

Oportunidades y desafíos en la planificación de la transmisión zonal de Chile considerando particularidades del sistema de distribución

Challenges and opportunities of zonal transmission planning in Chile considering particularities of the distribution system

Diego Altamirano¹  <https://orcid.org/0009-0008-0373-1016>
Mauricio Samper²  <https://orcid.org/0000-0003-2416-1709>
Luis García-Santander^{3*}  <https://orcid.org/0000-0002-6474-6528>
Diego Quiroz¹  <https://orcid.org/0009-0006-9976-1927>
Eduardo Salazar²  <https://orcid.org/0000-0003-2136-3823>
Mauro Jurado²  <https://orcid.org/0000-0002-5935-5784>
Mariano Oro²  <https://orcid.org/0009-0004-1445-7009>
Leopoldo Rodríguez²  <https://orcid.org/0009-0000-9838-3836>
Claudio Roa³  <https://orcid.org/0009-0009-3129-9184>

Recibido 28 de septiembre de 2021, aceptado 24 de marzo de 2023

Received: September 28, 2021 Accepted: March 24, 2023

RESUMEN

El desarrollo de nuevas tecnologías y usos de la energía eléctrica, como los recursos energéticos distribuidos, plantean nuevos desafíos y oportunidades de negocio para la industria eléctrica. Ello en pro de realizar un mejor uso de la información para que las empresas puedan gestionar de forma eficiente sus activos (minimizando los costes de inversión y operación, mejorando a su vez la calidad del servicio) y que los usuarios gestionen racionalmente su demanda (haciendo un uso eficiente de los recursos energéticos disponibles). En este sentido, Chile está experimentando un cambio de paradigma en el sector eléctrico, buscando principalmente mejorar la eficiencia energética. En este trabajo se presenta un análisis de las principales problemáticas de los recursos presentes en los Sistemas de Distribución Eléctrica, y se proponen algunas métricas con el fin de que estos sean considerados como insumos (inputs) en los modelos de Planificación de la Transmisión, específicamente en la Transmisión Zonal (o subtransmisión) en Chile.

Palabras clave: Sistemas de distribución eléctrica, transmisión zonal, planificación de la expansión, recursos energéticos distribuidos, modelado y simulación sistemas eléctricos.

ABSTRACT

The development of new technologies and uses of electrical energy, such as distributed energy resources, pose new challenges and business opportunities for the electricity industry. In favor of making better use of information so that companies can efficiently manage their assets (minimizing investment and

¹ Subgerencia de Planificación del Sistema, Gerencia de Regulación, Grupo SAESA, Chile.
E-mails: diego.altamirano@saesa.cl; diego.quiroz@saesa.cl

² Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) - CONICET, Argentina.
E-mails: msamper@iee.unsj.edu.ar; esalazar@iee.unsj.edu.ar; mjurado@iee.unsj.edu.ar; moro@iee.unsj.edu.ar; lrodriguez@iee.unsj.edu.ar

³ Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción, Chile.
E-mails: luis.garcia@udec.cl; clroa@udec.cl

* Autor de correspondencia: luis.garcia@udec.cl

operating costs while improving service quality) and users rationally managing their demand (making efficient use of available energy resources). In this sense, Chile is experiencing a paradigm shift in the electricity sector, mainly seeking to improve energy efficiency. In this work, a survey of particularities and problems of the Electricity Distribution Systems is carried out so that these are considered as inputs in the Transmission Planning models used in Chile, specifically of the Zonal Transmission.

Keywords: Power distribution systems, zonal transmission, expansion planning, distributed energy resources, models and simulation of power systems.

INTRODUCCIÓN

La planificación de la transmisión en Chile actualmente se basa en lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y, en particular, en la Ley 20.936 [1] de 2016 (“Ley de Transmisión”), que define un nuevo marco regulatorio para la transmisión, donde, entre otros aspectos, se otorgan nuevas responsabilidades al Ministerio de Energía, a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y al Coordinador Eléctrico Nacional en materia de expansión de la transmisión. En particular, actualmente existen dos figuras que corresponden a la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y la Planificación Anual de la Transmisión (PAT). La primera liderada por el Ministerio de Energía y la segunda por la CNE. Con respecto a la PAT, al día de hoy, el proceso y metodología se rige de acuerdo con lo establecido en la Resolución Exenta N° 711 de 2017 de la CNE [2] y próximamente se regirá por el “Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”.

Desde la promulgación de la Ley de Transmisión, varios aspectos de esta Ley han sido objeto de discusión y controversia, ocasionando que en diversas instancias de participación y discusión pública esta haya sido cuestionada. Entre ellas se destaca la metodología contenida hoy en la Resolución 711, la cual considera criterios y evaluaciones de alternativas para proyectos de expansión, con criterios propios de la transmisión nacional y, por ejemplo, no considera criterios particulares de la Transmisión Zonal, conocida también como subtransmisión, considerando que esta última es la cara visible y el nexo con los clientes o usuarios.

Ante la problemática antes mencionada, tanto el Coordinador Eléctrico Nacional como la Comisión Nacional de Energía han tomado cartas en el asunto y han solicitado estudios sobre criterios y metodologías

para la Planificación de la Transmisión Zonal, a fin de poder abordar o capturar la particularidades y problemáticas de dicho segmento, teniendo en cuenta el segmento de distribución de energía eléctrica.

Por tal motivo, Grupo Saesa, actor/empresa que participa en los negocios de distribución, transmisión y generación eléctrica en Chile, se ha sumado en el análisis de la problemática, y en el año 2019, solicitó un estudio [3] con el fin de evaluar nuevas metodologías y criterios para la Planificación de Transmisión Zonal. Con la información obtenida, luego en el año 2020, junto con la colaboración del centro de investigación y desarrollo Instituto de Energía Eléctrica, unidad ejecutora de doble dependencia de la Universidad Nacional de San Juan y el CONICET, de Argentina, y el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción, de Chile, se ha desarrollado un estudio complementario sobre la problemática con el objetivo de establecer conceptualmente los recursos o insumos que son fundamentales dentro de los procesos de Planificación de la Transmisión Zonal, tomando como caso de análisis Chile.

