2);
63
64 printf('%1f', i);
65 i=i+1;
66 }
67 j=j+1;
68 }
69 fclose(0); % Cierra el documento creado
70 aCase.Save(); %Guarda modificaciones en el escenario activo

```

Como el código anterior, se programaron códigos similares para escenarios de demanda alta, media y baja para los días sábado, domingo y día laboral, lo que considerando la distribución horaria para los niveles de demanda, da un resultado de 12 códigos que se ejecutan automáticamente según:

```

1 DPL1.Execute();
2 DPL2.Execute();
3 DPL3.Execute();
4 DPL4.Execute();
5 DPL5.Execute();
6 DPL6.Execute();
7 DPL7.Execute();
8 DPL8.Execute();
9 DPL9.Execute();
10 DPL10.Execute();
11 DPL11.Execute();
12 DPL12.Execute();

```

D. Detalle de resultados de simulaciones modelo de distribución

Nombre	Escenario	Carga %	P [MW]	Q [MVar]
T1	Dmax A	108,7	8,421	-7,143
	Dmax L	49,13	5,186	-0,156
	Dmin A	129,69	10,171	-7,649
	Dmin L	75,35	6,926	-3,139
	Dmin A.1	77,63	10,186	-7,140
	Dmin A L	196,93	15,132	-11,214
	Dmin A L.1	117,1	15,160	-10,615
	Dmin A L.2	84,04	15,173	-10,549
T2	Dmax A	116,36	8,759	-7,160
	Dmax L	6,39	-0,446	0,506
	Dmin A	136,09	10,412	-7,297
	Dmin L	22,11	2,171	-0,486
	Dmin A.1	81,58	10,427	-7,274
	Dmin A L	140,03	10,405	-7,303
	Dmin A L.1	82,84	10,415	-7,302
	Dmin A L.2	81,78	10,423	-7,284

Tabla 4.5: Detalle de resultados para los Casos 1 y 2 en el modelo de distribución.

E. Detalle de resultados de simulaciones en transmisión zonal

E.1. Detalle de resultados de energía vertida y costo del vertimiento anual

Los valores de energía vertida durante el periodo de evaluación son los siguientes:

Mes/Año	Energía Vertida (MWh)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	1634,913	1637,313	1637,313	1637,313	1630,521	1630,521	1634,913
Febrero	634,152	634,152	634,152	654,410	634,152	634,152	634,152
Marzo	45,103	44,958	44,972	45,118	45,103	45,103	45,103
Junio	11,781	11,984	12,468	11,781	10,577	11,781	11,781
Julio	1330,289	1333,671	1335,329	1335,329	1331,947	1330,289	1330,289
Agosto	240,003	240,003	239,625	239,929	240,307	240,003	240,003
Octubre	16,975	16,206	16,206	16,750	17,518	17,518	16,975
Noviembre	3614,458	3614,458	3610,066	3612,058	3614,458	3614,458	3614,458
Diciembre	683,054	683,054	686,965	689,192	689,192	685,281	683,054
Total	8210,729	8215,801	8217,097	8241,879	8213,775	8209,108	8210,729

Tabla 4.6: Energía vertida, mensual y anual desde el año 2017 al 2023.

Mes/Año	Energía Vertida (MWh)						
	2024	2025	2026	2027	2028	2029*	2030
Enero	1637,313	1637,313	1632,921	1630,521	1630,521	1637,313	1637,313
Febrero	657,482	634,152	634,152	634,152	657,482	634,152	634,152
Marzo	44,972	44,972	45,118	45,103	45,103	44,958	44,972
Junio	12,468	12,266	11,781	11,781	11,781	11,984	12,468
Julio	1335,329	1335,329	1335,329	1331,947	1330,289	1333,671	1335,329
Agosto	239,625	239,929	239,929	240,307	240,003	240,003	239,625
Octubre	16,206	16,206	16,750	17,518	16,975	16,206	16,206
Noviembre	3610,066	3607,666	3612,058	3614,458	3614,458	3371,683	3610,066
Diciembre	686,965	689,192	689,192	689,192	683,054	683,054	686,965
Total	8240,427	8217,025	8217,229	8214,980	8229,667	7973,026	8217,097

Tabla 4.7: Energía vertida, mensual y anual desde el año 2024 al 2030.

