

DOI: <https://doi.org/10.56712/latam.v5i1.1584>

Costo de la calidad del servicio técnico desde la percepción de usuarios residenciales en sistemas de distribución eléctrica

Cost of technical service quality based on residential customers' perception in electrical distribution systems

Gustavo Schweickardt

gaocerin@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-0843-2946>

CONICET – Universidad Tecnológica Nacional
Concepción del Uruguay – Argentina

Artículo recibido: 22 de diciembre de 2023. Aceptado para publicación: 05 de enero de 2024.
Conflictos de Interés: Ninguno que declarar.

Resumen

En este trabajo se propone una novedosa metodología para estimar el costo de la calidad de servicio técnico (CST) desde la percepción de los clientes residenciales en un sistema de distribución eléctrica (SDE). Es introducido el concepto de Costo Intrínseco de Falla (CiFa), a partir de tres indicadores empleados internacionalmente: la Energía No Suministrada, el Número de Clientes Afectados y el Tiempo de Interrupción no programado del suministro. El SDE se diseña ubicando óptimamente cierto número de equipos de protección (EPr) para aumentar la confiabilidad, minimizando una Función Objetivo compuesta por los Costos de los EPr instalados, y los tres indicadores anteriores, empleando la técnica de Programación Dinámica Posibilista o Difusa. Tal diseño óptimo es presentado por el planificador del SDE al regulador, para su control y reconocimiento de los costos trasladados a los precios en el esquema tarifario. Estos costos CiFa asociados a la CST, pueden interpretarse como óptimos del Lado de la Oferta (CiFaOf). Adoptándonos como referencia, son calculados los puntajes factoriales para el constructo dependiente CST desde la estimación de un modelo de ecuaciones estructurales PLS-SEM solidario. Los mismos permiten calcular el CiFa interpretado como del Lado de la Demanda (CiFaDe). Se propone que el regulador considere toda diferencia en exceso del CiFaDe respecto del CiFaOf como una penalización monetaria aplicable a la distribuidora por incumplir el nivel de CST comprometido. Los datos empleados en las simulaciones y los resultados obtenidos corresponden al sistema de distribución de la ciudad de Bariloche, Argentina, para el año 2021.


Palabras clave: costo intrínseco de la calidad del servicio técnico, programación dinámica difusa, ecuaciones estructurales PLS-SEM, penalización regulatoria, sistema de distribución eléctrica

Abstract

In this work, a novel methodology to estimate the cost of technical service quality (TCQ) from the perception of residential customers in an electrical distribution system (EDS), is proposed. The concept of Intrinsic Cost of Failure (iCFa) is introduced, based on three indicators used internationally: Energy Not Supplied, Number of Affected Customers and Unscheduled Supply Interruption Time. The EDS is designed by optimally locating a certain number of protective equipment (EPr) to increase reliability, minimizing an Objective Function composed of the Costs of the installed EPr, and the three previous indicators, using the Possibilistic or Fuzzy Dynamic Programming technique. Such optimal

design, is presented by the DES planner to the regulator, for its control and recognition of the costs transferred to the prices in the tariff scheme. These costs, iCFa, associated with the TCQ, can be interpreted as Supply Side Optimum (iCFaS). Adopting them as a reference, the factor scores for the dependent construct TCQ are calculated from the estimation of a supportive PLS-SEM structural equation model. They allow calculating the iCFa, interpreted as Demand Side (iCFaD). It is proposed that the regulator consider any difference in excess of the iCFaD with respect to the iCFaS as a monetary penalty applicable to the distributor for failing to comply with the committed TCQ level. The data used in the simulations and the results obtained correspond to the distribution system of the city of Bariloche, Argentina, for the year 2021.

Keywords: intrinsic cost of technical service quality, fuzzy dynamic programming, PLS-SEM structural equations, regulatory penalty, electrical distribution system

Todo el contenido de LATAM Revista Latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades, publicados en este sitio está disponibles bajo Licencia Creative Commons 

Cómo citar: Schweickardt, G. (2024). Costo de la calidad del servicio técnico desde la percepción de usuarios residenciales en sistemas de distribución eléctrica. *LATAM Revista Latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades* 5 (1), 224 – 248. <https://doi.org/10.56712/latam.v5i1.1584>

INTRODUCCIÓN

El problema de asignar costos a la confiabilidad en los sistemas de distribución eléctrica (SDE), es de tan larga data como la reestructuración misma de la industria de abastecimiento eléctrico (IAE), sobre la cual los aportes de la teoría económica de regulación en sistemas de redes, han propiciado la aplicación de un esquema de control por incentivos, tal como ha sido descrito en las contribuciones de (Baumol et al., 1982), (Littechild, 1983), (Joscov, 1983 y 2000), (Laffont y Tirole, 1993), (Loube, 1995), (Crew, 1994) y (Schweickardt y Pistonesi Castelli, 2008), entre muchos otros autores. No obstante, considerando los dos trabajos previos que justificaron la línea de investigación abordada por quien suscribe, que alcanza los objetivos planteados con los aportes del presente manuscrito, los efectos de la regulación por incentivos post reestructuración de la IAE tienden a degradar la confiabilidad de los SDE, a la vez que existe poder monopólico por parte del agente distribuidor incumbente, el cual se apropia de parte del excedente del consumidor, trasladando sus precios a los clientes cautivos -no elegibles o regulados, los más vulnerables, hablando de Latinoamérica y de Argentina, en particular- que no reflejan, en ausencia de un adecuado control regulatorio, la calidad de servicio técnico comprometida (Schweickardt, 2023a y 2023b). Los desarrollos que aquí se presentan, si bien pueden entenderse como aportaciones independientes, finalizan la investigación realizada por el autor para los límites establecidos en el proyecto abordado, cuyas primeras contribuciones y resultados se reportan en estas dos últimas referencias. Por tal razón, la descripción general del marco teórico y contexto de aplicación, remite al lector a las mismas, con excepción de aquellas cuestiones específicas de la metodología que propone este manuscrito.

Una de estas cuestiones, la central para el caso, es la ausencia de aportes en el estado del arte, que aborden el problema de monetizar los costos de la confiabilidad en los SDE y, por tanto, de las penalizaciones que la autoridad regulatoria debería aplicar ante el no cumplimiento de los niveles de la CST comprometidos en oportunidad de las revisiones tarifarias, conforme el esquema de regulación por incentivos y, sin pérdida de generalidad, de limitación de precios.

A partir los principales trabajos actuales consultados, entre muchos, pueden identificarse al menos cuatro enfoques no excluyentes para la optimización de la CST en SDE:

Desde el Cálculo de Índices de Confiabilidad siguiendo el estándar IEEE (2003): se tienen las contribuciones de autores tales como De Mendonça et al. (2023), Fogliatto et al. (2022), Goa Tella (2020), Hiluf y Olajuyin et al. (2022), Jain y Jain (2021).

Desde la Planificación Óptima de los SDE: pueden ser consultados Aschidamini (2022) y Braide y Kenneth (2018).

Desde la Operación Óptima de los SDE: se tienen aportes como los de Anteneh et al. (2021), Azari (2017) y Enjavimadar Rastegar (2022).

Considerando los Sistemas de Gestión de Energía en Distribución -que fusionan los actuales paradigmas de Recursos Energéticos Distribuidos y Redes Inteligentes-: no obstante tratarse del estado tecnológicamente más avanzado, encontrándose en una etapa experimental -fundamentalmente para los países de nuestra región-, y con mayores 'vacíos' en materia regulatoria, se tienen interesantes contribuciones de Ahmad et al. (2021), Gomes et al. (2023), Hakimi et al. (2022), Hamidan y Borousan (2022), Idowu et al. (2022), Meera y Hemamalini (2022), Parol et al. (2022), Wu et al. (2022), Yin et al. (2022), y Zeng et al. (2022).

Sin embargo, más allá de estos enfoques que resultan de la evolución tecnológica, la estimación de los costos de la confiabilidad (CST), como se refiere en la literatura especializada, continúa presentando

las mismas dificultades y las mismas restricciones en cuanto información requerida (o mayores), que las observadas en la década de 1980, durante la cual tuvieron lugar las primeras reestructuraciones de la IAE en los países pioneros en tal reforma (Estados Unidos e Inglaterra, fundamentalmente).

La estimación del valor de la confiabilidad, entendida actualmente como calidad del servicio técnico, CST, refiere al valor del abastecimiento continuo del servicio eléctrico (Schweickardt, 2023a) e, históricamente, intenta calcularse a partir de las pérdidas-daños resultantes como consecuencia de las interrupciones en el suministro. La determinación del costo total real asociado a las interrupciones de energía, implica una tarea sumamente compleja. Desde la perspectiva del cliente (Lado de la Demanda), es muy probable que tal costo varíe ampliamente según la categoría o segmento de consumo que se analiza. Por caso, un cliente industrial puede sufrir pérdidas debido a la pérdida de su producción, daños en sus instalaciones y lucro cesante, sumado a la mano de obra inactiva, entre otras causas. Un cliente del segmento o categoría comercial, puede padecer similares consecuencias. Pero en cualquiera de estas categorías, la vulnerabilidad o inasistencia ante reclamos por interrupciones del suministro es menor que la que exhiben los clientes residenciales cautivos de las empresas distribuidoras, como se explica en la anterior referencia bibliográfica. De modo que las pérdidas económicas reales resultan mucho menos tangibles y, por tanto, más complejo es estimar el costo (valor) que perciben los clientes de este segmento de consumo.

Siguiendo a Shipley et. Al (1972), Billinton y Allan (1988), Wacker, y Billinton (1989), Sanghvi (1982), Sanghvi (1990), Tollefson et. al (1991), Sullivan et. al (1996), en términos la evolución histórica que brevemente aquí se describe como parte del marco teórico de la valorización de la confiabilidad-CST en los SDE, se tiene la siguiente síntesis:

Por el Lado de la Oferta, la evaluación de los costos de la CST se vincula necesariamente con diferentes configuraciones del SDE para lograr el nivel óptimo de CST, y es un aspecto que se considera con reglas bien establecidas desde los orígenes de la reestructuración de la IAE. El valor de confiabilidad correspondiente, resulta asociado con tales diferencias y generalmente se denomina evaluación de costo/beneficio de confiabilidad. Por ello, la metodología utilizada se refiere en la literatura como evaluación de la confiabilidad basada en valor (VBR - Value-Based Reliability). Las referencias citadas consideran la valoración óptima de la confiabilidad-CST, como una metodología bien establecida, en la medida que se cuente con información del 'nivel aceptable de confiabilidad' al que aspiran razonablemente los clientes de los distintos segmentos de consumo (Lado de la Demanda), puesto que las condiciones de operación óptima son controladas por las empresas distribuidoras.