En los siguientes capítulos se presenta el planteamiento del problema y la estrategia de solución utilizada por Grupo Saesa, luego se comparte la lluvia de ideas inicial y la base documental normativa y técnica en la que se sustenta este trabajo. A continuación, se presenta una revisión bibliográfica asociada a los diversos elementos o factores que aumentan o disminuyen la demanda futura, seguido de un análisis de insumos (inputs) relevantes y las respectivas métricas propuestas. Finalmente, se plantean las conclusiones y recomendaciones al regulador (CNE).

PROBLEMA Y ESTRATEGIA

Como se mencionó en la introducción, la metodología de PAT contemplada en la normativa vigente se

enfoca principalmente en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional que proporciona herramientas para evaluar alternativas de inversión por conceptos de seguridad, suficiencia, calidad de servicio y resiliencia. Sin embargo, se observa un desacople de la metodología cuando se trata de aplicar a Sistemas de Transmisión Zonal; lo anterior se ha evidenciado en los procesos de observaciones a los Informes Preliminares y discrepancias asociadas al Informe Final correspondientes a los procesos de Planificación Anual de la Transmisión por parte de diversas empresas del sector eléctrico, incluyendo las que integran la Asociación de Empresas Eléctricas de Chile.

Por otra parte, cuando se realiza el ejercicio de buscar la raíz del desacople o deficiencia de la actual metodología de planificación en el proceso de análisis y evaluación de proyectos de expansión de la transmisión zonal, se concluye que gran parte del problema radica en la forma como se visualiza y analiza el crecimiento de la demanda a nivel de usuarios finales y de los distintos agentes asociados. Donde básicamente, el enfoque utilizado es “de arriba hacia abajo” (top down), a través del cual se da un peso significativo a las consideraciones y particularidades a nivel de transmisión y generación, y se simplifica significativamente lo que sucede en la distribución. Esta falta de visión de las particularidades y problemas en distribución, es lo que hace que los proyectos de transmisión zonal solo sirvan para cubrir las necesidades más básicas a nivel de distribución, como son la suficiencia y seguridad.

Adicionalmente, a la fecha no ha existido una instancia de participación pública y discusión respecto a las mejoras o reformas que se pueden implementar en la metodología de PAT. Es por ello que, Grupo Saesa ha realizado un trabajo y estudio que se ha materializado en el presente artículo. Esto con el fin de dejar a la vista de las autoridades del Sector Eléctrico de Chile, las particularidades y problemáticas actuales y futuras en el segmento de distribución, esperando que estas sean consideradas en la toma de decisiones en los procesos de PAT y, en particular, del Sistema Zonal (de subtransmisión). Para Grupo Saesa la base para poder contar con un modelo adecuado de Planificación de la Transmisión Zonal, es contar con insumos adecuados; en especial aquellos provenientes del Sistema de Distribución

de Energía Eléctrica, ya que este último es el que ha sufrido cambios y evolución más significativos en los últimos años y, según expertos de la industria y académicos, continuará con esta tendencia. Es decir, pasar de la mirada “de arriba hacia abajo” a la mirada “de abajo hacia arriba” (bottom up), o bien una combinación de ambas, donde la distribución sea fundamental por su constante evolución y dinamismo.

Con el fin de abordar la problemática planteada y poder levantar particularidades y problemas del segmento de distribución para ser considerados como insumos en un modelo de planificación de la transmisión zonal, se propone la estrategia de trabajo ilustrada en la Figura 1. En los capítulos siguientes se presentan los principales resultados asociados a cada bloque de la estrategia de trabajo.

LLUVIA DE IDEAS Y BASE DOCUMENTAL

Como se planteó en el capítulo anterior sobre problemas y estrategia de trabajo, para iniciar el estudio, inspirados en las metodologías ágiles, se realiza una lluvia de ideas de conceptos que impactan de una u otra forma en el segmento de transmisión zonal. En dicha lluvia de ideas se plantearon 30 conceptos, que se resumen a continuación en la Tabla 1. Tras la lluvia de ideas, se establece una base documental normativa y técnica para poder cruzar los conceptos planteados con la normativa existente y con los estudios realizados.

La base documental normativa y técnica considera, por un lado, el estudio solicitado por Grupo Saesa [3] y, por otro lado, el estudio realizado por el ISCI al Ministerio de Energía dentro el marco de la Ley Larga de Distribución [4]. Asimismo, a nivel de regulación en transmisión, se considera la Resolución N° 711 de 2017 [2], el Reglamento de Planificación [5], y la Propuesta de Expansión del Coordinador Eléctrico Nacional 2020 [6], y finalmente, en materia regulatoria en distribución, se considera la Norma Técnica de Distribución [7].

La lluvia de ideas y su cruce con la base normativa y técnica es de gran ayuda para identificar aquellos conceptos menos abordados por la normativa y los consultores. En el caso de Grupo Saesa, esto permite visualizar el nuevo panorama global de los Sistemas

