



Modelo de Optimización Posibilística para determinar el Costo Intrínseco de la Calidad Eléctrica/Ambiental. Parte II: Aplicaciones

Possibilistic Optimization Model to Determine the Intrinsic Cost of Environmental/Electricity Service Quality. Part II: Applications

A*: *Gustavo Schweickardt*

A* CONICET - Universidad Tecnológica Nacional,
Facultad Regional Concepción del Uruguay,
Ing. Pereira 676 - 3260,
Concepción del Uruguay, Argentina
Tel.: +(54) 3442 423898
gustavoschweickardt@conicet.gov.ar

RESUMEN

Uno de los problemas que se observa en los Sistemas de Abastecimiento Energético, estriba en la valoración económica de variables que, por sus características subjetivas, incertidumbres de valor que le son inherentes, y ausencia de un mercado que defina precios unitarios de equilibrio, no pueden ser monetizadas para, por ejemplo, definir sus costos. Este es el caso de una variable ambiental, asociada a cierto aspecto que represente un impacto sobre el medioambiente. El presente trabajo propone un Modelo de Optimización Posibilística aplicado a la determinación dinámica del Costo de la Calidad Eléctrica (Servicio Eléctrico) y/o Ambiental o Calidad EA, de un Sistema de Redes en Distribución Eléctrica (SDEE), ponderado a través de una variable genérica. Se considera la Planificación de Mediano/Corto Plazo del sistema, conforme el Período de Control Regulatorio, bajo criterios a cuyas variables se le reconocen *incertidumbres de valor* y, por tanto, *no estocásticas*. El cálculo del Costo de Calidad EA, se sustenta en relacionar, para cualquier estado de la Trayectoria Más Satisfactoria de Evolución del SDEE obtenida, el Costo Anual de Inversión con un Índice de Impacto en la Calidad EA. Este costo es denominado, por tal razón, Costo Intrínseco, puesto que no es fijado externamente, sino resultado de los elementos que integra el sistema, y de su dinámica.

Se presentan, en esta segunda parte, las aplicaciones del Modelo.

PALABRAS CLAVE

Optimización; Dinámica Posibilística; Calidad Ambiental; Calidad del Servicio Eléctrico; Costo Intrínseco; Distribución Eléctrica.

ABSTRACT

One of the major problems of Energy Supply Systems, is the economic assets of variables that, because subjectivity characteristics, inherent uncertainties in its values, and inexistence of a market in order to determine equilibrium prices per unit, can't have a monetary value that allow, for example, to define its costs. This is the case of environmental variable, associated with some aspect that represents an impact on the environment. In this work, a Possibilistic Optimization Model, applied to dynamic determination of Environmental/Electricity Service (EES) Quality Cost or EES Quality of a Network Electric Distribution System (NEDS), adopting a generic variable, is presented. The Mid/Short Term System's Planning, coincident with Regulatory Control Period, under criterias which associated variables exhibits uncertainties of value and, so, have not stochastic nature, is considered. The EES Quality Cost determination, is based in the relationship, for any state of Most Satisfactory Trajectory of EEDS evolution, between the Annual Investment Cost and an Impact Index of Networks System EES Quality. This cost, is introduced as Intrinsic Cost, because it's not defined externally, but depends of system's elements and its



dynamics. In this second part of the work, the applications of the Model, are presented.

KEYWORDS

Optimization; Possibilistic Dynamics; Environmental Quality; Electricity Service Quality; Electric Distribution; Intrinsic Cost.

1. INTRODUCCIÓN

En esta segunda parte del trabajo, se presentan dos Estudios de Caso como aplicaciones del Modelo de Optimización Posibilística para la obtención del Costo Intrínseco de la Calidad Ambiental de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE).

En el primer Estudio de Caso, se presenta una simulación que sigue estrictamente el Modelo de tres Etapas desarrollado en la primera parte del presente trabajo para la determinación *dinámica* del Costo de la Calidad Ambiental, por unidad de Índice de Impacto. Se considera, entonces, la Planificación de Mediano/Corto Plazo del SDEE, conforme el Período de Control Regulatorio, bajo criterios a cuyas variables se le reconocen *incertidumbres de valor* y, por tanto, *no estocásticas*. La Calidad Ambiental será evaluada, sin pérdida de generalidad, mediante un Índice de Impacto Visual del Sistema de Redes de Distribución, por el empleo de típicos constructivos de Líneas y Centros de Transformación Media Tensión/Baja Tensión (CT MT/BT), fuera de los que la regulación establece por zona geográfica, en una ciudad turística, en la cual el turismo constituye su principal actividad económica, como lo es San Carlos de Bariloche, ciudad perteneciente a la provincia de Río Negro, Argentina. Los detalles del SDEE y de la construcción del Índice de Impacto ambiental referido, forman parte de los desarrollos específicos presentados para esta aplicación del Modelo.

En el segundo Estudio de Caso, se aplica una variante del modelo propuesto, empleando los mismos desarrollos teóricos desarrollados en la primera parte del trabajo, que consiste en una Optimización Estática Posibilística (es decir, para cierto año de corte del Período de Control Regulatorio) para determinar el Costo Intrínseco de la (No) Calidad del Servicio Eléctrico, ponderada a través de la Energía No Suministrada debido a interrupciones del suministro. Se sustenta en la Programación Dinámica Difusa,

introduciendo el concepto de Costo Intrínseco de la Energía No Suministrada como criterio conductor. Para ello, el enfoque se centra en la ubicación óptima de equipos de seccionamiento/protección, aspecto de mayor impacto en el diseño confiable. Se comparan los Costos de Inversión (incluyéndose, también, los de Operación y Mantenimiento) en tales equipos, con el Costo Intrínseco de la ENS. Adicionalmente, es introducido, como se verá, el Concepto de Costo Intrínseco Residual de la No Calidad del Servicio Eléctrico, el cual podría ser empleado para orientar a la Autoridad Regulatoria, al definir penalizaciones por la interrupción del suministro.

2. ESTUDIO DE CASO 1: DETERMINACIÓN DEL COSTO INTRÍNSECO PARA EL IMPACTO VISUAL DEL SDEE (ICASR)

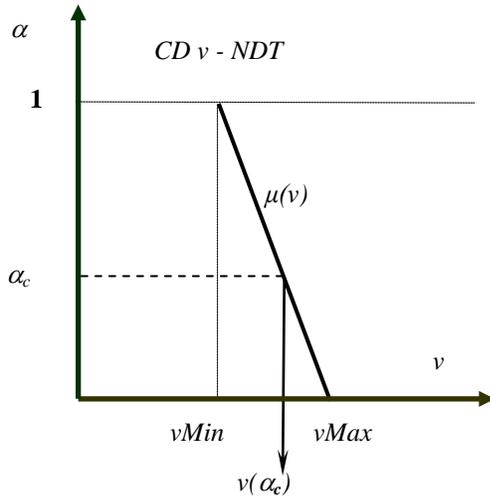
2.1. Los Criterios de Optimización

A efectos de completar el modelo aplicable a un SDEE, son considerados *cinco criterios*, con el objeto de especificar los desarrollos presentados en la primera parte del trabajo. Se supone que el SDEE, se emplaza en una ciudad donde se controla la Calidad Ambiental, en particular, por Impacto Visual de las Redes. Este es el caso de una ciudad turística, cuyos detalles sobre el SDEE, se proporcionarán en el epígrafe siguiente, que se corresponde con la simulación del Modelo. Se ha adoptado como referencia, el Marco Regulatorio Eléctrico vigente en Argentina. Un aspecto que debe ser destacado, estriba en el hecho de que la regulación referida, penaliza monetizando el impacto negativo de casi la totalidad de los criterios de calidad. Entonces: ¿por qué no aplicar, directamente, tales penalizaciones, sumándolas a los costos de inversión y de operación y mantenimiento planteando, como se realiza en la práctica, una optimización Mono-Objetivo que minimiza el costo total? La respuesta es que se trata, precisamente, de reconocer que los valores impuestos regulatoriamente como penalizaciones, exhiben una dudosa concepción, y no necesariamente representan el costo social de oportunidad atribuible a los aspectos de no calidad, en general. Por tanto, la *incertidumbre de valor* es introducida en el modelo, mediante los Conjuntos Difusos asociados a cada criterio no monetizable objetivamente. Luego, la dinámica es extendida al dominio difuso, tal como se presentó. Se establecerán los criterios A_i , y su Matriz de Preferencias Difusas, MP_A . Entonces se adopta un α -corte, y se procede a

colapsarlas, obteniendo, las componentes del Vector de Prioridades Exponenciales (Vector de Yager), (Yager, 1977), $vp_i^{[E]}(\alpha c) = pY_i(\alpha c)$. Se explicita $pY_i(\alpha c)$, porque las preferencias, *Números Difusos Triangulares*, *NDT*, fueron optimizadas en ese αc –corte. Para ello se recurre a los conceptos, ecuaciones y programas de optimización presentados en primera parte del trabajo. Con ello se completa la Etapa I.