Por el Lado de la Demanda, el costo de una interrupción de energía desde la perspectiva de los clientes, depende tanto sus percepciones como de las características de la interrupción. Estas incluyen, al menos, tres aspectos centrales: el tipo de cliente, la naturaleza de sus actividades y los requisitos de demanda. Por lo tanto, los costos de interrupción variarán sustancialmente entre clientes dentro de un mismo segmento de consumo y entre segmentos de tipificados de clientes (industrial, comercial y residencial, por casos más frecuentes de observar). Además, intervienen parámetros cuya medición es física: frecuencia, duración, momento de ocurrencia de la falla, época del año, y magnitud de la interrupción (parcial o general). Han sido propuestos diferentes métodos para evaluar el valor de la confiabilidad-CST, que pueden consultarse en Tollefson et. al (1991), la mayoría de los cuales se basan en métodos indirectos para estimar costos de interrupción percibidos por el cliente, dado que no resulta posible una valoración directa. Es en estas propuestas donde la estimación de los costos de la CST se sustenta en las pérdidas o perjuicios que una interrupción del servicio ocasiona, con las limitaciones que tal enfoque supone, como se dijo.

La base teórica para medir el costo de una interrupción, considera la pérdida de bienestar del consumidor como consecuencia de aquella, y se direcciona hacia la obtención de un valor expresado

en [\$/kWh] en concepto de costo de la Energía No Suministrada (ENS). En el caso de los clientes residenciales, Sanghvi (1982) refiere que, de manera general, han sido utilizados dos enfoques: a) basado en encuestas y b) basado en el mercado, en congruencia con la teoría sobre la pérdida del bienestar. Desde el enfoque a), se aplica en cada hogar de la muestra considerada, y se les pide a los responsables que respondan un cuestionario. Se formulan una serie de preguntas que intentan, directa o indirectamente, obtener la disposición a pagar para evitar una interrupción desde la opinión del consumidor entrevistado, en el contexto de una situación hipotética de corte del suministro eléctrico. Desde el enfoque b), han sido considerados dos modelos teóricos basados en la maximización de la utilidad en términos de la conducta del consumidor residencial, sujeta a una restricción de ingresos.

Modelo b-1): postula que el impacto principal de una interrupción del servicio, es la pérdida del tiempo libre. Luego se utiliza la teoría del equilibrio entre trabajo y ocio para demostrar que el salario del hogar se aproxima mejor al valor de cualquier ocio perdido. Este modelo se denomina de 'tasa de ocio/salario renunciada'.

Modelo b-2): se conoce como 'modelo o método del excedente del consumidor', y se sustenta en la base de que, integrada en la función de demanda de energía eléctrica en distintos momentos del día, y distintas estaciones del año, existe información sobre la disposición a pagar del hogar por cada unidad de consumo para el período considerado (por caso, horas tipificadas según la curva de demanda). Esta disposición a pagar, depende del grado en que el consumo de cada unidad pueda diferirse, es decir, sustituirse, por otra hora. Si en determinadas horas, por ejemplo, las primeras horas de la mañana y las primeras horas de la tarde, gran parte del consumo se considera esencial, este será diferible, pero con un costo asociado más elevado que en horas de consumo no esencial, entonces esta información 'se revela' debido a que la función de demanda es más inelástica en esas horas de consumo esencial.

Estos principios requieren de supuestos e información tan rigurosos, que muy excepcionalmente puedan brindar el adecuado rigor metodológico a la estimación resultante, normalmente expresada [\$/kWh] de ENS, como se indicó.

No obstante, los valores son aplicados, y desde allí su cuestionamiento, particularmente en Argentina. Además, los enfoques descriptos muy sucintamente, se desprenden de contribuciones realizadas mucho antes que la estandarización IEEE (2003) sobre los indicadores de confiabilidad-CST utilizados en la actualidad, lo que genera un discutible esquema del control de la CST por parte de la autoridad regulatoria sobre tales indicadores (Schweickardt, 2023b), y la relación de los mismos con el costo-penalización que la esta aplica a las empresas distribuidoras ante el incumplimiento del nivel de calidad comprometido en las revisiones tarifarias.

En este trabajo se pretende lograr una propuesta de estimación, en última instancia, de las penalizaciones monetarias aplicables a las interrupciones del suministro eléctrico no programadas (para el necesario mantenimiento del sistema), que afectan a los clientes residenciales cautivos (regulados o no elegibles), superando, con una metodología que integre la CST del Lado de la Oferta y la percibida del Lado de la Demanda, los vacíos metodológicos observados. Para ello, como parte del marco teórico específico de tal metodología, debe introducirse formalmente el concepto de Costo Intrínseco.

Concepto de Costo Intrínseco (Ci) y su Definición Operacional

El concepto de Costo Intrínseco, fue desarrollado por quien suscribe con el objeto de establecer un método que permitiese monetizar el valor de una variable o magnitud genérica que carece de un procedimiento de monetización directo, es decir: que resulte en un valor expresado en [\$/unidad de la variable]. Pueden, al respecto, consultarse las contribuciones de Schweickardt y Pistonesi (2010),

Schweickardt (2015a y 2015b), Schweickardt y Casanova (2017) y Camargo et. al (2018). Constituye desde hace más de una década, una de las líneas de investigación abordada por el autor, en la cual, particularmente sobre los costos de la confiabilidad de los SDE del Lado de la Oferta, han sido introducidos modelos de estimación acorde a la evolución tecnológica, con la consecuente complejidad creciente, observada en los distintos paradigmas de planificación y operación de los sistemas de redes de distribución eléctrica, tal como se contextualiza en Schweickardt (2023a).

Desde estas contribuciones específicas, puede establecerse que el C_i asociado a una variable carente de monetización directa, v_{nm} , en un sistema de distribución eléctrica (se toma el caso tratado, pero lo dicho no es excluyente para otros sistemas), depende de: a) el costo de inversión que es requerido para que la magnitud asociada a tal variable mejore; b) la preferencia de tal magnitud sobre otras (incluyendo el costo) y c) una función que, sobre límites máximos y mínimos definidos para todas las magnitudes del sistema, que permita definir un nivel de óptimo de satisfacción conjunta.

Para operacionalizar el $C_i(v_{nm})$, se recurre los Conjuntos Borrosos -Fuzzy Sets-, FSet, introducidos por Lotfi A. Zadeh (1965). Este matemático También vinculó los FSet con la Teoría de Posibilidades (Zadeh, 1978), definiendo el concepto de Distribución de Posibilidades, las cuales son utilizadas en los trabajos del autor arriba citados, para captar las denominadas incertidumbres de valor, cuya naturaleza no es estocástica y no pueden ser, entonces, tratadas mediante Distribuciones de Probabilidad.

Desde tal contexto, se recurre a la Toma de Decisiones Estática en Entornos Borrosos, introducida primigeniamente por Bellman y Zadeh (1970). Entonces puede ser formalizado operacionalmente el Costo Intrínseco de una variable v_{nmi} , adoptando, sin pérdida de generalidad, cuatro variables, tal como se presenta en el estudio de caso reportado en esta investigación:

Sean: C_{Anual} la anualidad del costo de inversión en equipos de protección (EPr) para un SDE, cuyo objetivo es lograr un nivel óptimo de satisfacción conjunta relativo a las variables v_{nm1} , v_{nm2} , y v_{nm3} . Para ello, la variable de control es la ubicación de tales equipos, resultando C_{Anual} , y cada v_{nmi} , i en $[1...3]$, variables de estado. Se tienen, además, límites máximo y mínimo (establecidos por el tomador de decisiones – planificador del SDE-, y reconocidos por la autoridad regulatoria): $[C_{AnualMIN}, C_{AnualMAX}]$ y $[v_{nmiMIN}, v_{nmiMAX}]$ con i en $[1...3]$.

El primer paso, consiste en definir un FSet para cada variable de estado, las cuales son representadas mediante la variable genérica uv :

$$\mu_{FSet}(uv) = \left\{ \begin{array}{l} 1; \text{ si } uv = uvMIN \\ \left(\frac{uvMAX-uv}{uvMAX-uvMIN} \right)^{pEuv}; \text{ si } uvMIN \leq uv \leq uvMAX \\ 0; \text{ si } uv = uvMAX \end{array} \right\} \quad (1)$$

Donde $\mu_{FSet}(uv)$, es la Función de Pertenencia y $pEuv$ es el ponderador exponencial (Yager, 1977), cuya finalidad es trasladar la importancia que el planificador confiere a cada variable en la toma de decisión, a las operaciones realizadas entre los cuatro FSet(uv) o, lo que interesa finalmente, entre las cuatro $\mu_{FSet}(uv)$: $\mu_{FSet}(C_{Anual})$ y $\mu_{FSet}(v_{nmi})$ con i en $[1...3]$.

El segundo paso, es establecer un operador, referido como t-norma, cuyos argumentos serán las $\mu_{FSet}(uv)$. Este operador se aplica sobre valores de las Funciones de pertenencia, por tanto, es algebraico, pero se corresponde con la intersección de los FSet definidos, tal como puede consultarse en las referencias citadas al comienzo de la presente subsección. La t-norma empleada por sus características conforme el objetivo que se persigue, se denomina Producto de Einstein, PEins, y su estructura o característica funcional es la siguiente: si μ_a y μ_b son las Funciones de Pertenencia de los Conjuntos Borrosos FSet(A) y FSet(B), se tiene:

$$PEins(\mu a, \mu b) = \frac{(\mu a \cdot \mu b)}{[2 - (\mu a + \mu b - \mu a \cdot \mu b)]} \quad (2)$$

Desde (Bellman y Zadeh, 1970), el Conjunto Borroso de Decisión Estática, estará dado por la expresión:

$$FSetD = \{FSet(CAnual) \cap FSet(vnm_1) \cap FSet(vnm_2) \cap FSet(vnm_3)\} \quad (3)$$

Y la Función de Decisión Estática resultante, será la Función de Pertenencia correspondiente a FSetD, definida, introduciendo la t-norma PEins, como:

$$\mu DE = PEins\{\mu(CAnual), \mu(vnm_1), \mu(vnm_2), \mu(vnm_3)\} \quad (4)$$

Todas las t-normas, tienen las siguientes propiedades: a) Conmutatividad, b) Asociatividad, c) Existencia de Elemento Neutro, y d) Monotonía Creciente, asumiendo valores en el intervalo [0, 1]. Luego, el procedimiento para formalizar la expresión de μDE a partir del desarrollo de (4), se sustenta principalmente en las propiedades 1) y 2) de las t-normas. En efecto, la expresión (4) puede escribirse como:

$$\mu DE = PEins\{\mu(CAnual), PEins_2[\mu(vnm_1), PEins_1[\mu(vnm_2), \mu(vnm_3)]]\} \quad (5)$$