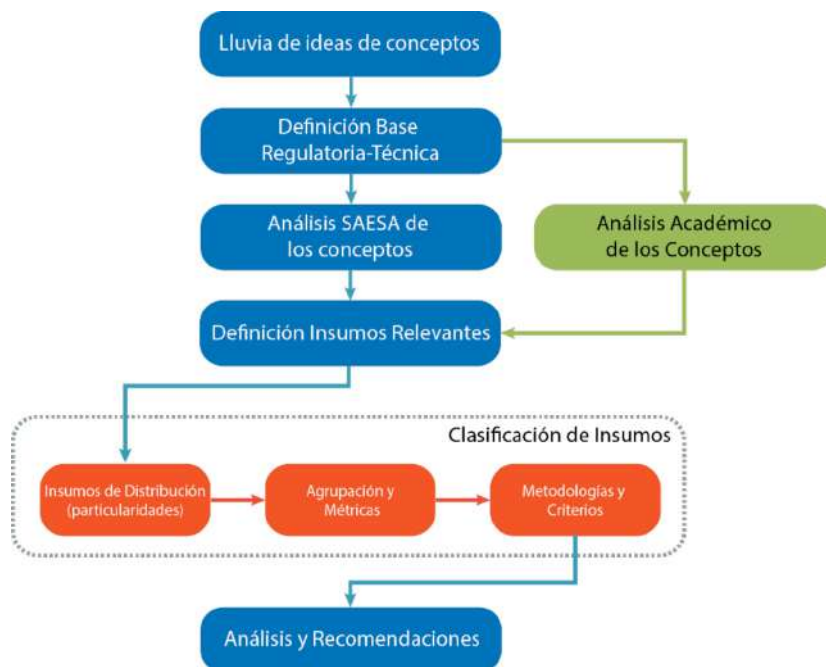


Figura 1. Estrategia de trabajo grupo Saesa.

Tabla 1. Conceptos levantados en lluvia de ideas.

Conceptos	Conceptos
Proyección/Predicción de Demanda	Almacenamiento en Distribución
Clientes Libres	Polo de Desarrollo Generación
Calidad de Suministro/Confiabilidad	Polo de Desarrollo Residencial
Calidad del Producto	Polo de Desarrollo Comercial
Longitud de Alimentadores	Polo de Desarrollo Industrial
Desequilibrio de Cargas Alimentadores	Nuevos Clientes (Factibilidades)
Densidad Consumos	Restricciones en Distribución
Clientes Críticos o Prioritarios	Calefacción Eléctrica
Horizonte de Planificación en Distribución	Agregador de Demanda
Evaluación Económica Transmisión-Distribución	Comercializador
Eficiencia Energética	Gestor de Servicios Energéticos
Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)	Compensaciones y Multas
Netbilling	Gestor de Información
Electromovilidad: Residencial-Comercio	Estudios de valor agregado de distribución (VAD)
Electromovilidad: Electrolineras	Modelo de Red

de Distribución, su impacto en la Transmisión Zonal, así como los criterios a considerar dentro de la planificación de la expansión. Al respecto, en el siguiente capítulo se realiza un proceso de filtración, y se categorizan los conceptos que impactan en la proyección de la demanda, ya sea porque se aumenta o se disminuye la demanda.

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Luego de realizar el cruce entre los conceptos planteados en la lluvia de ideas y las bases normativas y técnicas consideradas, se realiza una revisión bibliográfica con el fin de seleccionar aquellos conceptos que han sido más estudiados por

investigadores a nivel internacional. Esto permite además clasificar los conceptos, desde el punto de vista de la PAT, en dos grandes categorías: factores que aumentan la demanda y factores que disminuyen la demanda.

Identificar y tener claro los elementos o factores que aumentan o disminuyen la demanda en un horizonte de análisis es fundamental ya que sobreestimarlos impacta en las evaluaciones técnicas y económicas de los proyectos de expansión de la transmisión zonal. Por tanto, la tarea del planificador es encontrar un adecuado equilibrio y ponderación de los elementos a considerar dentro del proceso de planificación de la transmisión, y en especial de la transmisión zonal, considerando que esta última es la que mayor impacto tiene con el crecimiento de la demanda dentro de la distribución.

En los últimos años, reguladores, planificadores y operadores de las redes de transmisión a nivel internacional han realizado numerosos estudios con el fin de encontrar qué elementos deben ser considerados dentro de una adecuada planificación de la expansión de la transmisión [8] y, en particular, considerando la distribución como un insumo crítico [9]. Asimismo, en [10] se considera junto con lo anterior herramientas de proyección y prospección. Por otro lado, los autores en [11-14] han considerado modelos de planificación con múltiples etapas, donde en cada una se analiza la dinámica y evolución de las matrices energéticas, los costos de desarrollo y la penetración de los recursos distribuidos en el sector de la distribución. Esto permite evaluar posibles cambios durante el horizonte considerado de la planificación.

Entre los conceptos abordados en la literatura en la última década, se destacan los asociados a la calidad del servicio, en específico los relacionados con la confiabilidad, tales como la energía no suministrada (ENS), el índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI) y el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI). Por ello, en [15-17] se han planteado metodologías de planificación de transmisión y distribución, donde se consideran a estos conceptos dentro la función objetivo en los modelos de optimización asociados.

Asimismo, varios conceptos asociados con las redes de distribución actual y futura y, en general, con las redes eléctricas inteligentes de distribución,

han sido estudiados en la literatura. Entre ellos se destaca el concepto de generación distribuida [17-19], almacenamiento de energía [20-23] y eficiencia energética [24, 25] en los modelos de expansión de subtransmisión o transmisión zonal.

Continuando con la línea de las redes inteligentes y los mercados de distribución, se identifican interesantes trabajos en la literatura sobre modelado de electromovilidad en procesos de expansión de subtransmisión [26-31] y el análisis de impacto de la figura del comercializador de energía [32-34]. Respecto a este último, es interesante el impacto que puede tener sobre las redes de distribución o subtransmisión dependiendo de sus servicios asociados.

De acuerdo con la revisión bibliográfica realizada, es posible identificar los principales elementos o factores analizados a nivel académico y de la industria que inciden en la proyección de la demanda. A continuación, se presenta una clasificación realizada por los autores al respecto. Esta clasificación se realiza con el objetivo de identificar fácilmente el impacto que tendrán dentro de la planificación, es decir, factores que aumentan la demanda y aquellos que disminuyen la demanda. Esto se muestra en Figura 2 y Figura 3, respectivamente.

ANÁLISIS DE INSUMOS RELEVANTES

En este capítulo se abordan aquellos conceptos provenientes de los Sistemas de Distribución Eléctrica, que se consideran fundamentales para ser tomados en cuenta como insumos a corto y mediano plazo en los procesos de PAT y en especial en la Planificación de la Transmisión Zonal.