Luego, para cada criterio, se define una variable y un valor de referencia pertinente. Así se construye la variable de apartamento correspondiente, u_i . Son, luego definidas las funciones de pertenencia de cada Conjunto Difuso asociado. Estas serán funciones lineales, cuya representación se corresponde con un Conjunto Difuso, *CD*, *normal* y *convexo*, *NTD*, como se representa en la Figura 1.

Figura 1. Conjunto Difuso *NTD* y su Segmento de Confianza para un Nivel de Certidumbre $\alpha = \alpha c$



Fuente: Elaboración propia

La explicación para adoptar esta forma, estriba en que, si se trabaja con una variable de apartamento, u_i , al ser los desvíos respecto del valor de referencia, vc_i^{Ref} , tomados en valor absoluto:

$$u_i = |vc_i - vc_i^{Ref}| / vc_i^{Ref} \quad (1)$$

la representación gráfica adopta esa característica. Por otra parte, como se verá, todos las variables asociadas a los criterios considerados en la simulación, deben ser minimizadas, y, al ser lineal la función de pertenencia,

la variable de apartamento i -ésima, con i en $[1..n]$, $n = 5$, estará definida por la expresión:

$$u_i = [(vMax-v_i)/(vMax-vMin)] \quad (2)$$

$$\text{con } vc_i^{Ref} = vMin \text{ en } [vMax; vMin] \quad (3)$$

obteniéndose una alternativa respecto de la definición proporcionada en (1), que, sin perder significado, es válida para Conjuntos Difusos Lineales, *NTD*, cuya función de pertenencia será:

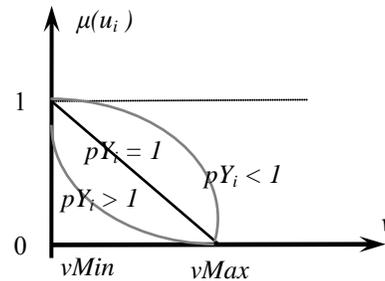
$$\mu(u_i) = u_i = [(vMax-v_i)/(vMax-vMin)] \quad (4)$$

y obtenidos los Ponderadores de Yager, al nivel de certidumbre o Segmento de Confianza $\alpha = \alpha c$ para cada criterio C_i , la función de pertenencia ponderada, resulta:

$$\mu(u_i) = [(vMax-v_i)/(vMax-vMin)]^{pY_i(\alpha c)} \quad (5)$$

El efecto de *contracción* ($pY_i(\alpha c) > 1$), *mayor importancia* del criterio i -ésimo en la confluencia entre los Conjuntos Difusos, y *dilatación* ($pY_i(\alpha c) < 1$), *menor importancia*, se aprecia en la Figura 2.

Figura 2. Contracción-Dilatación de los Conjuntos Difusos Lineales por efecto de los Ponderadores de Yager



Fuente: Elaboración propia

La formulación, entonces, de cada Conjunto Difuso solidario a cada criterio de optimización, considerando la Figura 1 y la expresión (5), resulta:

$$\mu(u_i) = 1; \text{ si } v_i < vMin \quad (6)$$

$$\mu(u_i) = 0; \text{ si } v_i > vMax \quad (7)$$

y si $vMin \leq v_i \leq vMax$

$$\mu(u_i) = [(vMax-v_i)/(vMax-vMin)]^{pY_i(\alpha c)} \quad (8)$$



Los criterios C_i , y variables, v_i , y sus límites, [$vMax$; $vMin$], son los que siguen. Se refieren a cada estado j de cada etapa k , [j, k] ($k \equiv$ año de corte del horizonte de planificación) en el Espacio de Búsqueda para la PDD. Todos los desarrollos a continuación presentados, son propuestos por el autor del presente trabajo. De modo que pueden ser propuestos otros criterios.

A) Costo Anual de Inversión (CI)[k \$/año]

$$v_i = AC_{v[j,k]} \quad (9)$$

es el Costo Anual de Inversión más el Costo Anual de Operación y Mantenimiento del SDEE, correspondiente a la variante de equipamiento v , en el estado j de la etapa k ;

$$vMin = \text{Min} \left\{ AC_{v[j,k]} \right\}_{k-1} \quad (10)$$

es el *mínimo costo de transición*, entre las etapas $k-1$ y k aplicando Programación Dinámica Clásica;

$$vMax = \text{Max} \left\{ AC_{v[j,k]} \right\}_{k-1} \quad (11)$$

es el *máximo costo de transición*, entre las etapas $k-1$ y k aplicando Programación Dinámica Clásica. Así se adopta en esta simulación, pero puede ser definido externamente como el producto de cierto factor $fc > 1$ y

$$\text{el } \text{Min} \left\{ AC_{v[j,k]} \right\}_{k-1}.$$

B) Energía No Suministrada (ENS)[kWh]

$$v_i = ENS_{[j,k]} \quad (12)$$

es la Energía No Suministrada calculada/esperada empleando modelos de confiabilidad, en el estado j de la etapa k ;

$$vMin = ENS_{[k]}^{Min} \quad (13)$$

y

$$vMax = ENS_{[k]}^{Max} \quad (14)$$

son valores límites externamente fijados para cada etapa k , función de la demanda pronosticada.

C) Índice de Interrupción del Servicio (FI)

$$v_i = FI_{[j,k]} \quad (15)$$

es un límite del número de interrupciones de servicio por semestre. Es externamente impuesto, para cada etapa k , por la Autoridad Regulatoria. Difiere si se trata de zonas urbanas o rurales. En la regulación Argentina, como se dijo, adoptada, la Frecuencia de Interrupción, en el estado j de la etapa k , se expresa como:

$$FI_{[j,k]} = \sum_{i \in NInt} \left(\frac{Q_{CTi[j,k]}^{fs}}{Q_{CTInst[j,k]}} \right) \quad (15)$$

donde $Q_{CTi[j,k]}^{fs}$ refiere la Carga o Energía interrumpida en cada CT MT/BT, que, se estima, saldrá fuera de servicio fs veces por semestre en el estado [j, k]; $NInt$, es el número total de CT MT/BT que estarán fuera de servicio fs veces en el mismo semestre para [j, k], y $Q_{CTInst[j,k]}$ corresponde a la Carga asociada en el total

de CT MT/BT instalados, para la variante de equipamiento correspondiente a [j, k].

La estimación se realiza sobre la base de los denominados Modelos de Confiabilidad del SDEE, de naturaleza Estocástico-Difusa; fs es una *tasa estadística*, dato para la simulación.

$$vMin = FI_{[k]}^{Min} \quad (16)$$

y

$$vMax = FI_{[k]}^{Max} \quad (17)$$

Son valores fijados externamente por regulación.

D) Índice de Tensión Fuera de Tolerancia (IT)

Propuesto po el autor, se tiene:

$$v_i = ITF_{[j,k]} \quad (18)$$

Su cálculo se presenta seguidamente al de $vMin$.

$$vMin = ITF_{[k]}^{Min} \quad (19)$$

es un índice/valor límite, para cada etapa k , cuya construcción supone las siguientes consideraciones y pasos: **a)** existen penalidades, impuestas por la Autoridad Regulatoria, para la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad, *ESMCC*. Dependen de dos factores: 1) Densidad de Distribución (Urbana, Ur, o Rural, Ru) y 2) Máxima Caída de Tensión en los alimentadores de la red de Media Tensión. Tal caída, por



unidad, se define en términos relativos a la tensión nominal: $\Delta u^u = (u_{Nom} - u) / u_{Nom}$, siendo u la tensión registrada. En el Modelo propuesto, el perfil de tensiones, u , en los nodos, surge de simular un flujo de potencia. Las penalizaciones aumentan por escalones, definidos por rangos, según aumentan los apartamientos de u respecto de u_{Nom} ; **b**) a partir de tales penalizaciones, se construye un Índice de Referencia por área (Ur/Ru), y estado $[j, k]$. Pondera la $ESMCC$, en cada nodo ni , sobre un factor de valorización promedio, expresado mediante:

$$f_{[Ru/Ur]} = \frac{\$P_{[1erEsc][Ru/Ur]}}{\$P_{[1erEsc]Ru} + \$P_{[1erEsc]Ur}} \quad (20)$$

donde $\$P_{[1erEsc][Ru/Ur]}$ es la penalización aplicada para el primer escalón, según el segmento Ur/Ru. Luego, si $nNTF_{[j,k][Ru/Ur]}$ es el número de nodos en área Ru o Ur, respectivamente, sobre los que se han detectado violaciones de tensión, $ESMCC_{[j,k][Ru/Ur]}^{ni}$ es la $ESMCC$ en cada uno de tales nodos y $E_{[j,k][Ru/Ur]}^{Total}$ es la energía total suministrada en el área respectiva, para el estado $[j, k]$, entonces se calculan los Índices de Referencia:

$$ITF_{[j,k][Ru/Ur]}^{Ref} = f_{[Ru/Ur]} \times \frac{\sum_{ni=1}^{nNTF_{[j,k][Ru/Ur]}} ESMCC_{[j,k][Ru/Ur]}^{ni}}{E_{[j,k][Ru/Ur]}^{Total}} \quad (21)$$

c) con el mínimo de los índices obtenidos, según todos los estados j de la etapa k y para cada área, Ur/Ru, se compone el $vMin = ITF_{[k]}^{Min}$. Entonces: $\forall j \in k$:

$$ITF_{[k]}^{Min} = \text{Min} \left\{ ITF_{[j,k]Ur}^{Ref} \right\} + \text{Min} \left\{ ITF_{[j,k]Ru}^{Ref} \right\} \quad (22)$$