Operando convenientemente, por asociatividad, suponiendo que se direcciona el cálculo hacia la determinación del $Ci(vnm_1)$, desde las expresiones (2) y (5), se tendrá la secuencia:

$$PEins_1 = PEins_1[\mu(vnm_2), \mu(vnm_3)] = \frac{(\mu(vnm_2) \cdot \mu(vnm_3))}{[2 - (\mu(vnm_2) + \mu(vnm_3) - \mu(vnm_2) \cdot \mu(vnm_3))]} \quad (6-1)$$

$$PEins_2 = PEins_2[\mu(vnm_1), PEins_1] = \frac{(\mu(vnm_1) \cdot PEins_1)}{[2 - (\mu(vnm_1) + PEins_1 - \mu(vnm_1) \cdot PEins_1)]} \quad (6-2)$$

$$\mu DE = PEins\{\mu(CAnual), PEins_2\} \quad (6-3)$$

La expresión (6-3) puede formularse dejando explícitas las variables que quieren relacionarse, (CAnual y vnm_1) asumiendo que las demás no cambian (condición ceteris paribus). Entonces:

$$\mu DE = \frac{\left[\mu(CAnual) \cdot \left[\frac{(\mu(vnm_1) \cdot PEins_1)}{[2 - (\mu(vnm_1) + PEins_1 - \mu(vnm_1) \cdot PEins_1)]} \right] \right]}{[2 - (\mu(CAnual) \cdot \left[\frac{(\mu(vnm_1) \cdot PEins_1)}{[2 - (\mu(vnm_1) + PEins_1 - \mu(vnm_1) \cdot PEins_1)]} \right] - \mu(vnm_1) \cdot \left[\frac{(\mu(vnm_1) \cdot PEins_1)}{[2 - (\mu(vnm_1) + PEins_1 - \mu(vnm_1) \cdot PEins_1)]} \right])]} \quad (6-4)$$

La expresión (6-4) debe interpretarse del siguiente modo: Para cierto arreglo de la variable de control (ubicación de equipos de protección, EPr, en el SDE), cada una de las cuatro variables de estado y, correspondientemente, a través de la expresión general (1), la Función de Pertenencia de sus FSet asume un valor. Luego, en el Conjunto Borroso de Decisión Estática, FSetD, la expresión (6-4) proporciona el valor de su Función de Pertenencia o Función de Decisión Estática, μDE . Si se asume que, para este caso, vnm_2 y vnm_3 (por tanto, $\mu(vnm_2)$ y $\mu(vnm_3)$) se mantiene constantes, y se plantea en (6-4) cómo cambia CAnual ante cambios diferenciales de vnm_1 , bajo la condición de no se modifique el nivel de satisfacción agregada (μDE) alcanzado, la expresión (6-4) se transforma en una función implícita $f(CAnual, vnm_1)$, ceteris paribus.

Desde aquí se tiene el tercer paso, que es calcular la derivada ordinaria de CAnual respecto de vnm_1 . El procedimiento es algo engorroso y por cuestiones de espacio no se presentará su desarrollo, pero el lector podrá verificar que se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{dCAnual}{dvnm_1} = \left| \frac{\partial f}{\partial \mu(vnm_1)} \right| \cdot \left(\frac{PEvnm_1}{PEAnual} \right) \cdot \left(\frac{CAnualMax - CAnualMin}{vnm_1Max - vnm_1Min} \right) \cdot \mu(CAnual)^{\left(\frac{1 - PEAnual}{PEAnual} \right)} \cdot \mu(vnm_1)^{\left(\frac{PEvnm_1 - 1}{PEvnm_1} \right)} \quad (7)$$

Donde:

$$\frac{\partial f}{\partial \mu(vnm_1)} = \frac{[\mu DE^2 \cdot \mu(vnm_3) \cdot (2 - \mu(vnm_3)) + \mu DE \cdot \mu(vnm_3) \cdot (2 \cdot \mu(vnm_3) - 4)]}{[2 - \mu DE \cdot (\mu(vnm_2) + \mu(vnm_3)) + (\mu(vnm_2) \cdot \mu(vnm_3))]^2} \quad (8)$$

La expresión (7) resultará ser, entonces, el Costo Intrínseco de la variable vnm_1 , $Ci(vnm_1)$:

$$\frac{dCA_{\text{Anual}}}{dvnm_1} \rightarrow Ci(vnm_1) \quad (9)$$

Considerando que la $\partial f / (\partial \mu(vnm_1))$ resultará, por condición, siempre < 0 ($\partial f / (\partial \mu(vnm_1)) < 0$) se la toma en valor absoluto, pues para mantener el nivel de satisfacción agregada, μDE , constante, ante cambios diferenciales de vnm_1 en un sentido, CA_{Anual} tendrá cambios en el sentido opuesto. Por ejemplo, considérese que vnm_1 son las horas de interrupción del suministro ante una falla en el SDE. Si al valor de vnm_1 que le corresponde a cierto μDE , se le permitiese aumentar (ceteris paribus), se tendría un menor requerimiento de equipos de protección, EPr , y con ello una disminución de CA_{Anual} . Un razonamiento análogo vale ante una disminución. Siempre existirá una frontera de eficiencia, en este caso, entre cantidad de equipos EPr necesarios $\rightarrow CA_{\text{Anual}}$, y las horas de interrupción del servicio ante una falla $\rightarrow vnm_1$, fijado un nivel de satisfacción agregada $\rightarrow \mu DE$ (trade-off), bajo condición ceteris paribus relativa a las demás variables de estado.

METODOLOGÍA

Etapas Generales para abordar el Problema

El problema puede identificarse con más precisión como: la estimación del costo intrínseco de la CST en un SDE, orientado como un sistema de penalizaciones por parte de la autoridad regulatoria al monopolista distribuidor, ante el incumplimiento del nivel de CST comprometido, que considere tanto la planificación óptima \rightarrow Lado de la Oferta, como la percepción de los clientes (residenciales cautivos) \rightarrow Lado de la Demanda.

Para operacionalizar los modelos utilizados en la metodología de solución propuesta, se direccionarán los procedimientos hacia la estimación de un Costo Intrínseco de Falla [$\$/Falla$ -año], como un costo agregado representativo del costo de la CST. Se siguen, de este modo, los antecedentes citados en la introducción, en los cuales se busca el costo de la Energía No Suministrada como consecuencia de una interrupción del suministro no programada, expresado en [$\$/kWh$ NS-año] (NS \rightarrow No Suministrado). Es decir que se tendrán dos Costos Intrínsecos de Falla: $CiFaOf$, que responde a la Oferta de CST, obtenido, como se explicará, a partir de la planificación óptima del CST reconocida por el regulador, y $CiFaDe$, obtenido a partir de la percepción de los clientes residenciales cautivos, como una valoración del apartamento que cada cliente encuestado de la muestra estadísticamente representativa, tiene respecto del óptimo ofertado.

Como se dijo, la ENS es uno de los aspectos (indicadores) considerados para evaluar las consecuencias de una falla al optimizar el SDE, pero no el único. Por ello, son considerados, además, Número de Clientes Afectados (NCA) y el Tiempo de Interrupción No Programado del Suministro (TIS). Estos tres indicadores constituyen las tres variables utilizadas para formalizar y operacionalizar el concepto de Costo Intrínseco presentado en la sección anterior: ENS $\rightarrow vnm_1$, NCA $\rightarrow vnm_2$, y TIS $\rightarrow vnm_3$, las cuales carecen de un valor monetario directo. La cuarta variable, CA_{Anual} , obviamente monetizable, se corresponderá con la anualidad del costo de inversión en equipos EPr , más el costo anual de operación y mantenimiento de los mismos (que suele expresarse como un porcentaje de los costos de inversión).

De modo que para componer el $CiFaOf$, por unidad de cada indicador, como un Costo Intrínseco de Falla, se lo expresará como un vector de tres componentes: $CiFaOf \rightarrow [CiOf(ENS), CiOf(NCA), CiOf(TIS)]$. Una vez optimizado el SDE, se tendrán valores óptimos para tales indicadores: $[ENS^*, NCA^*,$

TIS*], los que, multiplicados por sus correspondientes costos intrínsecos y luego sumados, resultarán en el Costo Intrínseco Total de Falla del lado de la Oferta, CiTFaOf, expresado en unidades monetarias [\\$].

Pero luego de tal optimización, se tendrá la Función del Nivel de Satisfacción agregada, μ_{DE} , y su valor óptimo, μ_{DE}^* . La misma puede interpretarse como una 'Función de Producción de CST' desde el Lado de la Oferta, y es ese valor óptimo es el que se mantendrá constante en el cálculo de cada costo intrínseco del vector anterior \rightarrow [CiOf(ENS), CiOf(NCA), CiOf(TIS)], como se presenta en la expresión (8), bajo la condición ceteris paribus, según se explicó. Tanto los costos intrínsecos obtenidos como el Nivel Óptimo de Satisfacción agregada, μ_{DE}^* , son únicos (el mismo valor para todos los clientes), conforme se establece regulatoriamente.

Desde el Lado de la Demanda, se adoptará como referencia tal optimización, específicamente el valor μ_{DE}^* . Mediante la estimación realizada por el Modelo PLS-SEM, presentado en (Schweickardt, 2023b), a partir del cálculo de los puntajes factoriales del factor dependiente CST y la construcción del Índice de Percepción de la CST, ICST, dado que la muestra utilizada (500 observaciones \rightarrow clientes residenciales cautivos) pertenece al SDE optimizado (como un subsistema para el estudio de caso), serán construidas como Conjuntos Borrosos tantas Funciones de Nivel de Satisfacción, como clientes encuestados se tengan (500), pues cada uno tiene su propia percepción \rightarrow ICST_j, j en [1...500]. Estas funciones pueden interpretarse como 'Funciones de Utilidad de CST' individuales. Y expresarán el nivel de satisfacción respecto de la CST ofertada, que cada cliente encuestado percibe. De esta manera, lo que propone la metodología aquí desarrollada estriba en el razonamiento siguiente: si un cliente residencial encuestado, percibe un nivel de 'utilidad' igual o mayor que el de la CST 'producida' por el SDE optimizado, estaría satisfecho con los costos intrínsecos de penalización por fallas que surgen del Lado de la Oferta. En caso contrario, percibiría una valoración mayor de la continuidad del suministro, mayor costo y, como se verá, tal valor, referido como CiFaDej, puede ser calculado para cada cliente encuestado, j en [1...500]. Más detalles para formalizar y operacionalizar esta propuesta, se proporcionan luego.