A. Polo de Desarrollo en Distribución

El concepto de Polo de Desarrollo fue introducido en el reglamento del Sector Eléctrico de Chile en el marco de la Ley de Transmisión N° 20.936 en el año 2016. En cuanto al concepto de Polo de Desarrollo establecido en el reglamento de Transmisión, Grupo Saesa inspirado en su concepto y filosofía; presenta la idea conceptual de crear una figura similar a nivel de Distribución.

La concentración actual o futura de clientes de un determinado tipo (residencial, comercial o industrial) o generación distribuida renovable no convencional (ERNC) es lo que SAESA propone

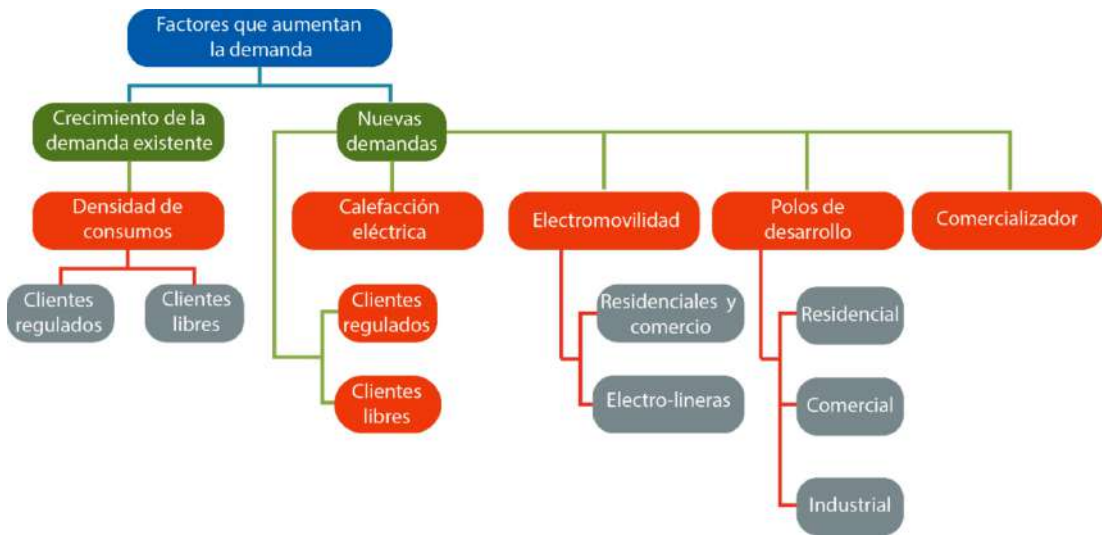


Figura 2. Categorización de conceptos que aumentan demanda.

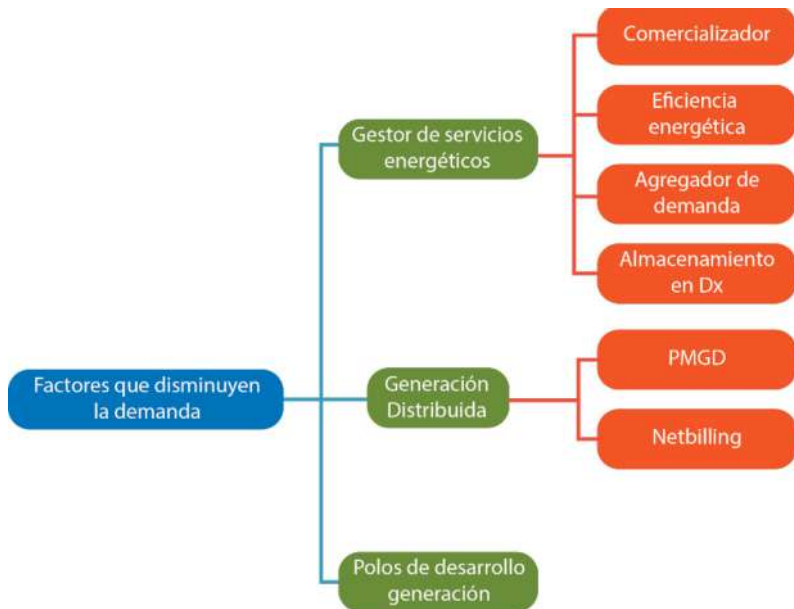


Figura 3. Categorización de conceptos que disminuyen demanda.

denominar Polo de Desarrollo de la Distribución (PDD). Con el fin de identificar estos polos para ayudar a la toma de decisiones de inversión a nivel de proyectos de expansión de transmisión zonal. En la Figura 4 se ilustra el concepto de PDD.

Según la opinión de los autores, la incorporación de la figura del PDD permite conocer con mayor

detalle el crecimiento y desarrollo en el tiempo de estas zonas en la Distribución, y de esta forma se puedan tomar mejores decisiones en cuanto a la expansión de la Transmisión Zonal.

B. Factibilidades de Nuevos Clientes o Servicios

En los procesos de planificación de la transmisión y la distribución, uno de los elementos fundamentales es

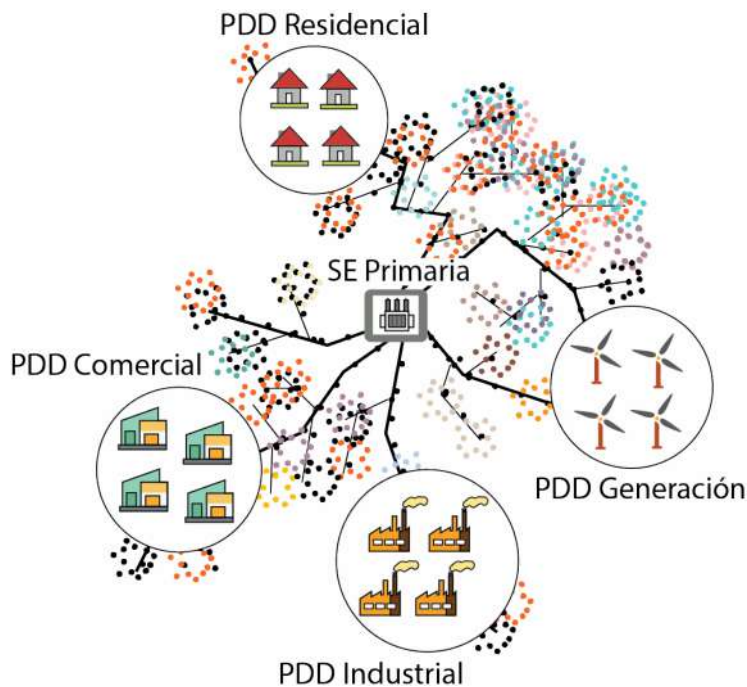


Figura 4. Esquema simplificado PDD.