Luego, el Índice $ITF_{[j,k]}$ se compone siguiendo *dos pasos*: 1ro) Se consideran los nodos ni -ésimos, en cada área, Ur/Ru, su variación de tensión, $[\Delta u^u]_{ni}$, y la penalización correspondiente, $\$P_{[\Delta u^u]_{ni}[Ur/Ru]}$. Se calculan:

$$ITF_{[j,k][Ur]} = \frac{\sum_{ni=1}^{nNTF_{[k,j][Ur]}} ESMCC_{[j,k][Ur]}^{Ref,ni} \times \$P_{[\Delta u^u]_{ni}[Ur]}}{E_{[j,k][Ur]}^{Total} \times [\$P_{[1erEsc]Ru} + \$P_{[1erEsc]Ur}]} \quad (23)$$

$$ITF_{[j,k][Ru]} = \frac{\sum_{ni=1}^{nNTF_{[k,j][Ru]}} ESMCC_{[j,k][Ru]}^{Ref,ni} \times \$P_{[\Delta u^u]_{ni}[Ru]}}{E_{[j,k][Ru]}^{Total} \times [\$P_{[1erEsc]Ru} + \$P_{[1erEsc]Ur}]} \quad (24)$$

y 2do) se suman ambos Índices dados por (23) y (24):

$$ITF_{[j,k]} = ITF_{[j,k][Ur]} + ITF_{[j,k][Ru]} \quad (25)$$

y

$$vMax = ITF_{[k]}^{Max} \quad (26)$$

queda definido por el producto entre cierto factor $fITF > 1$, dependiente de las características del SDEE considerado y aprobado por la Autoridad Regulatoria, del valor calculado $ITF_{[k]}^{Min}$.

E) Índice de Impacto Visual por Construcción de Líneas y Centros de Transformación fuera del Típico Constructivo establecido según Zonas (ICASR)

Para las Líneas de Distribución: Aquí se asume que la regulación fija un Vector de Índices de Impacto. El mismo se compone de ponderadores lineales, asociados a una Matriz de Preferencias sobre impactos, para cada típico constructivo de las líneas aéreas. La hipótesis es que esa matriz es dato. Tal impacto es considerado según zonas, y se produce cuando se emplazan en las mismas, típicos constructivos de mayor impacto que el establecido en cada una. Un ejemplo de típico constructivo, consistiría en una línea aérea con postes de madera, pues todos los accesorios necesarios para su instalación, se definen por normas constructivas. Se consideran, a efectos de la simulación presentada, *cinco zonas*, y se tendrá un Vector de Ponderadores de Impacto como el siguiente:

$$[P]_{IALin}^{[Z]} = \begin{bmatrix} [z,A] & [z,B] & [z,C] & [z,D] & [z,E] \\ P_L & P_L & P_L & P_L & P_L \end{bmatrix} \quad (27)$$



Es, entonces, propuesto el siguiente Índice de Impacto Zonal:

$$I_{IALin}^z = \text{Max} \left\{ 0; I_L^z \right\} \quad (28)$$

definiendo I_L^z como sigue:

$$I_L^z = \left(\frac{\sum_{t=t_{Malmp}}^{t=t_{Melmp}} \left(p_L^{[z,t]} \times \frac{km^{[z,t]}}{km^z_{Totales}} \right) - p_L^{[z,Est]}}{p_L^{[z,Est]}} \right) \quad (29)$$

donde: t_{Melmp} , t_{Malmp} : refieren los típicos constructivos de *menor* y *mayor* impacto en la zona z considerada, y son los límites entre los que varía el típico t ; $p_L^{[z,Est]}$ es el ponderador de impacto para el típico establecido para la zona z ; $p_L^{[z,t]}$ ídem para otro típico t , diferente; $km^{[z,t]}$ son los kilómetros de línea en la zona z , construidos con el típico t , y $km^z_{Totales}$ son la totalidad de los km de línea tendidos en la zona z . Se observa que si todos los tendidos de líneas en z , respetasen el típico establecido, la sumatoria y el Índice de Impacto Zonal resultarían nulos.

Finalmente, el Índice (Global) de Impacto, resulta, calculando (29) en cada estado $[j, k]$: $\forall z \in Z$ (Z , es el número de zonas, *cinco* en este caso):

$$I_{IALin[j,k]} = \sum_z I_L^z \quad (30)$$

Los límites en los Índices de *menor* y *mayor* impacto, para la etapa k , se corresponden con 0 (*impacto mínimo* por utilizar en todas las zonas el típico constructivo establecido regulatoriamente) y el que resulte de utilizar en todas las zonas el típico constructivo de *mayor* impacto (*impacto máximo*).

Para los Transformadores de Distribución: El desarrollo de este Índice Global de Impacto, es completamente análogo al anterior, reemplazando típicos constructivos de Líneas por típicos constructivos de Centros de Transformación, y kilómetros de tendido de líneas por cantidad de CT MT/BT, nCT . Se tiene, entonces, un Vector de Ponderadores de Impacto:

$$[p]_{IACT}^{[Z]} = \begin{bmatrix} [z,A] & [z,B] & [z,C] & [z,D] & [z,E] \\ p_{CT} & ; p_{CT} & ; p_{CT} & ; p_{CT} & ; p_{CT} \end{bmatrix} \quad (31)$$

es propuesto el siguiente Índice de Impacto Zonal:

$$I_{IACT}^z = \text{Max} \left\{ 0; I_{CT}^z \right\} \quad (32)$$

definiendo I_{CT}^z como sigue:

$$I_{CT}^z = \left(\frac{\sum_{t=t_{Malmp}}^{t=t_{Melmp}} \left(p_{CT}^{[z,t]} \times \frac{nCT^{[z,t]}}{nCT^z_{Totales}} \right) - p_{CT}^{[z,Est]}}{p_{CT}^{[z,Est]}} \right) \quad (33)$$

Resultando el Índice (Global) de Impacto, calculando (33) en cada estado $[j, k]$: $\forall z \in Z$ (Z , es el número de zonas, *cinco* en este caso):

$$I_{IACT[j,k]} = \sum_z I_{IACT}^z \quad (34)$$

Vale lo mismo que lo dicho para evaluar los impactos límites producidos por las Líneas Aéreas: los límites en los Índices de *menor* y *mayor* impacto, para la etapa k , se corresponden con 0 (*impacto mínimo* por utilizar en todas las zonas el típico constructivo establecido regulatoriamente) y el que resulte de utilizar en todas las zonas el típico constructivo de *mayor* impacto (*impacto máximo*).