De modo que la Metodología Propuesta tendrá tres etapas:

Etapla 1: Optimización de la CST en el SDE considerado, mediante Programación Dinámica Posibilística y Cálculo del Vector que define el CiFaOf para el óptimo-solución \rightarrow Lado de la Oferta ('Función de Producción de CST' para el SDE)

Etapla 2: Cálculo de los Índices de CST individuales (ICST_j, j en [1...TM], TM: Tamaño de la Muestra \equiv 500) por estimación del Modelo PLS-SEM solidario al SDE \rightarrow Lado de la Demanda ('Funciones de Utilidad de CST' para cada cliente en perteneciente a la muestra de tamaño TM del SDE)

Etapla 3: Estimación de los CiFaDej, j en [1...TM], individuales, tomando como referencia el valor μ_{DE}^* que arroja la optimización del SDE en la Etapa 1 \rightarrow 'Formación del Costo Intrínseco de Falla' considerando la percepción de los clientes residenciales (comparación: Lado de la Oferta y Lado de la Demanda)

A continuación, se desarrollan/describen los elementos para operacionalizar las tres Etapas.

Etapla 1

La Optimización de la CST, considera, como se explicó, la ubicación de equipos EPr en diferentes secciones de los alimentadores que componen el SDE bajo estudio, de forma óptima, minimizando las tres variables de CST consideradas: ENS, NCA y TIS, con una restricción del costo que ello requiera, así como también restricciones del tipo intervalar [MIN, MAX] para tales variables. De manera que la

variable de control será el arreglo o configuración de cierto número, a priori desconocido, $nEPr$, de equipos EPr , mientras que las variables de estado serán las tres anteriores, más el CA_{Anual} que debe invertirse en los $nEPr$ de equipos ubicados, incorporando un porcentaje de la anualidad de costo de inversión, en concepto de la operación y mantenimiento de estos. Es decir: $CA_{\text{Anual}} = CA_{\text{Inv}EPr} + CA_{O\&MEPr}$, donde: $CA_{\text{Inv}EPr} \rightarrow$ Anualidad del Costo de Compra de los $nEPr$, y $CA_{O\&MEPr} \rightarrow$ Anualidad del Costo de Operación y Mantenimiento de los $nEPr = \% CA_{\text{Inv}EPr}$.

Se trata, entonces, de un Problema de Optimización Multiobjetivo Restringido, el cual formalmente se formula del siguiente modo:

$$\text{Min} \rightarrow [ENS, NCA, TIS, CA_{\text{Anual}}]$$

$$\text{En} \rightarrow [[EPr]] \quad (10)$$

$$\text{Sujeto a} \rightarrow \{[ENS_{\text{MIN}} \leq ENS \leq ENS_{\text{MAX}}], [NCA_{\text{MIN}} \leq NCA \leq NCA_{\text{MAX}}], [TIS_{\text{MIN}} \leq TIS \leq TIS_{\text{MAX}}], [CA_{\text{Anual}_{\text{MIN}}} \leq CA_{\text{Anual}} \leq CA_{\text{Anual}_{\text{MAX}}}] \}$$

Si se pretendiese abordar este problema como una optimización clásica de búsqueda de extremo condicionado para una función objetivo, FO, se tienen dos obstáculos:

No existe una formulación explícita de FO: las variables de estado dependen del vector de equipos ubicados $[EPr]$, variable de control, pero no se dispone de funciones expresadas en la forma $ENS = fENS([EPr])$, $NCA = fNCA([EPr])$, y $TIS = fTIS([EPr])$;

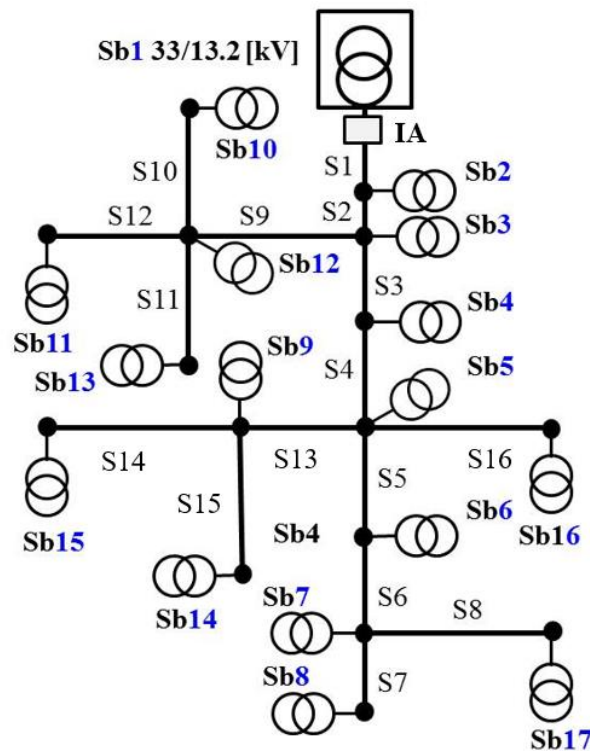
No se conoce $nEPr$, el número de equipos a ubicar, pues es parte de la solución buscada. De manera que no se conoce el número de componentes del vector $[EPr]$. Sólo puede conocerse, si se considerase un único tipo de dispositivo o equipo EPr (por caso, seccionador fusible), la función CA_{Anual} , pues se tendría que $CA_{\text{Anual}} = (CA_{\text{Inv}EPr} + CA_{O\&MEPr}) nEPr$.

Sin embargo, siempre se considera más de un tipo de EPr (para el caso de estudio son considerados dos tipos: $EPr1 \rightarrow$ Reconector y $EPr2 \rightarrow$ Seccionador Fusible, con diferentes costos y diferente operación), de modo que se debe reformular la función CA_{Anual} como, $CA_{\text{Anual}} = (CA_{\text{Inv}EPr1} + CA_{O\&MEPr1}) nEPr1 + (CA_{\text{Inv}EPr2} + CA_{O\&MEPr2}) nEPr2$.

Por otra parte, las relaciones de dependencia, $ReDep$, de cada variable asociada a la CST respecto del vector de control o de decisión $[EPr]$, $ENS \rightarrow ReDepENS([EPr])$, $NCA \rightarrow ReDepNCA([EPr])$, y $TIS \rightarrow ReDepTIS([EPr])$, se constituyen desde valores obtenidos mediante complejos procesos de cálculo, de naturaleza estocástica, bien establecidos en la ingeniería del diseño confiable de los SDE, como presentan los autores Lakervi y Holmes (1995), entre un vasto conjunto de aportes en la literatura especializada en esta temática. No se discutirán aquí, por cuestiones de espacio y de alcance para el objetivo del presente manuscrito, los desarrollos de tales procesos de cálculo. Pero una descripción sobre cómo son obtenidos los valores a partir de las $ReDep$, resultará de ayuda para comprender la solución del Modelo que se expresa en (10). Para ello, se presenta la Figura 1.

Figura 1

Esquema Unifilar de Sistema de Distribución Eléctrica (SDE) considerado en el Estudio de Caso



Fuente: elaboración propia.

La Figura 1 representa el Esquema Unifilar del SDE considerado en el estudio de caso. El mismo opera en Media Tensión (13,2 [kV] en Argentina). Se abastece desde una subestación, Sb1, desde el sistema de subtransmisión, el cual opera en 33 [kV]. Las Sbm, m en [2...17], son las subestaciones de distribución, que reducen el nivel voltaje de Media Tensión al de Baja Tensión: MT/BT \rightarrow 13,2/0,380 [kV] (en Argentina). Los dos círculos intersecados, constituyen uno de los símbolos más utilizados para representar las Sbm. Por otro lado, Ss, s en [1...16] son las Secciones o Tramos de los Alimentadores (conductores, en este caso, aéreos tipo preensamblado). En ellos se ubican, sobre la postación, los EPr, excepto en S1, pues la protección ante una falla la proporciona el interruptor de acoplamiento, IA. De manera que, dado que se consideran dos tipos de EPr, como se explicó, y puede ubicarse un único EPr por Sección, se tendrá que: $0 \leq nEPr = (EPr1 + EPr2) \leq 15$. Ningún SDE operaría con $nEPr = 0$, no sólo por cuestiones de confiabilidad, sino también de debilidad en la protección de sus redes. Como situación de mayor vulnerabilidad –menor nivel de confiabilidad del SDE-, se asume que, al menos, se tendrá instalado un dispositivo tipo EPr2 (Seccionador Fusible, de menor costo, pero también menor prestación para el objetivo buscado, respecto de un dispositivo Reconectador, EPr1) en todas las Ss, s en [2...16], y que ya existe (no es un sistema nuevo, como ocurre en la realidad para el caso considerado, que existe y se re-optimiza). Entonces, cada decisión que adopte el planificador para arribar a un nivel de CST óptimo en su oferta, estribará en el reemplazo o no del dispositivo EPr2 por un EPr1, y generará un valor binario (0 \rightarrow no reemplazar; 1 \rightarrow reemplazar) para las componentes del vector de control [EPr] (que tendrá siempre 15 componentes).

En cada decisión expresada por las componentes de [EPr], el algoritmo de optimización se llama a una subrutina, SrCST, que, para la ubicación de equipos que define esa instancia de [EPr], calcula el valor

de las tres variables que expresan la CST [ENS, NCA, TIS] y la Anualidad del Costo Total, CA_{Anual} . Este último también considera la anualidad del costo de los equipos tipo EPr2 no reemplazados, pues también se traslada a la tarifa aplicable a los clientes. De modo que vale, en cada instancia de decisión, la función más arriba definida para $CA_{\text{Anual}} = (CA_{\text{InvEPr1}} + CA_{\text{O\&MEPr1}}) n_{\text{EPr1}} + (CA_{\text{InvEPr2}} + CA_{\text{O\&MEPr2}}) n_{\text{EPr2}} \rightarrow f_{CA_{\text{Anual}}}(n_{\text{EPr1}}, n_{\text{EPr2}})$, y las $ReDep$: $ENS \rightarrow ReDep_{ENS}([EPr])$, $NCA \rightarrow ReDep_{NCA}([EPr])$, y $TIS \rightarrow ReDep_{TIS}([EPr])$, surgen de los resultados de SrCST.

La Dimensión de Espacio de Búsqueda, $DimEB$, cantidad de configuraciones posibles a de $[EPr]$ a explorar para encontrar el vector de control que resulta óptimo, $[EPr]^*$, estará dado por las variaciones con repetición de 2 elementos tomados de 15 en 15: $DimEB = VR(2, 15) = 215 = 32768$. De manera que el problema es también Combinatorio. En términos de Combinaciones Simples, para $DimEB$, vale:

$$DimEB = VR_{(2,15)} = \sum_{n_{EPr1}=0}^{n_{EPr1}=15} \left(\frac{15!}{n_{EPr1}! \cdot (15-n_{EPr1})!} \right) \quad (15)$$

Por caso, si el SDE tuviese 20 Secciones para ubicar o no los equipos los dispositivos EPr1 en reemplazo de los EPr2, $DimEB = VR(2, 25) = 220 = 1048576$, produciéndose la conocida 'explosión combinatoria'. Una búsqueda exhaustiva para hallar el $[EPr]^*$, requeriría que el algoritmo de optimización llame más de un millón de veces a la subrutina SrCST, con tiempos de cómputo que se van tornando inaceptables. Extrapolé el estudio a un SDE con más de 70 Secciones, para tener mayor claridad sobre la necesidad de una regla heurística que evite una búsqueda exhaustiva y que, a la vez, garantice el hallazgo del $[EPr]^*$.