la proyección de la demanda a nivel de alimentadores y subestaciones primarias. Sin embargo, en ocasiones pueden aparecer crecimientos de demanda que superen las tasas de crecimiento vegetativo. Este apartado trata sobre las factibilidades de estos nuevos clientes individuales que, por su impacto en la red, se pueden conocer con anticipación y ser considerados con mayor detalle en los procesos del PAT Zonal.

C. Calefacción Eléctrica

Sin duda, la sustitución del uso de leña por energía eléctrica para calefacción tiene incidencias significativas en el sistema eléctrico a nivel de distribución con su consecuente impacto en la Transmisión Zonal.

Como resultado de lo anterior, se observa que el desafío para los planificadores, en cuanto a la consideración de la calefacción eléctrica en la toma de decisiones, radica en conocer en qué medida el segmento de distribución puede hacer frente al aumento de demanda derivado de la calefacción, y en qué horizonte se hace necesario evaluar posibles soluciones a nivel de Transmisión Zonal que puedan satisfacer de manera técnico-económica este impacto sobre la demanda.

D. Electromovilidad

Desde el año 2017, Chile ha empezado a transformar el parque vehicular, como uno de sus desafíos energéticos, migrando hacia tecnologías más amigables con el medio ambiente como los vehículos eléctricos. En la denominada “Ruta Energética 2018 - 2022”, se considera como un eje importante contar con un transporte eficiente y sustentable, que esté alineado a la tendencia de economías con bajos niveles de carbono, permitiendo de esta manera reducir los gases de efecto invernadero y contribuir con la reducción del calentamiento global y los niveles de polución en el ambiente.

El principal desafío en materia de Electromovilidad consiste en establecer el impacto que tendrá la penetración de esta tecnología en el parque vehicular del país sobre la demanda, y determinar el punto de inflexión entre una solución rentable para el abastecimiento de la demanda por Distribución o una solución a nivel de Transmisión Zonal que permita satisfacer y adaptarse a estos nuevos requerimientos a nivel del Sistema de Distribución Eléctrica.

E. Comercializador

Actualmente se encuentra en el Congreso Nacional de Chile el proyecto de Ley Larga de Distribución,

que plantea el concepto de portabilidad eléctrica a través de la creación e implementación de la figura del Comercializador, que tendría los siguientes beneficios: oportunidad para los clientes finales sobre la elección de proveedor de energía, mayor competencia e incentivo a la innovación y la eficiencia.

Con este nuevo agente en el sector, y de acuerdo con la visión del regulador, los usuarios finales tendrán acceso a una mejor información y la posibilidad de elegir qué comercializador ofrece las mejores condiciones y servicios, fomentando así la competencia y la eficiencia en el sector.

Sin duda, la implementación de la figura del Comercializador tendrá importantes repercusiones en el sector eléctrico, cambiando la estructura del mercado actual y poniendo sobre la mesa un mercado más competitivo y con diferentes incentivos para los usuarios finales. Por lo tanto, el gran desafío será evaluar las consecuencias de la implementación de esta figura y reconocer su impacto real en las redes de distribución y a su vez en la Transmisión Zonal, traducido en aumentos o disminuciones en la demanda del sistema.

PROPUESTAS DE MÉTRICAS

En esta sección se muestran las métricas desarrolladas y propuestas por los autores, asociados con los insumos relevantes expuestos anteriormente. El objetivo de estas métricas es determinar de manera sistemática el impacto que cada insumo tendrá dentro del segmento de Distribución y de esta manera facilitar y mejorar los procesos de PAT Zonal.

A. Polo de Desarrollo en Distribución

Como se expresó en el capítulo anterior, el concepto fundamental detrás de los Polos de Desarrollo de la Distribución (PDD) es la georreferenciación del crecimiento de la demanda asociada. En este sentido, su tamaño y ubicación son elementos esenciales para caracterizar un PDD. Por lo tanto, para este último se requiere del uso de herramientas sofisticadas que cuenten con Sistemas de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés). Sin embargo, por el aspecto de una metodología de planificación simple, lo anterior puede sintetizarse en métricas que capturen el tamaño y la ubicación.

En relación con lo anterior, se proponen las siguientes métricas para el tratamiento y análisis de PDD, ecuación (1) y ecuación (2):

$$Indice_{Polo} = \frac{S_{Polo} \alpha_{Polo}}{S_{nom SE}} \quad (1)$$

$$Indice_{Distancia} = \frac{Distancia_{Polo-Subestación}}{Longitud Alimentador} \quad (2)$$

Donde S_{Polo} es la potencia del polo, α_{Polo} el factor de coincidencia del polo y $S_{nom SE}$ representa la potencia nominal de la subestación eléctrica correspondiente. Estos índices de potencia y distancia propuestos para PDD se pueden utilizar por separado, por ejemplo, para aspectos de clasificación o agrupamiento. Además, se pueden unificar para trabajar con un solo indicador o métrica, que varíe la disponibilidad de la potencia de la subestación en función de la ubicación del polo.

B. Factibilidades de Nuevos Clientes o Servicios

Como se planteó en capítulos anteriores, la necesidad de considerar las factibilidades como un factor importante a la hora de tomar decisiones desde el punto de vista de las inversiones a nivel de Transmisión Zonal, radica en que dichos crecimientos significativos de demanda en ciertos puntos de la red, producto de las factibilidades, excede las tasas de crecimiento convencionales consideradas al planificar la Transmisión Zonal.