Finalmente, la suma de impactos producidos por Líneas y CT MT/BT, componen la *variable* y sus límites *máximo* y *mínimo*, requeridos para la construcción del Conjunto Difuso asociado a este criterio, Índice de Impacto Visual del Sistema de Redes (*ICASR*):

$$v_i = ICASR_{[j,k]} = I_{IALin[j,k]} + I_{IACT[j,k]} \quad (35)$$

$$v_{Min} = I_{IALin[k]}^{Min} + I_{IACT[k]}^{Min} = 0 \quad (36)$$

y

$$v_{Max} = I_{IALin[k]}^{Max} + I_{IACT[k]}^{Max} \quad (37)$$

2.2. Simulación

Si son especificados los intervalos de variación para el Costo Anual de Inversión, CI , y para el Índice de Calidad Ambiental del SDEE, $ICASR$: $[CIMin, CIMax]$ e $[ICASRMin, ICASRMax]$, a partir de los desarrollos presentados en la primer partes del presente trabajo, y de las expresiones específicas aquí desarrolladas, se obtiene



la expresion del Costo Intrínseco de la Calidad Ambiental del SDEE. En la misma se assume que los Ponderadores de Yager son calculados para cierto α :

$$\frac{dCI}{dICASR} = \left(\frac{\partial f}{\partial \mu(ICASR)} \right) \times \left(\frac{p^{YICASR}}{p^{YCI}} \right) \times \left(\frac{CIMax - CIMin}{ICASRMax - ICASRMin} \right) \times \mu(CI) \left(\frac{1-p^{YCI}}{p^{YCI}} \right) \times \mu(ICASR) \left(\frac{p^{YICASR-j}}{p^{YICASR}} \right) \quad (38)$$

donde:

$$\frac{\partial f}{\partial \mu(ICASR)} = \frac{\left[\begin{array}{l} \left[\mu(j,k)_s^* \times (2-t_{PE}^2) \right] \times \left[\mu(j,k)_s^* \times t_{PE}^2 + \mu(ICASR) \times \left[\mu(j,k)_s^* \times t_{PE}^2 - 2 \times \mu(j,k)_s^* \right] \right] \\ \left[\mu(j,k)_s^* - t_{PE}^2 \right] \times \left[\mu(j,k)_s^* \times \mu(ICASR) \times (2-t_{PE}^2) + \left[2 \times \mu(j,k)_s^* \times t_{PE}^2 - 4 \times \mu(j,k)_s^* \right] \right] \end{array} \right]}{\left[\mu(j,k)_s^* \times t_{PE}^2 + \mu(ICASR) \times \left[\mu(j,k)_s^* - t_{PE}^2 \right] - 2 \times \mu(j,k)_s^* \right]^2} \quad (39)$$

para cada estado $(j, k)^*$ evaluado en la TMS obtenida desde la Optimización Dinámica Posibilística correspondiente a la Etapa II del Modelo. La expresión (37) resulta *negativa*, porque $\frac{\partial f}{\partial \mu(ICASR)}$ lo será.

Tiene, como se dijo, la forma de un *costo marginal asociado al ICASR*. Puede interpretarse como el *incremento de costo de la última unidad de calidad ambiental producida*. Si se adopta la *no calidad producida* como *referencia* o *penalización*, entonces *cambia el signo*, definiéndose *positivo*. Por otro lado, este costo *no es fijado externamente, sino que dependerá de la estructura datos-representación del modelo propuesto*. Desde aquí que se lo designará como Costo Intrínseco de la Calidad Ambiental del SDEE, por unidad de impacto (supraíndice u), y su forma operacional resultará:

$$C''_{ICASR} = \left| \frac{dCI}{dICASR} \right| \quad (40)$$

En este Estudio de Caso, se simula el Modelo considerando el SDEE de la ciudad de Bariloche, en la provincia de Río Negro, Argentina. Se trata de una ciudad cuya principal industria es el turismo, habida cuenta de su emplazamiento en una región única de lagos y montañas. Por tanto, el paisaje debe preservarse y, en tal sentido, se han hecho varios e infructuosos

intentos por definir índices de Calidad Ambiental en relación al Impacto Visual que el sistema de redes produce. Con más dificultad aún, se ha intentado definir penalizaciones económicas para impactos considerados excesivos. Se aplica la optimización sobre la planificación del SDEE para el Período de Control Regulatorio 2008-2013, bajo los 5 criterios definidos: 1) Costo Anual de Inversión, *CI*; 2) Calidad Ambiental del Sistema de Redes, *ICASR*; 3) Frecuencia de Interrupción en los Cortes de Energía (criterio fijado regulatoriamente para medir la *calidad del servicio técnico*), *FI*; 4) Índice de Caídas de Tensión en las Líneas (criterio fijado regulatoriamente para *medir la calidad del Producto Técnico tensión de suministro*), *IT* y 5) Energía No Suministrada por Cortes (otro criterio fijado regulatoriamente para medir la *calidad del servicio técnico*), *ENS*. Por cuestiones de espacio, y de relevancia para el presente trabajo, se omite la numerosa cantidad de cálculos eléctricos, los cuales no son imprescindibles para la presentación de los resultados. Idénticamente, se omite la presentación de los datos y la marcha de cálculo relativa a la *PDD*, aplicada la Optimización Dinámica, la cual puede ser consultada en (Schweickardt y Miranda, 2007), pues el interés de la simulación estriba en la Trayectoria Más Satisfactoria obtenida para cierto Nivel de Certidumbre o Segmento de Confianza, $\alpha = \alpha$, $TMS = TMS(\alpha)$.

Sólo se describen brevemente algunos aspectos relevantes sobre la variable asociada a cada criterio de tipo eléctrico: 1) *ENS*: se obtiene tal como ha sido definida, y para establecer sus límites *máximo* y *mínimo*, son fijados sendos valores porcentuales de la demanda de energía esperada para cada año de corte del

quinquenio. Queda, así, definido un intervalo $[ENS_{[k]}^{Min}, ENS_{[k]}^{Max}]$ para cada etapa, k , de la Optimización

Dinámica; 2) *FI*: Se tienen Modelos llamados de Confiabilidad Eléctrica, que permiten definir la probabilidad de salida de servicio de un componente del SDEE, y su frecuencia anual esperada. Las expresiones de *FI*, están definidas en el Marco Regulatorio Eléctrico vigente en Argentina, y desde el valor que arroja el Modelo de Confiabilidad, se establece también un intervalo $[FI_{[k]}^{Min}, FI_{[k]}^{Max}]$, sobre datos históricos,

fijado por la Autoridad Regulatoria; 3) *IT*: se calcula como se explicó y se establece regulatoriamente, un *fITF* tal que las tensiones en todos los nodos sean un 7%



mayor que la tensión nominal de servicio, 220 voltios, monofásico. Con estos valores se construye el intervalo $[ITF_{[k]}^{Min}, ITF_{[k]}^{Max}]$. Los otros dos criterios y su relación, *CI* e *ICASR*, siguen exactamente los procedimientos de cálculo descritos.

Por otro lado, dado que se presentó una variación no muy significativa en la mayoría de los valores límites máximo y mínimo de las variables asociadas a cada criterio, y que los valores de las funciones de pertenencia de los Conjuntos Difusos asociados son afectadas, en escala en la misma proporción, se optó por definir los límites máximo y mínimo, a partir del valor promedio de los correspondientes a cada etapa de optimización, *k*, y no por estado (*j, k*). Se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Intervalos de Valores para los 5 Criterios. *CI* en [k\$/año] y *ENS* en [kWh/año]

| Criterio | vMin | vMax |
|--------------|----------|----------|
| <i>CI</i> | 228.00 | 458.00 |
| <i>ENS</i> | 11826.00 | 19347.00 |
| <i>FI</i> | 0.30 | 1.20 |
| <i>IT</i> | 0.00 | 0.55 |
| <i>ICASR</i> | 0.00 | 1.98 |

Fuente: Elaboración Propia.

Se avanza, entonces, sobre la Etapa I del Modelo, cuya finalidad, como se explicó en los desarrollos teóricos presentados en la primera parte del presente trabajo, es la determinación del Vector de Prioridades Exponenciales de las preferencias entre los criterios de optimización (Vector de Yager), al Nivel de Certidumbre $\alpha = \alpha c$. En este caso, las preferencias entre criterios fueron representadas mediante *NDTs*, que tienen iguales apartamientos a derecha y a izquierda, respecto del valor central $prefMP_{ij}$, de manera que los *NDTs* forman triángulos isósceles. Por simetría, ambos objetivos planteados, apartamiento mínimo de los valores centrales, preservando las ecuaciones de consistencia, y apartamiento mínimo del colapso que representa a cada $pref_{ij}$ como número real, conducen al mismo número. Independientemente del Nivel de Certidumbre $\alpha = \alpha c$ establecido. Con ello se verifica que el Método de los tres Programas Lineales acoplados y el Método Autovalor-Autovector propuesto por (Saaty, 1977), ambos presentados en los desarrollos teóricos de la primera parte de este trabajo, conducen prácticamente al

mismo Vector de Yager. De modo que la Matriz de Preferencias Colapsadas, adoptando $\alpha = \alpha c = 0.25$ (si bien, como se explicó, no tiene en este caso efecto sobre el resultado final), conjuntamente con el Vector de Yager correspondiente a cada criterio de optimización (indicado como *VY*), se presentan en la Tabla 2.