Respecto de la regla heurística que 'guíe' al algoritmo de optimización hacia el vector óptimo de decisión $[EPr]^*$, para el cual corresponden los valores (también óptimos) ENS^* , NCA^* , TIS^* y CA_{Anual}^* , tal que satisfagan el Modelo dado por la expresión (10) en el menor número de instancias de decisión (iteraciones algorítmicas) posible, quien suscribe ha propuesto dos alternativas:

- Programación Dinámica Difusa o Posibilística (PDP) (Schweickardt y Pistonesi, 2010)
- Hiperheurísticas (Schweickardt y Casanova, 2017)

En cuanto a la alternativa B, se trata de un método de optimización Soft-Computing que recurre a tres herramientas fundamentales de la Inteligencia Artificial Computacional: Metaheurísticas, Redes Neuronales, y Conjuntos Borrosos. Requiere de un importante esfuerzo de programación, que se justifica porque se tienen cuatro tipos de dispositivos EPr. No se abordarán, aquí, más detalles porque no constituye el enfoque más simple para obtener el vector $[EPr]^*$. Sólo se menciona que se arriba al mismo resultado, en las condiciones del presente caso de estudio \rightarrow decisión binaria de reemplazar o no los dispositivos EPr2 por dispositivos EPr1 en cada S_s , s en $[2...16]$, que aplicando la alternativa A.

De manera que se describe, la alternativa A: la Programación Dinámica Difusa o Posibilística (PDP).

La Programación Dinámica, como 'estrategia' para implementar un algoritmo de búsqueda de una 'decisión óptima', fue introducida por Richard Bellman (1952 y 1954). Pueden ser consultadas estas dos referencias, estrictamente formales en los aspectos matemáticos, así como una vastísima literatura disponible, pues se trata de una metodología ampliamente utilizada en diversos campos. Aquí se describirán los aspectos necesarios en la solución del problema planteado para esta Etapa 1.

En rigor, la Programación Dinámica, PD, específicamente es un algoritmo que se basa en un enfoque similar a la de heurística y, por tanto, es frecuente que en la literatura especializada se lo refiera como una regla de búsqueda heurística, y así se ha sostenido en el presente manuscrito.

La formulación primigenia presentada por Richard Bellman, es determinística, y su aplicación a un problema genérico tiene las siguientes características y requerimientos:

El problema abordado debe dividirse en etapas, sobre las que se requiere adoptar políticas de decisión en cada una individualmente, que luego constituyan la política de decisión óptima.

Cada etapa debe tener un cierto número de estados, bien definidos, asociados a la misma.

Cumplidos estos requerimientos

- Se divide el problema considerado en subproblemas de menor complejidad.
- Se resuelven estos subproblemas de manera óptima.
- Se emplean las soluciones óptimas resultantes para construir la solución óptima (política óptima de decisión) del problema original abordado. El proceso es aplicado recursivamente.

La ubicación óptima de los de equipos EPr aquí planteada, tiene propiedades suficientes para permitir la utilización de PD como regla heurística que conduzca al [EPr]*, evitando una búsqueda exhaustiva:

Es divisible en etapas: cada etapa se corresponde la ubicación de un EPr → dejar el EPr2 (Seccionador Fusible, sin capacidad de reconectar) instalado, como se dijo para este caso, o reemplazarlo por un dispositivo EPr1 (Reconectador, con capacidad de reconectar).

Cada etapa tiene un cierto número de estados: los estados se corresponden con las Secciones o Tramos de los Alimentadores del SDE, Ss, s en [2...16].

Cada subproblema en el cual se subdivide este problema, consiste en la ubicación de:

1) ningún dispositivo EPr1 -punto de referencia, donde el SDE tiene sólo dispositivos EPr2, en las Secciones Ss, s en [2...16]-;

2) 1 dispositivo EPr1, óptimamente, en una Sección j_1 , $s = j_1$ en [2...16]; 3) 1 dispositivo EPr1 más en una Sección $j_2 \neq j_1$ (pues en j_1 ya fue ubicado un EPr1) en [2...16]; 3) 1 dispositivo EPr1 más en una Sección $j_3 \neq \{j_1, j_2\}$ (pues en j_1 y en j_2 ya fueron ubicados dispositivos EPr1) en [2...16];

3...k) y así se continúa hasta alcanzar un criterio de 'parada', para la etapa k, en el algoritmo correspondiente. Como no se conoce el $nEPr_1 = k$, el objeto de definir tal criterio consiste, justamente, en determinar el $nEPr_1$ ubicados óptimamente (y el $nEPr_2$ que no son reemplazados), lo que equivale a determinar etapa k para la cual el nivel de CST es máximo. Quedaría así definido el vector [EPr]*, y con él los valores óptimos ENS^* , NCA^* , TIS^* y CA_{Anual}^* .

De modo que se debe pasar de la PD a la PDP, lo que implica volver sobre la Función del Nivel de Satisfacción agregada, μ_{DE} , y su valor óptimo, μ_{DD}^* , valor que será referido como Decisión Dinámica Maximizante (Bellman y Zadeh, 1970). Se le confiere tal carácter (dinámica), puesto que se obtiene desde un proceso de transiciones entre estados sobre el Espacio de Búsqueda, para el cual se tiene una secuencia de Decisiones Estáticas Maximizantes interrelacionadas, tomadas en cada subproblema en los que se dividió el problema general.

Es decir: sin entrar en engorrosas demostraciones, la PDP opera bajo la misma caracterización que la PD, pero sobre los Conjuntos Borrosos ya definidos, en su estructura, para el cálculo general del CiFaOf. Entonces el Modelo de Optimización dado por la expresión (10), se formula para cada etapa k (ubicación óptima de un EPr1, habiendo ubicado óptimamente un EPr1 en las etapas previas de 1 a k-1), llamando j al estado genérico de la etapa k (Sección o Tramo de SDE), como sigue:

$\forall k \in [2 \dots 15]:$

$$Max \rightarrow \{\mu DE_{(k)} = PEins_{(k)}\} \equiv \mu DD^* \quad (11-A)$$

$\forall j \in k:$

$$Max \rightarrow \mu DE_{(j,k)} = PEins_{(j,k)} \{\mu(ENS)_{(j,k)}, \mu(NCA)_{(j,k)}, \mu(TIS)_{(j,k)}, \mu(CAnual)_{(j,k)}\} \quad (11-B)$$

$$En \rightarrow [[EPr]_{(j,k)}]$$

De manera que el criterio de 'parada' para obtener la μDD^* , es que se presente una de estas dos situaciones: a) $k = 15$ (se reemplazaron los EPr2 por EPr1 en todos los tramos del SDE. Nunca, razonablemente, se presenta esta condición; b) $k+1 \leq 15$, y $PEins(k) \geq PEins(k+1)$, que es la condición normal para el criterio de 'parada', donde: $PEins(k) = \mu DD^*$; $[EPr](k) = [EPr]^*$; $(\mu(ENS)(k), ENS(k)) \equiv (\mu(ENS)^*, ENS^*)$; $(\mu(NCA)(k), NCA(k)) \equiv (\mu(NCA)^*, NCA^*)$; $(\mu(TIS)(k), TIS(k)) \equiv (\mu(TIS)^*, TIS^*)$ y $(\mu(CAnual)(k), CAnual(k)) \equiv (\mu(CAnual)^*, CAnual^*)$. El símbolo (*) significa óptimo.

Etapa 2

Como se dijo, en esta Etapa de la metodología propuesta se analiza el Lado de la Demanda, calculando los Índices de CST individuales (ICSTj, j en [1...TM], TM: Tamaño de la Muestra \equiv 500) por estimación del Modelo PLS-SEM solidario al SDE. No se presentan desarrollos específicos, refiriendo a las propuestas vertidas en (Schweickardt, 2015b) ya que, en esa investigación abordada, el SDE se corresponde con el presentado en la Figura 1. De manera que se cuenta con tales índices.

Etapa 3

En esta Etapa sí se requiere la presentación de desarrollos específicos.

Como se mencionó, el objetivo estriba en la 'Formación del Costo Intrínseco de Falla' considerando la percepción de los clientes residenciales (comparación: Lado de la Oferta y Lado de la Demanda).

Operacionalmente, se requiere de la estimación de los CiFaDej, j en [1...TM], individuales, a partir de:

El valor μDD^* (lo cual implica también el resto de los valores óptimos obtenidos) que arroja la optimización del SDE mediante la aplicación de regla heurística inherente a la PDP, como resultado de la Etapa 1

Los Índices de CST individuales (ICSTj, j en [1...TM]), resultado de la Etapa 2.

El procedimiento que se propone como aporte, consiste en los siguientes pasos:

Paso 1) Formación del Nivel de CST Ofertado: Como se dijo, es el nivel de CST adoptado como referencia. Una vez que ha sido determinado μDD^* , dado por, desde (11):

$$\mu DD^* = PEins\{\mu(ENS)^*, \mu(NCA)^*, \mu(TIS)^*, \mu(CAnual)^*\} \quad (12)$$

Para la formación del nivel óptimo de CST, deben ser integrados los tres aspectos que se consideraron en la Etapa 1, componentes de una 'falla' que devenga en interrupción del suministro eléctrico. Esto se logra mediante la expresión:

$$\mu(CST)^* = PEins\{\mu(ENS)^*, \mu(NCA)^*, \mu(TIS)^*\} \quad (13)$$

Debido a la estructura de cálculo que tiene la t-norma PEins, dada por la ecuación (2), su resultado (excepto que las funciones de pertenencia de los FSet operandos, tengan el valor 1 \rightarrow PEins = 1 o el valor 0 \rightarrow PEins = 0) siempre será menor que el menor valor de sus operandos, y cada vez más pequeña a medida que el número de argumentos aumenta. Por esta razón, dado que el CAnual aumenta al agregar más dispositivos EPr, disminuyendo $\mu(\text{CAnual})^*$, resultará: $\mu(\text{CST})^* > \mu\text{DD}^*$.

Paso 2) Formación del Nivel de CST Percibido por la Demanda Individual: Cada uno de los ICSTj, j en [1...TM], por construcción, es un número en [0, 1] (Schweickardt, 2023b), donde el valor 1 indica la más alta satisfacción de la CST percibida por un individuo (cliente residencial cautivo), y el valor 0 la más baja.