Con base en lo mencionado, se propone el uso de la siguiente métrica, ecuación (3), para caracterizar las factibilidades.

$$Indice_{Factibilidad} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{solicitado} * \alpha_{Fact} * f_{pcf}}{S_{nom SE}} \quad (3)$$

En la ecuación (3), $S_{solicitado}$ corresponde a la potencia solicitada por el cliente, α_{Fact} corresponde el factor de coincidencia del nuevo cliente (según su tipo), f_{pcf} el factor de probabilidad de conexión y n número de clientes.

La métrica propuesta permite visualizar de manera clara el impacto de las factibilidades a nivel de subestación primaria, y además ayuda en las labores de agrupamiento o clasificación del estado de las diversas subestaciones analizadas.

C. Calefacción Eléctrica

Como se mencionó en el capítulo anterior, es necesario determinar el grado de penetración de esta tecnología y los plazos asociados para de esta manera definir diferentes escenarios de penetración posibles.

Al respecto, la Figura 5 muestra la “Curva S”, propuesta en 1962 por Everett Rogers en su libro “Difusión de Innovaciones”, la cual representa una curva típica del comportamiento de los diferentes tipos de consumidores frente a la adquisición de un nuevo producto o servicio innovador.

A partir de la “Curva S”, es posible modelar diferentes escenarios de penetración de la nueva tecnología, correspondiente a la calefacción eléctrica. Esto se muestra en la ecuación (4).

$$Indice_{CE} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{CE} * \alpha_{Calef} * f_{pcc}}{S_{nom SE}} \quad (4)$$

Donde, S_{CE} es la potencia de calefacción considerada, α_{Calef} es el factor de coincidencia relacionado con este insumo y f_{pcc} es el factor de probabilidad de conexión que sigue una función de distribución de probabilidad según lo indicado en la Figura 5.

D. Electromovilidad

Dado que la electromovilidad, de igual manera, es una tecnología emergente que se irá adoptando con el tiempo, es posible modelar diferentes escenarios de

penetración a partir de la “Curva S”. A continuación, se presenta la métrica asociada con este concepto, ecuación (5), que permite cuantificar el impacto de la penetración de esta nueva tecnología a nivel de subestación primaria:

$$Indice_{VE} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{VE} * \alpha_{VE} * f_{pm}}{S_{nom SE}} \quad (5)$$

En la ecuación (5), S_{VE} corresponde a la potencia del parque vehicular, potencia que estará relacionada con la capacidad de las baterías o por el nivel de potencia de las estaciones de carga. El factor f_{pm} representa el factor de penetración del parque vehicular, α_{VE} corresponde al factor de coincidencia del parque, el cual tiene fuerte relación con la propiedad del parque (comercial y privado o residencial) y con las estrategias de control de carga establecidas dentro de la red; y $S_{nom SE}$ la potencia nominal de la subestación.

E. Comercializador

Debe entenderse en primera instancia que la figura del Comercializador, como su nombre lo indica, es una entidad esencialmente comercial cuyo objetivo es maximizar sus utilidades a través de la gestión de diferentes contratos de energía con los usuarios, es decir, en esencia su negocio consiste en la reventa de energía. Además, el comercializador, debido a su capacidad para ofrecer a los clientes diferentes esquemas de precios, puede realizar una “gestión

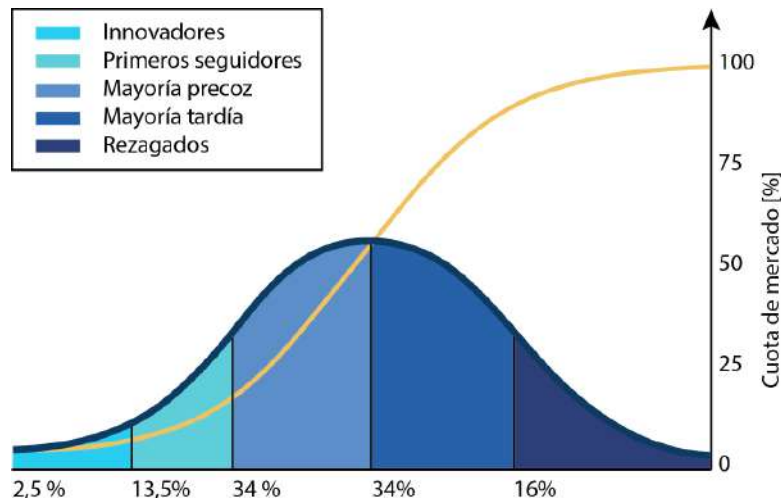


Figura 5. Curva S de Everett Rogers.

del lado de la demanda”. En consecuencia, es necesario considerar que este agente puede aumentar o disminuir su demanda, por ejemplo, el esquema de “desplazamiento de carga”. Con base en lo anterior, se propone el siguiente modelo de consumo considerando al Comercializador, según ecuación (6).

$$Indice_C = \sum_{i=1}^n \frac{S_C * \alpha_C * f_{pc}}{S_{nom SE}} \quad (6)$$

En la ecuación (6), S_C corresponde a la potencia del comercializador, la cual estará relacionada con la potencia de cada cliente con el que el comercializador tenga un contrato de suministro de energía eléctrica. El factor f_{pc} representa el factor de penetración, que ha sido modelado con base en la Figura 6. Por lo tanto, esta curva significa la disposición de los clientes a aumentar y reducir la demanda. En consecuencia, este factor puede tener tanto un signo negativo como positivo; si es negativo, este factor representa, por ejemplo, el diferimiento de la expansión a causa de la respuesta de la demanda. α_C corresponde al factor de coincidencia del comercializador, y $S_{nom SE}$ es la potencia nominal de la subestación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los últimos años, el sistema eléctrico está experimentando un aumento significativo en relación a la integración de los recursos energéticos

distribuidos dentro de la red. En particular, se prevé que el sector de distribución de energía y los usuarios finales sean los más involucrados en esta innovación. Por lo tanto, la complejidad de los diversos aspectos mencionados obliga a implementar nuevas herramientas o estrategias robustas capaces de brindar soluciones inteligentes para una adecuada y eficiente planificación de la transmisión zonal, que tome en cuenta los recursos presentes a nivel de distribución. Por ello, en este estudio se desarrolla un análisis, entre la empresa y la academia, con el objetivo de establecer conceptualmente los recursos o insumos que son fundamentales dentro de los procesos de Planificación de la Transmisión Zonal, tomando como caso de análisis Chile. Esto sirve como punto de partida sobre la temática y permite establecer qué criterios se ajustan de mejor manera en la metodología de Planificación de la Transmisión Zonal en Chile.