Tabla 1. Matriz de Preferencias Colapsadas

| | <i>CI</i> | <i>ICASR</i> | <i>FI</i> | <i>IT</i> | <i>ENS</i> | <i>VY</i> |
|--------------|-----------|--------------|-----------|-----------|------------|-----------|
| <i>CI</i> | 1 | 3 | 3 | 2 | 1 | 0.5 |
| <i>ICASR</i> | 1/3 | 1 | 1 | 2/3 | 1/3 | 1.5 |
| <i>FI</i> | 1/3 | 1 | 1 | 2/3 | 1/3 | 1 |
| <i>IT</i> | 1/2 | 3/2 | 3/2 | 1 | 1/2 | 0.5 |
| <i>ENS</i> | 1 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1.5 |

Fuente: Elaboración Propia.

Si bien será utilizado el Vector de Yager presentado en la Tabla 2, para el mismo $\alpha = \alpha c = 0.25$, en la Tabla 3 se presenta la Matriz de Preferencias Difusas, indicando los *NDTs* como (*Iz*), *MP*, (*De*) para la matriz triangular superior, con *NDTs* no isósceles. La última columna a la derecha, $Po(\alpha c)$, muestra los elementos de la Matriz de Preferencias Colapsadas de Máxima Consistencia (triangular superior), $MP_A(\alpha c)$. Puede observarse que el resultado de la Programación Lineal Bi-Objetivo, no coincide con el valor $prefMP_{ij}$. Se adoptaron, para la ponderación de ambos objetivos, los valores: $\lambda c = \lambda r v = 0.5$.

Tabla 3. Matriz de Preferencias Colapsadas de Máxima Consistencia $MP_A(\alpha c = 0.25)$ Triangular Superior

| MP _A ($\alpha c = 0.25$): Solución del Problema Lineal Bi-Objetivo | | | | | | | |
|---|----|----|----|------------------|------------------|------------------|------------------|
| pref | Iz | MP | De | Iz(αc) | De(αc) | Rv(αc) | Po(αc) |
| pr12 | 1 | 2 | 3 | 1.25 | 2.75 | 2.00 | 1.25 |
| pr13 | 1 | 3 | 4 | 1.50 | 3.75 | 2.77 | 1.50 |
| pr14 | 2 | 4 | 6 | 2.50 | 5.50 | 4.00 | 2.50 |
| pr15 | 3 | 5 | 7 | 3.50 | 6.50 | 5.00 | 3.50 |
| pr23 | 5 | 6 | 7 | 5.25 | 6.75 | 6.00 | 5.25 |
| pr24 | 4 | 7 | 8 | 4.75 | 7.75 | 6.53 | 4.75 |
| pr25 | 2 | 5 | 7 | 2.75 | 6.50 | 4.77 | 3.81 |
| pr34 | 1 | 4 | 7 | 1.75 | 6.25 | 4.00 | 1.75 |
| pr35 | 3 | 6 | 9 | 3.75 | 8.25 | 6.00 | 3.75 |
| pr45 | 5 | 6 | 7 | 5.25 | 6.75 | 6.00 | 5.25 |

Fuente: Elaboración Propia.

Se procede, luego, con Etapa II: la Optimización Dinámica presentada en los desarrollos teóricos.



En la Tabla 4, se muestran los estados de la *TMS*, y en ellos los valores de las variables de cada criterio.

Tabla 4. *TMS* en la PDD del Modelo Posibilístico. Decisión Maximizante $\mu\{D\}^*$ y Variables de los Criterios

| $[E, e^*]$ | $\mu\{D\}^*$ | <i>CI</i> | <i>ICASR</i> | <i>FI</i> | <i>IT</i> | <i>ENS</i> |
|------------|--------------|-----------|--------------|-----------|-----------|------------|
| [II, 4] | 0.75 | 300.6 | 0.34 | 0.51 | 0.15 | 12548 |
| [III, 1] | 0.66 | 340.5 | 0.30 | 0.55 | 0.17 | 12248 |
| [IV, 4] | 0.67 | 320.2 | 0.21 | 0.60 | 0.20 | 12048 |
| [V, 2] | 0.65 | 322.7 | 0.14 | 0.61 | 0.30 | 13115 |
| [VI, 1] | 0.62 | 350.8 | 0.10 | 0.62 | 0.30 | 13070 |

Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla 5, se muestran los estados de la *TMS*, y en ellos los valores de las funciones de pertenencia de los Conjuntos Difusos correspondientes a cada criterio.

Tabla 5. *TMS* en la PDD del Modelo Posibilístico. Decisión Maximizante $\mu\{D\}^*$ y Funciones de Pertenencia de los Criterios

| $[E, e^*]$ | $\mu\{D\}^*$ | <i>CI</i> | <i>ICASR</i> | <i>FI</i> | <i>IT</i> | <i>ENS</i> |
|------------|--------------|-----------|--------------|-----------|-----------|------------|
| [II, 4] | 0.75 | 0.80 | 0.75 | 0.77 | 0.85 | 0.86 |
| [III, 1] | 0.66 | 0.66 | 0.78 | 0.68 | 0.83 | 0.82 |
| [IV, 4] | 0.67 | 0.73 | 0.85 | 0.77 | 0.80 | 0.96 |
| [V, 2] | 0.65 | 0.73 | 0.90 | 0.65 | 0.67 | 0.75 |
| [VI, 1] | 0.62 | 0.62 | 0.93 | 0.65 | 0.67 | 0.75 |

Fuente: Elaboración Propia.

Se fijó un Riesgo Extrínseco $\Theta_{Ext.} = 0.4$, de modo que se cumple la Restricción de Riesgo en la *TMS*, ya que el Riesgo Intrínseco resulta: $[1 - \mu\{D\}^*] = [1 - 0.62] = 0.38 \leq \Theta_{Ext.} = 0.4$. De modo que no se requiere *re-optimización*, y queda cumplimentada la Etapa II.

Finalmente se Aborda la Etapa III del Modelo. La Tabla 6, resume el cálculo del Costo Intrínseco buscado.

Tabla 6. Cálculo del Costo Intrínseco C^u_{ICASR}

| $[E, e^*]$ | t_{PE}^1 | t_{PE}^2 | $\mu(j, k)^*_s$ | $\frac{\partial f}{\partial \mu}$ | C^u_{ICASR} |
|------------|------------|------------|-----------------|-----------------------------------|---------------|
| [II, 4] | 0.63 | 0.52 | 0.48 | -1.02 | 105.67 |
| [III, 1] | 0.57 | 0.51 | 0.26 | -1.04 | 75.36 |
| [IV, 4] | 0.50 | 0.47 | 0.42 | -1.01 | 136.30 |
| [V, 2] | 0.40 | 0.26 | 0.17 | -0.99 | 156.21 |
| [VI, 1] | 0.39 | 0.26 | 0.14 | -0.92 | 137.69 |

Fuente: Elaboración Propia.

Con los datos de las tablas precedentes, se utilizan las expresiones (38), (39) y (40). En la Tabla 6, la marcha de cálculo sigue exactamente los desarrollos teóricos presentados en la primera parte: la *t-norma* Producto de Einstein t_{PE}^1 opera sobre las funciones de pertenencia $\mu(ENS)$ y $\mu(FI)$, mientras que la t_{PE}^2 opera con t_{PE}^1 y $\mu(TF)$. Luego se aplica (38), y se obtiene la *t-norma* (nivel de satisfacción invariante) Producto de Einstein para cada estado j de cada etapa k , referida como $\mu(j, k)^*_s = t_{PE}(j, k)$.

La derivada parcial, $\frac{\partial f}{\partial \mu(ICASR)}$, que en

la Tabla 6 se indica como, $\frac{\partial f}{\partial \mu}$, se calcula mediante

(39), y, finalmente, para cada estado j de cada etapa k , se calcula el Costo Intrínseco por unidad de Impacto Ambiental C^u_{ICASR} .

3. ESTUDIO DE CASO 2: OPTIMIZACIÓN ESTÁTICA POSIBILÍSTICA PARA DETERMINAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS)

3.1. Generalidades del Problema

El diseño de los *sistemas de protección* en Redes de Distribución Eléctrica, se ha sustentado, históricamente, en exigencias operativas, formalizándose las soluciones en términos de la experiencia de los planificadores y ciertas formulaciones técnicas sostenidas como *reglas de buena práctica* (Lakervi y Holmes, 1999). En los últimos años, a partir de que la *reforma eléctrica* es aplicada al *segmento de distribución*, comienzan a exigirse desde los cuerpos regulatorios determinados *índices de confiabilidad* (referida, básicamente, a la *continuidad del suministro*). El problema de diseño pasa a ser de naturaleza económica. Esto, a su vez, supone que deberán ser satisfechos *dos requisitos inherentes a un problema de optimización*: **a)** Debe requerirse el *mínimo conjunto de factores* en la prestación del servicio de distribución eléctrica, conforme la *tecnología disponible*, aspecto vinculado a la *eficiencia productiva*, y **b)** Tales factores, *deben valorizarse según su costo social de oportunidad*, aspecto vinculado con la denominada *eficiencia asignativa*. Con respecto al primer punto, puede ser aceptado en la medida que los prestadores del servicio gestionen sus redes introduciendo la tecnología de mercado, tanto referida al *equipamiento*, como al los *sistemas software de gestión*



técnica. El segundo punto, en cambio, *constituye un problema de dificultosa solución, puesto que, no obstante la regulación fije valores monetarios, no se conoce, y mucho menos, determinísticamente, cuanto cuestan a la sociedad los efectos de la interrupción del suministro eléctrico.*

En este Estudio de Caso se pretende, mediante un modelo que estudia la optimización de la confiabilidad, apelando a la ubicación óptima de equipos de seccionamiento/protección (sp), introducir una valorización del costo de la No Calidad Eléctrica, por discontinuidad del suministro (No Calidad del Servicio Técnico). Este valor, asociado a la Energía no Suministrada, resultará ser Costo Intrínseco de la misma.