De manera que cada ICSTj puede interpretarse como un FSetj a partir de su definición en términos de los puntajes factoriales del constructo dependiente CST, calculados en el PLS-SEM asociado al SDE luego de validar la bondad de su estimación. Quien suscribe propone en el artículo citado aplicar una normalización por re-escalamiento sobre los puntajes factoriales calculados individualmente, de tal forma que: si ICSTj = 1 \rightarrow máxima CST percibida, y si ICSTj = 0 \rightarrow mínima CST percibida.

Es decir: si nObs = TM, pfcSTj, j en [1...TM], son los puntajes factoriales del constructo dependiente CST, empleando una escala tipo Likert de 7 puntos (invertida) se tiene

$\forall j \text{ en } [1..nObs \equiv TM]:$

$$ICST_j = \frac{Max(pfcST_j) - pfcST_j}{Max(pfcST_j) - Min(pfcST_j)} \quad (14)$$

Se observa que (14) tiene la misma estructura que la expresión (1), definición genérica de las funciones de pertenencia para los FSet aquí utilizados, con pECSTj = 1 (ponderador exponencial). Entonces puede introducirse el Conjunto Borroso de la CST percibida individualmente:

$\forall j \text{ en } [1..nObs \equiv TM]:$

$$\mu(\text{CST})_j = ICST_j = \left(\frac{Max(pfcST_j) - pfcST_j}{Max(pfcST_j) - Min(pfcST_j)} \right) \quad (15)$$

Que resulta ser el Nivel de CST Percibido por la Demanda, individualmente, por cada usuario o cliente.

Paso 3) Comparación del Nivel de CST de la Oferta respecto de la Demanda:

Se proponen, aquí, calculados $\mu(\text{CST})^*$ desde la expresión (13), y $\mu(\text{CST})_j$, j en [1...TM], desde la expresión (15), determinar dos aspectos para finalizar los pasos de la Etapa 3:

Si el Nivel de Oferta de CST propuesto como Óptimo, satisface el Nivel Percibido por la Demanda, individualmente, en cierta instancia de control (un cierto año del Periodo de Control Tarifario establecido por la autoridad regulatoria).

Calcular el Costo Intrínseco de la CST, que debería ser considerado por el regulador al momento de establecer una penalización monetaria aplicada a la empresa distribuidora, por incumplimiento del nivel de CST comprometido en su oferta.

La operacionalización de ambos puntos, requiere introducir el efecto que tienen los ponderadores exponenciales en las funciones de pertenencia de los FSet, al intervenir como operandos de una t-norma, en general, PEins en particular.

Si se observa la característica funcional de las funciones de pertenencia empleadas para todos los FSet que intervienen en la metodología propuesta, puede realizarse una transformación muy simple de variables para lograr que el dominio de aquellas sea el intervalo [0, 1]. Desde la expresión (1):

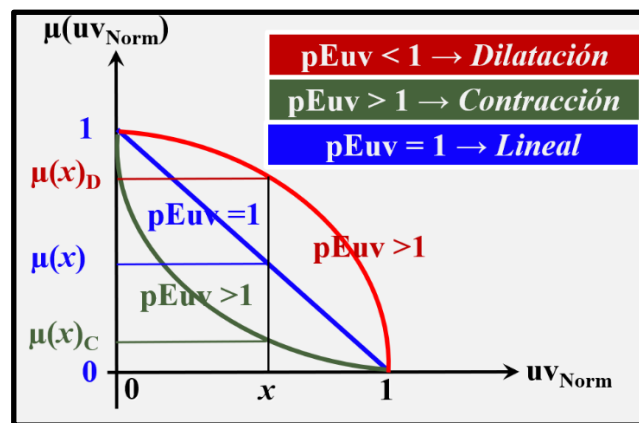
$$\mu_{FSet}(uv_{Norm}) = \begin{cases} 1; & \text{si } uv_{Norm} = 0 \rightarrow uv = uv_{MIN} \\ (uv_{Norm})^{pEuv}; & \text{si } 0 \leq uv_{Norm} \leq 1 \rightarrow uv_{MIN} \leq uv \leq uv_{MAX} \\ 0; & \text{si } uv_{Norm} = 1 \rightarrow uv = uv_{MAX} \end{cases} \quad (16)$$

Donde uv_{Norm} será la variable genérica, uv , normalizada, asociada a cada FSet.

Entonces el efecto de un ponderador exponencial genérico, $pEuv$, se observa en la Figura 2.

Figura 2

Efecto de los Ponderadores Exponenciales sobre una Función de Pertenencia Lineal



Fuente: elaboración propia.

Se observa en la Figura 2, un FSet(uv_{Norm}) Lineal, $pEuv = 1$, para el cual un cierto valor x de la variable, tiene un valor de la función de pertenencia $\mu(x)$ (en color azul). Al aplicar una Ponderación Exponencial sobre este FSet(uv_{Norm}) Lineal, se observan dos efectos dependientes del valor de $pEuv$:

Si $pEuv > 1 \rightarrow$ Dilatación: $\mu(x)$ se 'dilata' o aumenta hasta el valor $\mu(x)D$ (en color rojo), lo que implica que tiene una menor importancia como operador de una t-norma que la lineal;

Si $pEuv < 1 \rightarrow$ Contracción: $\mu(x)$ se 'contrae' o disminuye hasta el valor $\mu(x)C$ (en color verde), lo que implica que tiene una mayor importancia como operador de una t-norma que la lineal.

Se dijo, al introducir el concepto de Costo Intrínseco, que la definición de los $pEuv$ constituye la manera mediante la cual el planificador de SDE define la importancia de cada variable involucrada, a través de su FSet asociado. Los valores de estos $pEuv$, matemáticamente surgen de las comparaciones entre las preferencias entre las variables involucradas en el problema, y el método de cálculo puede consultarse en Schweickardt y Pistonesi (2010). Lo importante de destacar aquí, es que tales ponderadores son siempre positivos, y que, siguiendo el método sugerido, su suma es igual al número de FSet con los que trata el problema ($\sum pEuv = 4$ en la Etapa 1 de Optimización, como se verá en la sección siguiente). Pero cabe destacar que es posible, en algunos casos, fuera del método de la comparación de preferencias entre variables asociadas a los FSet, que los ponderadores asuman ciertos valores positivos que el planificador juzgue oportunos.

Dicho esto, la respuesta al punto a) de este Paso 3), se plantea, operacionalmente, determinar cuál es el valor del $pECST_j$, j en $[1...TM]$, con el cual debe afectarse a cada $\mu(CST)_j$ individual para igualar al valor de $\mu(CST)^*$ correspondiente a la oferta óptima de CST. Es decir:

$\forall j$ en $[1..nObs \equiv TM]$:

$$\mu(CST)^* = [\mu(CST)_j]^{pECST_j} \quad (17)$$

Entonces aquí se vuelve sobre la Figura 2, pero interpretándola del siguiente modo:

Si el $pECST_j$ obtenido resulta menor que 1 ($pECST_j < 1$), entonces la percepción que el individuo tiene sobre la CST ofertada, debería disminuirse ('contraerse') para igualar el nivel de oferta, pues $\mu(CST)_j > \mu(CST)^*$. De modo que en Nivel de CST Ofertada satisfaría el Nivel de CST Percibido por el individuo/cliente, y el $CiFaOf \equiv CiCSTOf$ resultaría igual al $CiFaDej \equiv CiCSTDej$, como penalización aplicable regulatoriamente, entendiéndose que la Falla integra los tres aspectos de la CST considerados en la Etapa 1 (ENS, NCA, TIS), como se dijo. Lo mismo vale si $pECST_j = 1$.

En cambio, si el $pECST_j$ obtenido resulta mayor que 1 ($pECST_j > 1$), entonces la percepción que el individuo tiene sobre la CST ofertada, debería aumentarse ('dilatarse') para igualar el nivel de oferta, pues $\mu(CST)_j < \mu(CST)^*$. De modo que en Nivel de CST Ofertada no satisfaría el Nivel de CST Percibido por el individuo/cliente, y el $CiFaOf \equiv CiCSTOf$ resultaría menor al $CiFaDej \equiv CiCSTDej$, como penalización aplicable regulatoriamente.

Establecidos estos criterios, para la operacionalización específica del punto b) de este Paso 3), el Cálculo del $CiCSTDej$, j en $[1...TM]$, se aplican las mismas operaciones introducidas mediante las expresiones (7), (8) y (9), más simples en su lógica de desarrollo, pes sólo se tienen dos variables a relacionar: $\mu(CA_{anual})$ y $\mu(CST)_j$, teniéndose tantos $CiCSTDej$ como lo indique TM. Del mismo modo, se calcula $CiCSTOf$, referencia óptima que surge de la Etapa 1, pues se relacionan $\mu(CA_{anual})$ y $\mu(CST)^*$.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para efectuar las simulaciones requeridas por esta metodología, quien suscribe desarrolló una aplicación en Visual Basic para EXCEL 2019 (VBA EXCEL), la cual implementa el algoritmo PDP, permite operar con FSets, y realizar todos los cálculos necesarios para obtener los Costos Intrínsecos que han sido descritos o desarrollados en las secciones precedentes. Además, genera los gráficos que aquí se presentan.

Se cuenta con los $ICST_j$, j en $[1...TM = 500]$, calculados en Schweickardt (2023b), como parte de la investigación que con este manuscrito se completa. El SDE considerado, perteneciente a un sector de la ciudad de San Carlos de Bariloche, provincia de Río Negro, Argentina, se observa (su esquema unifilar) en la Figura 1.

Son presentados los datos necesarios y los resultados obtenidos, conforme la marcha de cálculo según el orden de las tres Etapas de la Metodología propuesta.

Etapas 1: Optimización de la CST de SDE: Ubicación de dispositivos EPr mediante PDP

La Tabla1 presentan los datos relativos a los costos de los dos tipos de equipos EPr considerados.

Tabla 1

Datos sobre Costos de los Equipos de Protección

Equipo	Reconectador (EPr1)	Seccionador Fusible (EPr2)
Tasa de Descuento (td)	0.150	0.150
Costo de Compra (CT) [\$]	10000.000	6500.000
Vida Útil (vu) [años]	20.000	20.00
Factor de Recuperación del Capital (FRC)	0.170	0.170
Anualidad (ACEPr) [\$/año]	1197.120	1111.610
%Operación y Mantenimiento (%COyMEPr) sobre el CT	0.050	0.050
Anualidad (ACoyMEPr) [\$/año]	85.508	55.580
Anualidad Total (CAñual)	1795.680	1167.191

Fuente: elaboración propia.