Entre las principales conclusiones del estudio, se destaca la importancia del concepto de crecimiento georreferenciado, ya que a futuro no bastará con determinar el crecimiento o aumento de la demanda a nivel de subestaciones primarias o barras del sistema de potencia, sino que se debe complementar con la georreferenciación de dicho crecimiento. De esta manera, se puede evaluar y comparar el costo-beneficio entre ampliar las instalaciones existentes versus incorporar nuevas instalaciones, como subestaciones o líneas de transmisión.

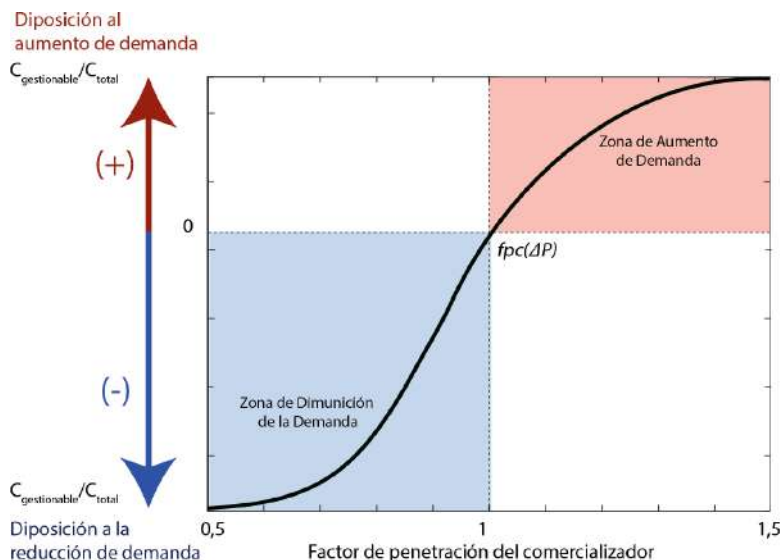


Figura 6. Utilidad marginal decreciente comercializador.

Por su parte, se destaca también la importancia del análisis de factibilidad y su consideración dentro de los modelos de planificación de Transmisión Zonal. Esto debido a que representan un incremento en la demanda del sistema por fuera de las tasas de crecimiento tradicionales. Por lo tanto, es necesario contar con métricas asociadas que permitan cuantificarlos y asignarles ciertos grados de certeza respecto de su conexión final dentro de las redes de distribución y poder conocer su impacto real a nivel de subestación primaria.

Por otro lado, en el tema de la calefacción eléctrica, se considera fundamental generar una discusión pública sobre la relación de este tipo de calefacción con los estándares de calidad del servicio, ya que, si los usuarios utilizan energía eléctrica para el 100% de su calefacción o climatización, y se ven afectados por cortes de suministro frecuentes y/o prolongados, existe la posibilidad de generar un daño de mayor magnitud en los equipos utilizados y por lo tanto, para las empresas de distribución, someterse al pago de penalidades o multas.

De lo anterior, durante la lluvia de ideas surgió el concepto de cliente crítico o prioritario. Esto ha cobrado fuerza en los últimos tiempos, dada la

presencia cada vez mayor de cargas esenciales, por ejemplo, en el escenario de la salud, donde hospitales y clínicas han sido clientes que demandan una alta calidad de servicio. Por lo expuesto, se debe prestar especial atención con la definición de la figura de “cliente prioritario” y definir el rol de la Distribución y Transmisión Zonal frente a las exigencias de calidad y continuidad del servicio eléctrico.

A su vez, respecto a la nueva figura del Comercializador en el mercado de Distribución en Chile, se considera que tendrá importantes implicaciones en materia de gestión de la demanda, eficiencia energética y servicios complementarios, lo que repercutirá en las proyecciones de demanda y sus respectivos escenarios de análisis. En este sentido, se considera valiosa la propuesta de modelar el consumo de los usuarios finales en función de sus preferencias de consumo, elasticidad, utilidad del Comercializador y precio de retiro de energía por parte de este último.

Como trabajo futuro, se pretende incorporar estos criterios y métricas en un caso de estudio real, que permita tener una mejor visión cuantitativa de las ventajas que puede brindar el considerar estos insumos de distribución dentro de la Planificación de la Transmisión Zonal.

REFERENCIAS

- [1] *Ley 20.936: Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico, Nacional*, Ministerio de Energía, Chile, 2016.
- [2] *Resolución Exenta N° 711: Establece metodología aplicable al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en los Artículos 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos*, Comisión Nacional de Energía (CNE), Santiago, Chile, 2017.
- [3] *Metodología de Desarrollo de Propuestas de Expansión de la Transmisión Zonal refiriendo los requerimientos de Distribución de manera adecuada*, KAS Ingeniería, IESD, Santiago, Chile, 2019.
- [4] *Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica*, Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería, ISCI, Santiago, Chile, 2020.
- [5] *Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (en CGR)*, Ministerio de Energía Chile, Santiago, Chile, 2020.
- [6] *Propuesta de Expansión de la Transmisión*, Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), Santiago, Chile, 2020.
- [7] *Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución*, Comisión Nacional de Energía (CNE), Santiago, Chile, 2019.
- [8] *Review of driver for transmission investment decisions*, CIGRE Working Group C1.15, CIGRE, Paris, France, 2017.
- [9] *Planning criteria for future transmission networks in the presence of the greater variability of power exchange with distribution system*, CIGRE/CIREN Joint Working Group C1.29, CIGRE, Paris, France, 2017.