A los efectos de integrar el objetivo *confiabilidad* como *criterio de decisión a optimizar*, se supone que la misma *ha sido valorizada en términos de un costo económico*. Es decir, los usuarios/clientes han conferido directa o indirectamente un *valor a la continuidad del servicio eléctrico*. En tal contexto, toma sentido la medición del *nivel de confiabilidad*. Más allá de la discusión sobre si los valores utilizados en distintos esquemas regulatorios, constituyen o no un *costo social de oportunidad*, existen diversos *índices*. El problema estriba en *determinar si los valores de referencia resultan aceptables para considerar, mediante su indicación, un sistema como confiable*. De modo que, previo al planteo de esta variante del Modelo de Optimización Posibilística, ahora Estática, deben definirse tales criterios de confiabilidad, las variables que los representan y los correspondientes valores límites mínimo y máximo. Estos elementos permitirán construir los Conjuntos Difusos, para captar las *incertidumbres de valor*, con una estructura idéntica a la empleada para las funciones de pertenencia consideradas en el Estudio de Caso 1.

El grupo A, representa Índices Basados en Número de Clientes, y el B en Energía (IEEE, 2003):

A.1) Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema, SAIFI (por su sigla en inglés: System Average Interruption Frequency Index), representa el promedio de interrupciones de un cliente del sistema:

$$SAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupciones a Clientes}}{\text{Número Total de Clientes}} \quad (41)$$

A.2) Índice de Duración de las Interrupciones Promedio del Sistema, SAIDI (por su sigla en inglés: System Average Interruption Duration Index):

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las Interrupciones a Clientes}}{\text{Número Total de Clientes}} \quad (42)$$

A.3) Índice de Frecuencias de Interrupciones Transitorias Promedio, MAIFI, (por su sigla en inglés: Momentary Average Interruption Frequency Index):

$$MAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupciones Transitorias a los Clientes}}{\text{Número Total de Clientes}} \quad (43)$$

B) Energía No Suministrada (Anual y Esperada), ENS. Se define como:

$$ENS = \sum_{i=1}^{nN} P_i \times t_i \quad (44)$$

Como este valor es desconocido (esperado) su cálculo requiere una estimación. Conforme el método empleado en tal estimación, los valores resultantes para este indicador pueden diferir. De modo que, conjuntamente con el valor del índice, debe ser especificada con claridad la metodología empleada en el cálculo. P_i representa la potencia en el nodo i -ésimo del sistema con nN nodos, [kVA], que ha sido interrumpida por un tiempo t_i , [h]. Este valor puede (por cálculo) resultar referido a otro período (por ejemplo semestral); luego, debe ser anualizado

3.2. Caracterización del Problema

El problema de ubicación óptima de equipos sp se puede presentar en los siguientes términos: a) Es MultiObjetivo y restricto, dominado por un conjunto de incertidumbres, muchas de las cuales no son de naturaleza estocástica (por caso: demanda, precio de la energía, costos, disponibilidad/tecnología de equipos, y fundamentalmente, incertidumbres de valor sobre los objetivos y los límites fijados a las restricciones); b) Requiere de una optimización combinatoria, cuya función(es) objetivo(s) es(son) no lineal(es) y no diferenciable(s), motivo por el cual, los métodos tradicionales de optimización no proporcionan buenos resultados. En relación con el primer aspecto enunciado en el ítem **b)**, el *número de estados, NE*, del espacio de búsqueda, cuando se trata de ubicar óptimamente un conjunto de nsp equipos de seccionamiento/protección en un *alimentador radial*, con N tramos o secciones, resulta:

$$NE = \sum_{s=1}^{nsp} \binom{N}{s} = \sum_{s=1}^{nsp} \frac{N!}{s! \times (N-s)!} \quad (45)$$

3.3. Formulación del Problema

Considerando no sólo las *características reales* de un alimentador de Media Tensión (MT) *radial*, sino los



diferentes objetivos que se persiguen al optimizar la confiabilidad del sistema, el problema de la ubicación de equipos sp , adopta la formulación siguiente (integrando los indicadores de duración y frecuencia de fallas permanentes, y de fallas transitorias:

$$\text{Min } \{ C_{ENS} + \Sigma CA_{Eq} + \Sigma C_{OYM} \} \quad (46)$$

Sujeto a:

1.- [Restricciones de Confiabilidad]

$$SAIFI \leq SAIFI_{lim} \quad (47)$$

$$SAIDI \leq SAIDI_{lim} \quad (48)$$

$$MAIFI \leq MAIFI_{lim} \quad (49)$$

2.- [Restricciones Operativas de Límites en Intensidades y Tensiones]

El grupo **2.-** de restricciones, se supone, en este trabajo, satisfecho. CA_{Eq} es costo anual en equipamientos, sp , y C_{OYM} es de su operación y mantenimiento.

Cada variable tiene la interpretación dada en expresiones anteriores; C_{ENS} es el Costo, [\$], de la ENS (no unitario). Los valores límites de los Índices de Confiabilidad, son definidos por la Autoridad Regulatoria. Es frecuente observar una modelación alternativa, cuando no se dispone del costo unitario imputable a la ENS. Para ello se elimina el término C_{ENS} en la función objetivo, y se incorpora en el grupo **1.-** una restricción de la forma $ENS \leq ENS_{lim}$.

En cualquiera de estos dos enfoques, existe el problema de la valoración, monetaria, en caso de la ENS, y técnico/económica (límites aceptables), en el resto de los índices. Mucho más, si estos valores son rígidos. El problema de asignarle valor a la ENS es de sustancial importancia y poco estudiado, en general. Particularmente, nuestro país, Argentina, tiene una de las regulaciones en calidad eléctrica más avanzadas, puesto que los controles llegan a nivel cliente. Ante interrupciones del servicio, por razones imputables a la distribuidora, los usuarios damnificados percibirán una remuneración (descuentos en futuras facturaciones), por el valor de la energía interrumpida. Ahora bien: el valor asignado como C_{ENS}^u , representa el costo social de oportunidad de la no calidad de servicio? La literatura especializada no difunde evidencias al respecto, y los hechos parecerían confirmar que no. Las consideraciones que motivan la extensión de este modelo al dominio difuso, a efectos de representar las incertidumbres de valor referidas, están estrictamente vinculadas a este hecho.

3.4. Modelo de Optimización Estática

En primer lugar, procede explicar porqué a este Modelo de Optimización, sustentado en la misma variante de la

PDD presentada en los desarrollos teóricos de la primera parte del presente trabajo, se le confiere el carácter de estático. El Modelo Posibilístico de Optimización Dinámica aplicado en el Estudio de Caso 1, no resulta dinámico porque se sustente en Programación Dinámica, PD, (Difusa), sino porque las etapas para la aplicación de tal técnica (como se dijo, el problema abordado debe ser divisible en etapas), son los años de corte de una Planificación de Mediano/Corto Plazo para el SDEE, y cuyo resultado es la Trayectoria Más Satisfactoria (TMS) de evolución para el mismo, en el período considerado (Período de Control Regulatorio).