Se tienen, además, parámetros técnicos necesarios para, en cada instancia de decisión, correr la subrutina, SrCST, que, para la ubicación de equipos que define tal instancia del vector [EPr], calcula el valor de las tres variables que expresan la CST [ENS, NCA, TIS] y la Anualidad del Costo Total, CAñual. Estos parámetros son: El tiempo de maniobra, $tm(EPr1) = 0.1$ [h], $tm(EPr2) = 0.25$ [h]; el tiempo de restauración de falla, $tr(EPr1) = 3$ [h], $tr(EPr2) = 5$ [h]; la tasa de falla, que se ha considerado constante para todos los tramos $\lambda = 0.32$ [fallas/año-km] y el Factor de Potencia, $Cos(\varphi) = 0.9$.

En la Tabla 2, se presentan los parámetros necesarios para la construcción de los cuatro Conjuntos Borrosos {FSet(CAñual), FSet(ENS), FSet(NCA), FSet(TIS)} solidarios a las variables consideradas.

Tabla 2

Parámetros necesarios para la Construcción de los FSets para cada Variable de Optimización

FSet(Variable)	Valor MIN	Valor MAX	Ponderador Exponencial
FSet(CAñual)	0.000 [\$]	18675.062 [\$]	0.400
FSet(ENS)	1500.198 [kW]	10805.760 [kW]	1.500
FSet(NCA)	363.000	1935.000	1.000
FSet(TIS)	0.320 [h]	6.432 [h]	1.100

Fuente: elaboración propia.

La Tabla 3, presenta los datos físicos del SDE.

Tabla 3

Datos Físicos del SDE bajo estudio

Nodo Sb MT/BT	Demanda [kVA]	N° Clientes	Tramo [km]
1	0	0	0
2	180	150	0.120
3	172	200	0.230
4	281	100	0.150
5	162	130	0.150
6	153	120	0.250
7	200	50	0.300

8	171	140	0.200
9	130	30	0.200
10	181	100	0.150
11	70	30	0.100
12	320	250	0.200
13	110	100	0.200
14	320	220	0.500
15	150	120	0.200
16	80	95	0.200
17	120	100	0.200
Totales	2800	1935	3.350

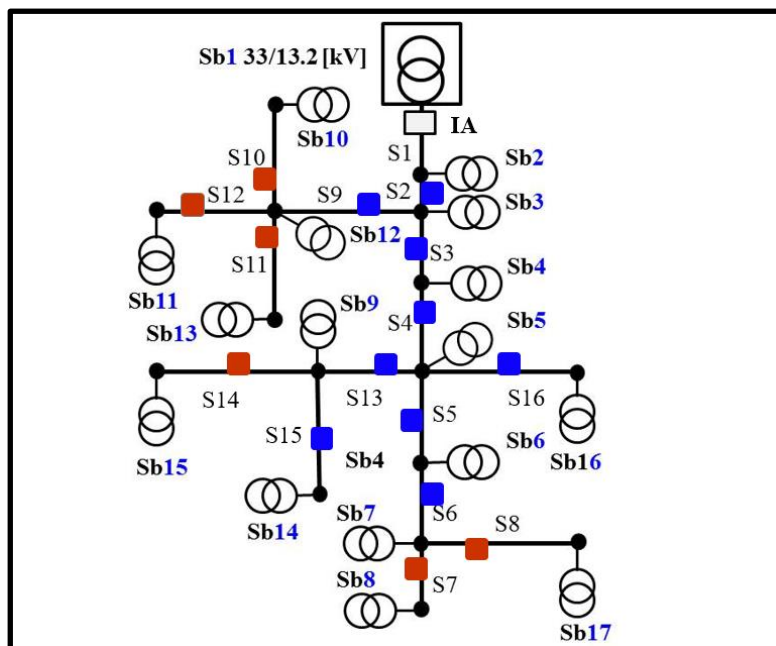
Fuente: elaboración propia.

Con estos datos se corre el Modelo PDP desarrollado por el autor en VBA Excel, como se dijo. No es posible, por cuestiones de espacio y de claridad de los reportes, presentar todos los cálculos y gráficos obtenidos. Se presentan los más importantes, acorde a los objetivos propuestos.

Como cada etapa de la PDP resulta en un tramo donde se ubicó un dispositivo EPr (esto es, se deja el Seccionador Fusible ya existente (EPr2) o se lo reemplaza por un Reconectador (EPr1)), se presentan gráficos que corresponden a los reportes que arroja el software. Se arriba al Nivel Óptimo de CST Ofertada, con 9 dispositivos Reconectores (EPr1), y 6 Seccionadores Fusibles (EPr2), definiendo los 15 componentes el vector [EPr]*. En la Figura 3, se observa esta solución sobre el Esquema Unifilar del SDE (los dispositivos EPr2 se indican con rectángulos en color rojo y los EPr1 en color azul).

Figura 3

Esquema Unifilar del SDE y su Solución



Fuente: elaboración propia.

En la Figura 4, se presenta la solución gráfica en términos de los FSets. Nótese los efectos de 'dilatación' y 'contracción', explicados mediante la Figura 2, de cada FSet conforme su pEuv.

Figura 4

Solución Gráfica en términos de los $FSet(uvNorm)$. Valores Óptimos

9 EPr1	[\$/kWh]	[\$/c]	[\$/h]
μDD^*	Ci(ENS)	Ci(NCA)	Ci(TIS)
0.255	4.142	15.581	4799.922
$\mu(CAnual)^*$	0.718		
$\mu(ENS)^*$	0.672	$\mu(CSP)^*$	0.414
$\mu(NCA)^*$	0.866		
$\mu(TIS)^*$	0.806		

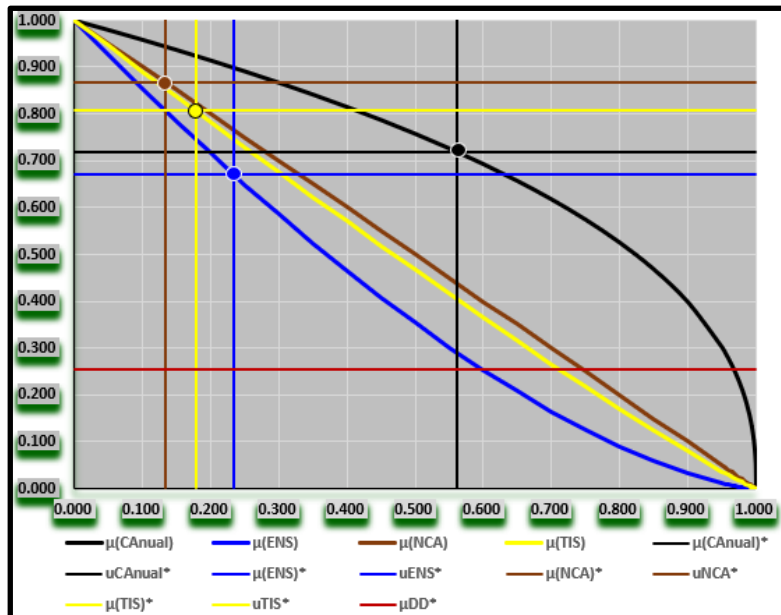
Fuente: elaboración propia.

Los círculos indican el valor óptimo mediante pares ordenados $(uvNorm^*, \mu FSet(uvNorm)^*)$, según los colores indicados en la parte inferior. Además, se indica, en color rojo, el valor de $\mu DD^* = 0.255$ calculada según la t-norma PEins, conforme se explicó.

La Figura 5, presenta el reporte del software con estos valores y cada Costo Intrínseco.

Tabla 4

Reporte del Software con los valores de $\mu FSet(uvNorm)^*$, $\mu DD^* = 0.255$ y los $CiOf$ resultantes



Fuente: elaboración propia.

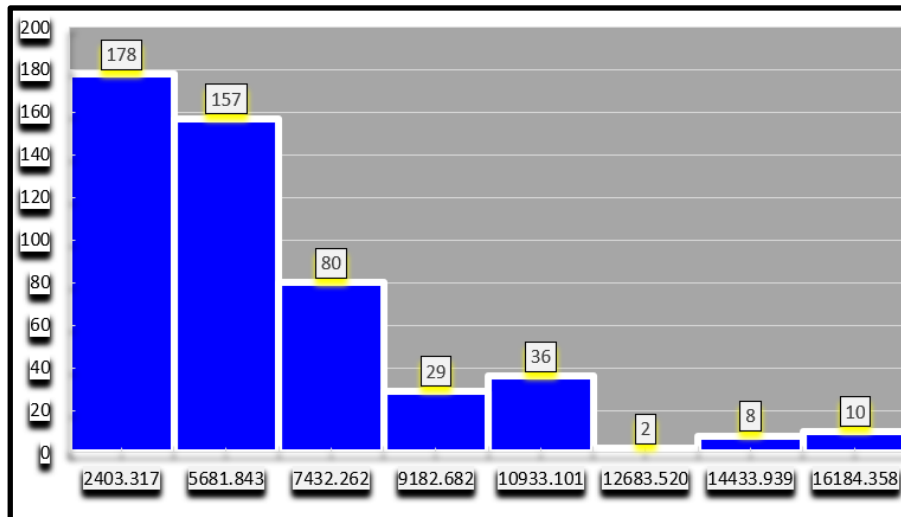
Etapas 2 y 3: Costos Intrínsecos de la CST del Lado de la Demanda Percibidos Individualmente

Como se explicó, se cuenta con los $ICST_j$, j en $[1 \dots TM]$, $TM = 500$ (Etapa 2). Desde la Optimización PDP, resulta (Figura 5) $\mu(CST)^* = 0.414$. De modo que, siguiendo los pasos descritos para la Etapa 3, se calculan los $pECST_j$ y con ello los $CiFaDej \equiv CiCSTDej$, j en $[1 \dots TM]$. Al resultar 500 valores, se presenta el Histograma de Frecuencias para 8 intervalos de clase correspondientes a estos $CiCSTDej$, en la Figura 6. Los $CiCSTDeMC$, MC (Marca de Clase) en $[1 \dots 8]$, al igual que los $CiCSTDej$, se expresan en

[\$/Falla-año]. El año considerado para el cálculo, es el 2021, 2do año del quinquenio regulatorio, establecido para controlar el nivel de CST ofertado respecto del percibido por los clientes residenciales cautivos.

Figura 5

Histograma de Frecuencias de los CiCSTDej, j en [1...TM], TM = 500, resultantes



Fuente: elaboración propia.

Al efecto de comparar los clientes que aceptan la penalización según CiCSTOf* y los que no, se calculó, como se explicó en el Paso 3) de la Etapa 3, este valor de referencia, que resultó en CiCSTOf* = 6648.713 [\$/Falla-año]. Puede observarse en la Figura 6, que la mayor parte de los clientes residenciales cautivos lo aceptan, pues su percepción resulta en CiCSTDej < CiCSTOf*. Sin embargo, estos clientes pertenecen a subestaciones donde las inversiones comprometidas en calidad se respetaron, por encontrarse en zonas urbanas, mientras que, en las zonas suburbanas, no fueron respetadas. La autoridad regulatoria debería tomar cuenta de estas diferencias.