A continuación se presentan las tablas donde se muestra el costo del vertimiento de energía desde el año 2017 al 2028 por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu:

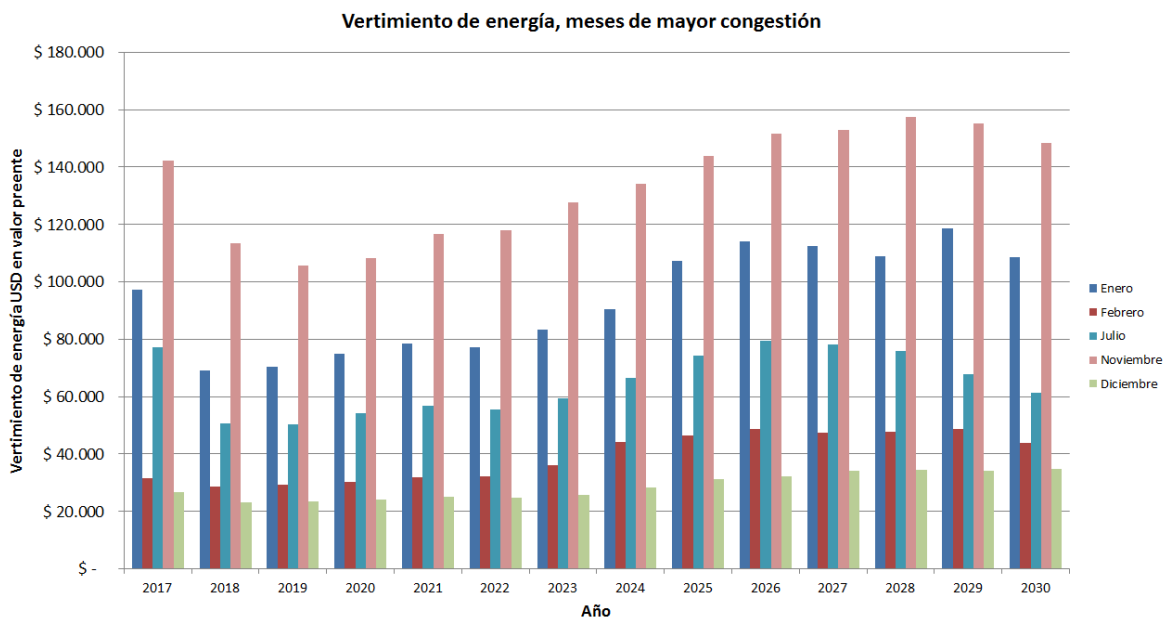


Figura 4.9: Costo anual para los meses de mayor vertimiento de energía, en dólares referidos al año 2017, por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu. (Fuente: Elaboración propia)

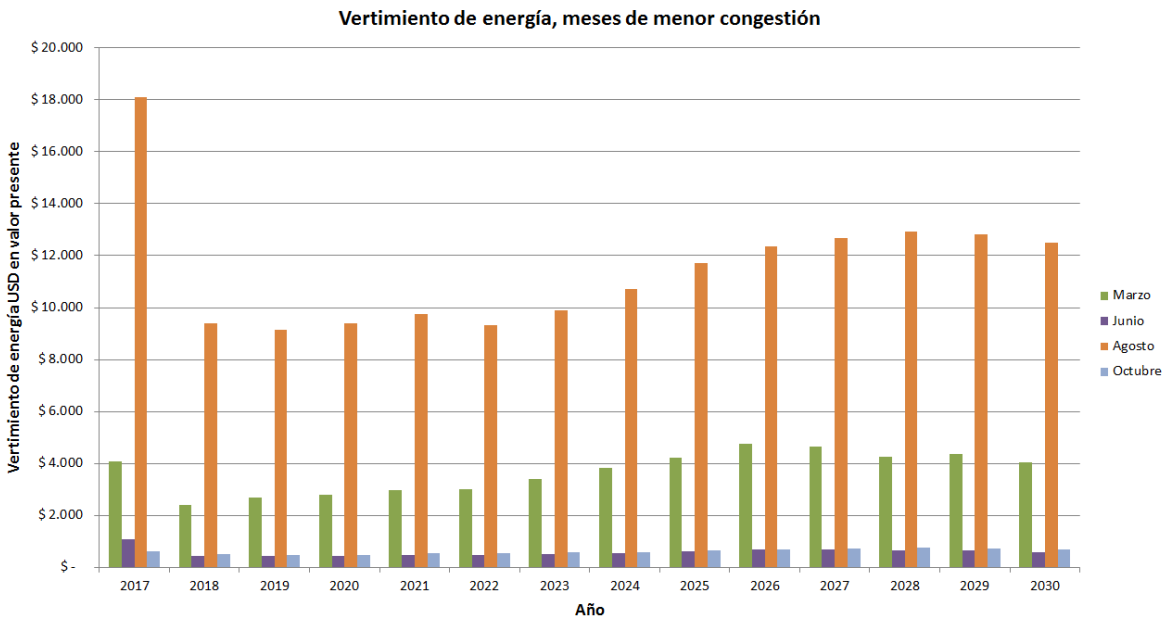


Figura 4.10: Costo anual para los meses de menor vertimiento de energía, en dólares referidos al año 2017, por congestión en los transformadores T1 y T2 de la subestación Lebu. (Fuente: Elaboración propia)