Sin embargo, en la aplicación aquí planteada, no obstante se aplique la técnica PD (Difusa), el modelado se sustenta, dada una red MT en la que los equipos sp deben ser ubicados óptimamente, bajo las siguientes consideraciones: **a)** El problema puede ser dividido en etapas. En cada una de ellas se plantea la ubicación de un equipo sp individualmente; **b)** Cada etapa, tendrá un número de estados asociados, los cuales se corresponderán con los tramos del alimentador en donde es posible instalar un equipo sp ; **c)** La función de transición entre el estado i de la etapa $k-1$ al estado j de la etapa k (dinámica hacia adelante), resultará del beneficio adicional, obtenido por instalar un equipo sp en el tramo j , habiendo instalado previamente uno en el tramo i ($i \neq j$); **d)** La particularidad de este enfoque, es que, a priori, el número de etapas, N , es desconocido. En cambio, se tienen dos características del problema que permiten definir N "dinámicamente": asumiendo funciones continuas, sin que por ello se pierda generalidad en las aseveraciones siguientes, **d-1)** La función $ENS(k) \equiv ENS(nsp)$, es decreciente (con k o nsp), siendo nsp el número de equipos sp ubicados. Por tanto, a medida que se incrementa nsp , el beneficio por disminución de la ENS será menor; **d-2)** La función de Costo en concepto de inversión y operación y mantenimiento $CA(k) \equiv CA(nsp)$, es creciente (con k o nsp). Por lo tanto, cuando por efecto de la dinámica propuesta, en términos discretos, la función de beneficio resulte en un valor menor en la transición óptima ($k-1$, k), entonces se asigna $N = k-1$ y se detiene el procedimiento. N resultará la etapa (estado único) de máximo beneficio, al cual corresponde la ubicación óptima del equipamiento sp , en la red MT bajo estudio. La política óptima, trata con una optimización espacial, no temporal, y puede reconstruirse recursivamente. Por ser espacial, el Modelo Posibilístico de Optimización será referido como Estático, al aplicar esta estrategia, operando con Conjuntos Difusos solidarios a los objetivos/restricciones, según la formulación dada por las ecuaciones (46)-(49).



En primer lugar los *índices de confiabilidad* del modelo (46)-(49), *SAIFI*, *SAIDI* y *MAIFI*, y la *ENS*, se *flexibilizan*. Es decir, se les asocia un Conjunto Difuso.

La formulación de cada Conjunto Difuso, sigue las ecuaciones (6), (7) y (8), empleadas en el Estudio de Caso 1. De modo que se requiere definir, al igual que con los criterios de optimización correspondientes al Estudio de Caso 1, v_i , $vMin$ y $vMax$. Los Componentes del Vector de Yager, asociados a cada Conjunto Difuso, se calculan por el Método Autovalor-Autovector.

Para los *índices basados en clientes* (*SAIFI*, *SAIDI* y *MAIFI*) se propone lo siguiente: **a)** Existen *valores límites*, fijados por regulación, por debajo de los cuales no se aplica penalización alguna. Entonces se adopta como *índice de mayor satisfacción*, el valor resultante de decrementar el límite impuesto, un porcentaje $pI\%$ (cualquier valor mayor que el así establecido, tendrá *aceptación máxima* también): $IMin = ILim \times (1 - pI\%/100)$; **b)** Se adopta como *índice de menor satisfacción*, cierto valor $IMax$, que surge de simular su cálculo sin instalar ningún equipo sp en el alimentador (excepto el ubicado en la salida de la subestación, pues es ajeno al problema). De modo que:

A) SAIFI:

$$v_i = SAIFI \text{ (calculado según (41))} \quad (50)$$

$$vMin = SAIFILim \times (1 - pI\%/100) \quad (51)$$

$$vMax = SAIFIMax \quad (52)$$

B) SAIDI:

$$v_i = SAIDI \text{ (calculado según (42))} \quad (53)$$

$$vMin = SAIDILim \times (1 - pI\%/100) \quad (54)$$

$$vMax = SAIDIMax \quad (55)$$

C) MAIFI:

$$v_i = MAIFI \text{ (calculado según (43))} \quad (56)$$

$$vMin = MAIFILim \times (1 - pI\%/100) \quad (57)$$

$$vMax = MAIFIMax \quad (58)$$

Para la *ENS*, $ENSMIn$ resulta de calcular la *ENS* en una *condición tal que todos los tramos del alimentador tengan instalado un equipo, no redundante, de sp*. Esta consideración sobre la $ENSMIn$ supone también una *consideración sobre el costo máximo en equipamiento*, tales que fijan una *referencia, razonable*, a la que todos los usuarios podrían aspirar. *Imponer un valor cero como $ENSMIn$ no tiene correlato razonable en el costo de inversión requerido*. La *referencia correspondiente de costo*, resultará sustancial en la definición del *costo intrínseco* de la *ENS*. $ENSMMax$ es un valor que se

establece como un porcentaje de la Demanda estimada para el Sistema de MT bajo estudio. Luego, se tiene:

E) ENS:

$$v_i = ENS \text{ (calculado según (44))} \quad (59)$$

$$vMin = ENSMin \quad (60)$$

$$vMax = ENSMax \quad (61)$$

Sea CA_{EqSP} es el costo anual [\$/año] de equipos sp . Si t_d es la *tasa de descuento anual* asociada al *costo de capital* requerido para la compra de un equipo sp , cuyo *costo* es C_{EqSP} [\$] y cuya *vida útil* es nvu , entonces el *factor de recuperación de capital*, viene dado por:

$$FRC_{EqSP} = \frac{t_d \times (1 + t_d)^{nvu}}{(1 + t_d)^{nvu} - 1} \quad (62)$$

Luego:

$$CA_{Eq} = FRC_{EqSP} \times C_{EqSP} \quad (63)$$

se adopta un porcentaje, $p\%$, del costo CA_{Eq} en concepto de *costo de operación y mantenimiento* [\$/año] del equipo sp :

$$C_{OyM} = (p\%/100) \times CA_{Eq} \quad (64)$$

Así, la *anualidad de la inversión* del equipamiento sp , [\$/año], resulta:

$$CA_{Eq} = FRC_{EqSP} \times C_{EqSP} + C_{OyM} \quad (65)$$

Entonces, para obtener la *función de pertenencia del conjunto difuso solidario al costo de inversión (anualidad) de los equipos sp*, se procede del siguiente modo: **a)** Se tiene un CA_{EqSP}^{MIN} *correspondiente a la situación en que se determina $ENSMMax$, que resultará nulo* ya que no se instala ningún equipo sp ; **b)** Se tiene un CA_{EqSP}^{MAX} *correspondiente a la situación en que se determina $ENSMIn$* ; luego:

$$v_i = CA_{EqSP} \text{ (calculado según (65), para todos } sp \text{ instalados)} \quad (66)$$

$$vMin = CA_{EqSP}^{MIN} \quad (67)$$

$$vMax = CA_{EqSP}^{MAX} \quad (68)$$

Definidas las *funciones de pertenencia solidarias* a los *índices de confiabilidad* y a la *anualidad del costo de inversión en equipos sp*, debe establecerse el *valor de la función difusa de satisfacción para cierta alternativa de ubicación de un equipo sp*. Ello requiere de un *operador de confluencia, opC*, entre tales *funciones de pertenencia*, a efectos de obtener la *decisión*



maximizante estática, tal como fuera desarrollado en la primera parte del presente trabajo. Esto es:

$$\mu_D = \mu(\text{SAIFI}) \text{ opC } \mu(\text{SAIDI}) \text{ opC } \mu(\text{MAIFI}) \text{ opC } \mu(\text{ENS}) \text{ opC } \mu(\text{CA}_{EqSP}) \quad (69)$$

A diferencia del Estudio de Caso 1, no se empleará como *opC* la *t-norma Min*, sino el Producto de Einstein. Esta opción responde a dos razones: la primera, de cierto sesgo metodológico, estriba en comprobar que cualquier operador de confluencia, *opC*, puede ser empleado en la *PDD* y no sólo el *Min*, en general utilizado. La segunda es práctica, pues a medida que van determinándose las ubicaciones óptimas de los *sp* en la red *MT* bajo estudio, por evaluación de la t_{PE} , se van obteniendo los cómputos parciales para el cálculo del Costo Intrínseco de la *ENS*, y su *valor residual*, cuya interpretación se explicará más adelante. De modo que se tiene el cálculo del Producto de Einstein y el Costo Intrínseco de la *ENS*, al igual que se presenta en el Estudio de Caso 1, mediante los siguientes pasos:

$$t_{PE}^{-1}(\text{SAIFI}, \text{SAIDI}) = \frac{\mu(\text{SAIFI}) \times \mu(\text{SAIDI})}{2 - (\mu(\text{SAIFI}) + \mu(\text{SAIDI}) - \mu(\text{SAIFI}) \times \mu(\text{SAIDI}))} \quad (70)$$

$$t_{PE}^{-2}(\text{SAIFI}, \text{SAIDI}, \text{MAIFI}) = \frac{\mu(\text{MAIFI}) \times t_{PE}^{-1}}{2 - (\mu(\text{MAIFI}) + t_{PE}^{-1} - \mu(\text{SAIFI}) \times t_{PE}^{-1})} \quad (71)$$