Un último aspecto que cabe comentar, es que unos pocos individuos de la muestra tienen una percepción atípicamente mala de la CST, en cuyo caso, al ser tan bajos sus ICSTj, la 'dilatación' de FSet(ICSTj) conduce a costos intrínsecos exageradamente elevados. En tales casos, se acotaron los mismos mediante una rutina del software desarrollado, a un valor que resultó en 16963.310[\$/Falla-año]

CONCLUSIÓN

En este trabajo se presentó una novedosa metodología que permite estimar el costo de la calidad de servicio técnico (CST) desde la percepción de los clientes residenciales en un sistema de distribución eléctrica (SDE). Adoptando el concepto de Costo Intrínseco, introducido por el autor, resulta posible analizar el nivel óptimo de oferta de CST y calcular su costo, para tomarlo como referencia del Lado de la Oferta. Luego se pasa al análisis del Lado de la Demanda, considerando el nivel de CST percibido por los clientes residenciales cautivos, individualmente, para estimar un Costo Intrínseco de la CST, percibido, también, en forma individual, compararlo con el que propone la oferta, y establecer los clientes de la muestra considerada que aceptan tal Costo de CST ofertado, como penalización ante el incumplimiento del nivel de calidad comprometido por la distribuidora, y los que no, requiriendo valores más de penalización elevados. Se destacan los siguientes puntos a modo de conclusiones finales:

1ra) La metodología propuesta es clara en su aplicación y la autoridad regulatoria debería considerar su lógica y resultados al momento de controlar si las inversiones comprometidas en CST, se cumplen o no por parte de la empresa distribuidora.

2da) Al ser el Costo de la CST de Oferta único e individuales los percibidos por la Demanda, otra tarea del regulador es de qué manera puede definir un Costo de la CST percibido, por agrupamiento de individuos con características que resulten homogéneas. Por ejemplo, considerando las zonas a las que pertenecen (urbana, suburbana y rural, por caso). Este es un aspecto abierto para continuar esta línea de investigación.

3ra) También resulta un aspecto a abordar en esta línea, la consideración y aplicación de la metodología aquí propuesta, modificada, en un SDE planificado y operado bajo los nuevos paradigmas de Redes Inteligentes, Usuarios Prosumidores y Recursos Distribuidos. En opinión de quien suscribe, este es un campo muy poco estudiado en la actualidad, particularmente en materia regulatoria.

REFERENCIAS

- Ahmad, F., Ashraf, I., Iqbal, A., Marzband, M., Khan, I. (2022). A novel AI approach for optimal deployment of EV fast charging station and reliability analysis with solar based DGs in distribution network. *Energy Reports*, 8, pp. 11646-11660. <https://doi.org/10.3390/en15145311>
- Anteneh, D., Khan, B., Mahela, O. P., Alhelou, H. H., & Guerrero, J. M. (2021). Distribution network reliability enhancement and power loss reduction by optimal network reconfiguration. *Computers & Electrical Engineering*, 96, 107518. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2021.107518>
- Aschidamini, G. L., da Cruz, G. A., Resener, M., Leborgne, R. C., Pereira, L. A. (2022). A framework for reliability assessment in expansion planning of power distribution systems. *Energies*, 15(14), 5073. <https://doi.org/10.3390/en15145073>
- Azari, R. N., Chitsazan. M. A., Niazazari, I. (2017). Optimal Recloser Setting for Considering Reliability and Power Quality in Distribution Network. *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 6, No. 1, pp. 1-6. <https://doi.org/10.11648/j.epes.20170601.11>
- Baumol, W.J., Panzar, J.C., Willig, R.D. (1982). Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. *The Canadian Journal of Economics/Revue canadienne d'Economie*, Vol. 15, No. 4, pp. 774-780.
- Bellman, R. (1952). On the theory of dynamic programming. *Proceedings of the national Academy of Sciences*, 38(8), pp. 716-719. <https://doi.org/10.1073/pnas.38.8.716>
- Bellman, R. (1954). The theory of dynamic programming. *Bulletin of the American Mathematical Society*, 60(6), pp. 503-515. <https://doi.org/10.1090/S0002-9904-1954-09848-8>
- Bellman, R. E., Zadeh, L. A. (1970). Decision-making in a fuzzy environment. *Management science*, 17(4), B-141. <https://doi.org/10.1287/mnsc.17.4.B141>
- Billinton, R., Allan, R.N. (1988). Reliability assessment of large electric power systems. Series: The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science. Publisher: Springer US.
- Camargo, F. G., Schweickardt, G. A., y Casanova, C. A. (2018). Maps of Intrinsic Cost (IC) in reliability problems of medium voltage power distribution systems through a Fuzzy multi-objective model. *Dyna*, 85(204), pp. 334-343. <https://doi.org/10.15446/dyna.v85n204.65836>
- CAMMESA (2021). Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Condiciones de Ingresos al MEM. Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. Argentina.
https://cammesaweb.cammesa.com/mem/?doing_wp_cron=1688404435.3479120731353759765625
- Cretì A, Fontini, F. (2019). Economics of Electricity Retail Markets. In *Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules* (pp. 235-258). Cambridge: Cambridge University Press.
- Crew M.A. (1994). Incentive Regulation for Public Utilities. Michael A. Crew(eds.), Series: Topics in Regulatory Economics and Policy Series: 18. Publisher Springer US.
- De Mendonça, M. J. C., Pereira, A. O., Bellido, M. M. H., Medrano, L. A., & Pessanha, J. F. M. (2023). Service quality performance indicators for electricity distribution in Brazil. *Utilities Policy*, 80, 101481. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101481>

Enjavimadar, M., Rastegar, M. (2022). Optimal reliability-centered maintenance strategy based on the failure modes and effect analysis in power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 203, 107647. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107647>

Joskow, P.L., Schmalensee, R. (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation*, Cambridge, MA: The MIT Press.

Joscow, P. L., (2000). ¿Why Do We Need Electricity Retailers? or ¿Can You Get it cheaper Wholesale? Department of Economics. MIT, 2000. Working paper.

<https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/44965/2000-001.pdf?sequence=1>

Laffont, J.J., Tirole, J. (1993). *A Theory of Incentives on Procurement and Regulation*, Cambridge (MA): MIT Press.

Lakervi, E., Holmes, E. (1995). *Electricity Distribution Network Design*. IEE Power Engineering. Series 21, 2nd Edition.

Littlechild, S. (1983). *British Telecommunications' Profitability*. Report to The Secretary of State, Department of Industry, London, UK.

Loube, R. (1995). Price Cap Regulation: Problems and Solutions. *Land Economics* 71(3): pp. 286-298.

Sanghvi, A. P. (1982). Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience. *Energy Economics*, 4(3), pp. 180-198. [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(82\)90017-2](https://doi.org/10.1016/0140-9883(82)90017-2)

Sanghvi, A.P. (1990). Measurement and application of customer interruption costs/value of service for cost-benefit reliability evaluation: some commonly raised issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5, pp. 1333-1344.

Schweickardt, G., Pistonesi Castelli, H. (2008). Disputabilidad en los sistemas de redes de distribución eléctrica. un análisis desde los modelos de telecomunicaciones en el marco del paradigma económico neo-clásico. *Revista Energética*, Nro. 39, pp. 11-23. Universidad Nacional de Colombia.

Schweickardt, G. A. (2015a). Modelo de optimización posibilística para determinar el costo intrínseco de la calidad eléctrica/ambiental. Parte I: Desarrollo teórico. *Revista Energética*, Nro. 46, pp. 37-49. Universidad Nacional de Colombia.

Schweickardt, G. A. (2015b). Modelo de optimización posibilística para determinar el costo intrínseco de la calidad eléctrica/ambiental. Parte II: Aplicaciones. *Revista Energética*, Nro. 46, pp. 51-63. Universidad Nacional de Colombia.

Schweickardt, G. A., Casanova Pietroboni, C. A. (2017). Optimización de la confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica de media tensión. Modelos basados en dinámica posibilística e hiperheurística multiobjetivo. *Investigación Operativa*, Vol. 25, Nro. 42, pp. 3-22.

Schweickardt, G., Pistonesi, H. (2010). Un Modelo Posibilístico para estimar el Costo Intrínseco de la Energía No Suministrada en Sistemas de Distribución Eléctrica. *Dyna*, vol. 77, Nro. 162, junio, pp. 249-259. Universidad Nacional de Colombia.

Schweickardt, G. (2023a). Percepción de la Calidad del Servicio Técnico en usuarios Residenciales de Sistemas de Distribución Eléctrica. *LATAM Revista Latinoamericana De Ciencias Sociales Y Humanidades*, 4(2), pp. 3885-3909. <https://doi.org/10.56712/latam.v4i2.877>

Schweickardt, G. (2023b). Percepción de la Calidad del Servicio Técnico en usuarios Residenciales de Sistemas de Distribución Eléctrica. *LATAM Revista Latinoamericana De Ciencias Sociales Y Humanidades*, 4(3), pp. 594–620. <https://doi.org/10.56712/latam.v4i3.1100>

Shiple, R. B., Patton, A. D., Denison, J. S. (1972). Power reliability cost vs worth. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, (5), pp. 2204-2212. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1972.293204>

Sullivan, M. J., Suddeth, B. N., Vardell, T., & Vojdani, A. (1996). Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2), pp. 989-995. <https://doi.org/10.1109/59.496185>

Tollefson, G., Billinton, R., Wacker, G. (1991). Comprehensive bibliography on reliability worth and electrical service consumer interruption costs: 1980-90. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(4), pp. 1508-1514. <https://doi.org/10.1109/59.116997>

Wacker, G., Billinton, R. (1989). Customer cost of electric service interruptions. *Proceedings of the IEEE*, 77(6), 919-930. <https://doi.org/10.1109/5.29332>

Yager, R. R. (1977). Multiple objective decision-making using fuzzy sets. *International Journal of Man-Machine Studies*, 9(4), pp. 375-382. [https://doi.org/10.1016/S0020-7373\(77\)80008-4](https://doi.org/10.1016/S0020-7373(77)80008-4)

Zadeh, L. A. (1965). Fuzzy sets. *Information and control*, 8(3), pp. 338-353. [https://doi.org/10.1016/S0019-9958\(65\)90241-X](https://doi.org/10.1016/S0019-9958(65)90241-X)

Zadeh, L. A. (1978). Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility. *Fuzzy sets and systems*, 1(1), pp. 3-28. [https://doi.org/10.1016/0165-0114\(78\)90029-5](https://doi.org/10.1016/0165-0114(78)90029-5)