- [10] *Investment decisions in a changing and uncertain environment*, CIGRE Working Group C1.22, CIGRE, Paris, France, 2019.
- [11] *Establishing best practice approaches for developing credible electricity demand and energy forecasts for network planning*, CIGRE Working Group C1.32, CIGRE, Paris, France, 2016.
- [12] R.H. Fletcher and K. Strunz, "Optimal Distribution System Horizon Planning - Part I: Formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 2, pp. 791-799, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.895173.
- [13] S. Klyapovskiy, S. You, H. Cai, and H.W. Bindner, "Incorporate flexibility in distribution grid planning through a framework solution," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 66-78, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.069.
- [14] A. Ehsan and Q. Yang, "State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review," *Applied Energy*, vol. 239, pp. 1509-1523, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.211.
- [15] V. Vahidinasab and et al., "Overview of Electric Energy Distribution Networks Expansion Planning," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 34750-34769, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2973455.
- [16] F. Shahnia, A. Arefi, and G. Ledwich, "Electric Distribution Network Planning," Springer, Singapore, 2018, doi: 10.1007/978-981-10-7056-3.
- [17] H. Shayeghi and A. Bagheri, "Dynamic sub-transmission system expansion planning incorporating distributed generation using hybrid DCGA and LP technique," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 48, pp. 111-122, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.11.029.
- [18] H.K. Rad and Z. Moravej, "Coordinated transmission substations and sub-transmission networks expansion planning incorporating distributed generation," *Energy*, vol. 120, pp. 996-1011, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.12.010.
- [19] M. Jalali, K. Zare, and M.T. Hagh, "A multi-stage MINLP-based model for sub-transmission system expansion planning considering the placement of DG units," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 8-16, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.05.044.
- [20] C.K. Das, O. Bass, T.S. Mahmoud, G. Kothapalli, M.A.S. Masoum, and N. Mousavi, "An optimal allocation and sizing strategy of distributed energy storage systems to improve performance of distribution networks," *Journal of Energy Storage*, vol. 26, pp. 1-39, 2019, Art. no. 100847, doi: 10.1016/j.est.2019.100847.
- [21] M. Asensio, P.M. de Quevedo, G. Muñoz-Delgado, and J. Contreras, "Joint Distribution Network and Renewable Energy Expansion Planning Considering Demand Response and Energy Storage - Part I Stochastic Programming Model," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 655-666, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2560339.
- [22] S. Dehghan and N. Amjady, "Robust Transmission and Energy Storage Expansion Planning in Wind Farm-Integrated Power Systems Considering Transmission Switching," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 765-774, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2497336.
- [23] D. Azari, S.S. Torbaghan, M. Gibescu, and M. Meijden, "The impact of energy storage on long term transmission planning in the North Sea region," in *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, Pullman, WA, USA, Nov. 2014, doi: 10.1109/NAPS.2014.6965402.
- [24] D. Laslett, C. Carter, C. Creagh, and P. Jennings, "A large-scale renewable electricity supply system by 2030: Solar, wind, energy efficiency, storage and inertia for the South West Interconnected System (SWIS) in Western Australia," *Renewable Energy*, vol. 113, pp. 713-731, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.023.
- [25] L.J. Sánchez, "Ahorro, eficiencia y gestión de la demanda en el sector eléctrico," *Economía industrial*, no. 364, pp. 163-170, 2007.
- [26] C. Crozier, T. Morstyn, and M. McCulloch, "The opportunity for smart charging to mitigate the impact of electric vehicles on transmission and distribution systems," *Applied Energy*, vol. 268, 2020, Art. no. 114973, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114973.
- [27] I. Graabak, Q. Wu, L. Warland, and Z. Liu, "Optimal planning of the Nordic

- transmission system with 100% electric vehicle penetration of passenger cars by 2050,” *Energy*, vol. 107, pp. 648-660, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.04.060.
- [28] A. Awasthi, K. Venkitesamy, S. Padmanaban, R. Selvamuthukumar, F. Blaabjerg, and A. K. Singh, “Optimal planning of electric vehicle charging station at the distribution system using hybrid optimization algorithm,” *Energy*, vol. 133, pp. 70-78, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.094.
- [29] M. Abdi-Siab and H. Lesani, “Distribution expansion planning in the presence of plug-in electric vehicle: A bilevel optimization approach,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 121, 2020, Art. no. 106076, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106076.
- [30] R. Fiorotti, J.F. Fardin, L.F. Encarnação, and C.B. Donadel, “A Novel Strategy for Distribution Network Reinforcement Planning considering the Firm Capacity of Distributed Generation Units,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 4, pp. 530-539, 2019, doi: 10.1109/TLA.2019.8891876.
- [31] D. Ruiz de Gauna, C. Villalonga, and L.E. Sánchez, “Multi-agent systems in the field of urban e-mobility: A Systematic Review,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 12, pp. 2186-2195, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9400447.
- [32] P. Sheikhamadi, S. Bahramara, A. Mazza, G. Chicco, and J.P.S. Catalão, “Bi-level optimization model for the coordination between transmission and distribution systems interacting with local energy markets,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 124, 2021, Art. no. 106392, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106392.
- [33] M. Navidi, S.M. Moghaddas-Tafreshi, and A. Anvari-Moghaddam, “A game theoretical approach for sub-transmission and generation expansion planning utilizing multi-regional energy systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, pp. 1-11, 2020, Art. no. 105758, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105758.
- [34] C.L. Cortés, S.X. Carvajal Quintero, and N. Guerrero González, “Demand Side Management System Characterization for Residential Users in Manizales City,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 3, pp. 378-384, 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9447586.