$$t_{PE}(\text{SAIFI}, \text{SAIDI}, \text{MAIFI}, \text{ENS}, \text{CA}_{EqSP}) = \mu_D = \frac{\mu(\text{CA}_{EqSP}) \times \mu(\text{ENS}) \times t_{PE}^{-2}}{\left\{ \begin{array}{l} 2 \times \left[2 - (\mu(\text{CA}_{EqSP}) + t_{PE}^{-2} - \mu(\text{CA}_{EqSP}) \times t_{PE}^{-2}) \right] - \\ \mu(\text{ENS}) \times \left[2 - (\mu(\text{CA}_{EqSP}) + t_{PE}^{-2} - \mu(\text{CA}_{EqSP}) \times t_{PE}^{-2}) \right] - \\ \mu(\text{CA}_{EqSP}) \times t_{PE}^{-2} + \mu(\text{ENS}) \times \mu(\text{CA}_{EqSP}) \times t_{PE}^{-2} \end{array} \right\}} \quad (72)$$

y desde aquí se obtiene, para cierto nivel de satisfacción

$$\mu_D^* : \mu(\text{CA}_{EqSP}) = \frac{\mu_D^* \times \mu(\text{ENS}) \times (2 - t_{PE}^{-2}) + 2 \times \mu_D^* \times t_{PE}^{-2} - 4 \times \mu_D^*}{\left[\mu_D^* \times t_{PE}^{-2} + \mu(\text{ENS}) \times (\mu_D^* - t_{PE}^{-2}) - 2 \times \mu_D^* \right]} \quad (73)$$

Se intenta encontrar, bajo la hipótesis $\mu_D = \mu_D^*$, una expresión que relacione los cambios diferenciales en el CA_{EqSP} cuando se producen cambios diferenciales en la *ENS*. La expresión (73) puede formularse como:

$$\mu(\text{CA}_{EqSP}) = f(\mu(\text{ENS})) \quad (74)$$

de modo que, despejando CA_{EqSP} , resulta:

$$\text{CA}_{EqSP} = \mu^{-1}_{\text{CA}_{EqSP}}(f(\mu(\text{ENS}))) \quad (75)$$

por lo que:

$$\frac{d\text{CA}_{EqSP}}{d\text{ENS}} = \left(\frac{d\mu^{-1}_{\text{CA}_{EqSP}}}{df} \right) \times \left(\frac{\partial f}{\partial \mu_{\text{ENS}}} \right) \times \left(\frac{d\mu(\text{ENS})}{d\text{ENS}} \right) \quad (76)$$

Desde (73) se tiene:

$$\frac{\partial f}{\partial \mu_{\text{ENS}}} = \frac{\left\{ \begin{array}{l} [\mu_D^* \times (2 - t_{PE}^{-2})] \times [\mu_D^* \times t_{PE}^{-2} + \mu(\text{ENS}) \times (\mu_D^* - t_{PE}^{-2}) - 2 \times \mu_D^*] - \\ (\mu_D^* - t_{PE}^{-2}) \times [\mu_D^* \times \mu(\text{ENS}) \times (2 - t_{PE}^{-2}) + 2 \times \mu_D^* \times t_{PE}^{-2} - 4 \times \mu_D^*] \end{array} \right\}}{\left[\mu_D^* \times t_{PE}^{-2} + \mu(\text{ENS}) \times (\mu_D^* - t_{PE}^{-2}) - 2 \times \mu_D^* \right]^2} \quad (77)$$

Finalmente, considerando la forma lineal ponderada exponencialmente, establecida para los Conjuntos Difusos solidarios a los criterios, se tiene:

$$\frac{d\text{CA}_{EqSP}}{d\text{ENS}} = \left(\frac{\partial f}{\partial \mu_{\text{ENS}}} \right) \times \left(\frac{P_{\mu(\text{CENS})}}{P_{\mu(\text{CA}_{EqSP})}} \right) \times \left(\frac{\text{CA}_{EqSP\text{MAX}} - \text{CA}_{EqSP\text{MIN}}}{\text{ENS}_{\text{MAX}} - \text{ENS}_{\text{MIN}}} \right) \times \mu(\text{CA}_{EqSP})^{\left(\frac{1 - P_{\mu(\text{CA}_{EqSP})}}{P_{\mu(\text{CA}_{EqSP})}} \right)} \times \mu(\text{ENS})^{\left(\frac{P_{\mu(\text{CENS})} - 1}{P_{\mu(\text{CENS})}} \right)} \quad (78)$$

La expresión (78) resulta negativa, porque $\frac{\partial f}{\partial \mu_{\text{ENS}}}$ lo

será. Tiene la forma de un *costo marginal de la ENS*. Puede interpretarse, por analogía, como el incremento de costo de la última unidad de calidad producida \equiv no calidad no producida. Si se adopta la *no calidad no producida como referencia*, entonces cambia de signo, definiéndose positivo. Por otro lado, este costo *no es fijado externamente de manera directa, sino que dependerá de la estructura datos-representación del modelo propuesto*. Se lo designará como Costo Intrínseco de la Energía No Suministrada, y su expresión será:



$$CI_{ENS}^u = \left| \frac{dCA_{EqSP}}{dENS} \right| \quad (79)$$

El beneficio que permitirá conducir la optimización, en términos del número dinámico de etapas, ND , resultará:

$$B_{ii} = P_{aati}^m \times \lambda_{ii} \times l_{ii} \times \Delta t \times CI_{ENS}^u - CA_{EqSP} \quad (80)$$

donde: P_{aati}^m es la demanda media, [kW], totalizada aguas arriba del tramo Tr_i que se interrumpiría, de no existir un sp que aisle el tramo en falla, pero sólo interrumpida durante t_m , [h], tiempo de maniobra hasta aislar el tramo correspondiente por accionamiento del sp óptimamente ubicado; λ_{ii} es la tasa de falla anual por unidad de longitud, [fallas/[km x año]], del tramo Tr_i ; l_{ii} es la longitud del alimentador aguas abajo del tramo t_i , [km]; $\Delta t = t_r - t_m$ es la diferencia entre el tiempo de reparación y el de aislamiento de la falla, [h]; CI_{ENS}^u es el Costo Intrínseco unitario de la ENS, [\$/kWh]. El beneficio se obtiene mediante la valorización de la ENS desde la potencia no interrumpida, P_{aati}^m , en el tiempo de reparación de la falla, t_r , según el costo CI_{ENS}^u . Es decir que se pondera el ahorro por no haberse interrumpido la potencia aguas arriba de Tr_i , durante el tiempo t_r , gracias a la instalación del equipo sp .

Por tanto, quien conduce realmente la PDD, es CI_{ENS}^u . CI_{ENS}^u se irá reduciendo en la medida que se vayan instalando más equipos sp . En efecto, el beneficio se revaloriza, en cada etapa k , al nuevo costo de oportunidad, $CI_{ENS}^{u(k)}$, el cual resultará menor en la medida que la energía suministrada, ante contingencias o fallas, sea mayor. Al valor del Costo Intrínseco final, $CI_{ENS}^{u(ND)}$, previo a alcanzar la condición ($k = ND$), se lo referirá como Costo Intrínseco Residual, $CI_{ENS}^{u(res)}$.

El mismo debería fijar el nivel de costo al que se valoriza la ENS en el sistema; un valor pertinente de penalización corte del suministro. Será definido como:

$$CI_{ENS}^{u(res)} = \left| \frac{dCA_{EqSP}}{dENS} \right|^{[k=ND]} \quad (81)$$

3.5. Simulación

Los resultados obtenidos de la Optimización Estática Posibilística, se presentan en la Tabla 7. Los datos del alimentador se presentan en la Figura 3. En la parte superior de cada tramo Tr_i se indica su longitud en [km]. En la inferior de cada $Sb_i \equiv CT MT/BT$, se indica el par (Potencia [kVA]; Cantidad de Clientes). Para los cálculos se ha considerado un factor de potencia de 0.95; una tasa de descuento $td = 12\%$ (vigente en el año

2000); para los equipos sp (seccionadores): costo = 10000 [\$], vida útil = 15 años; los tiempos de maniobra y reparación de la falla son, respectivamente, $t_m = 1$ [h] y $t_r = 4$ [h]; la tasa de falla por unidad de longitud y por año, se ha considerado constante, $\lambda = 0.32$ [fallas/año-km]. El sistema considerado, cuyo esquema unifilar se representa en la Figura 3, se corresponde con una salida real de una Estación Transformadora (ET), 33/13.2 [kV]. Perteneció al SDEE de San Carlos de Bariloche, con una topología del año 2000. Se observa un interruptor a la salida de la ET, indicado como I_s , existente previo a la ubicación óptima de los equipos sp .

Tabla 7. Evolución de la ENS por Etapa (colocación de un sp) k en el tramo tr_i y Costo Intrínseco CI_{ENS}^u

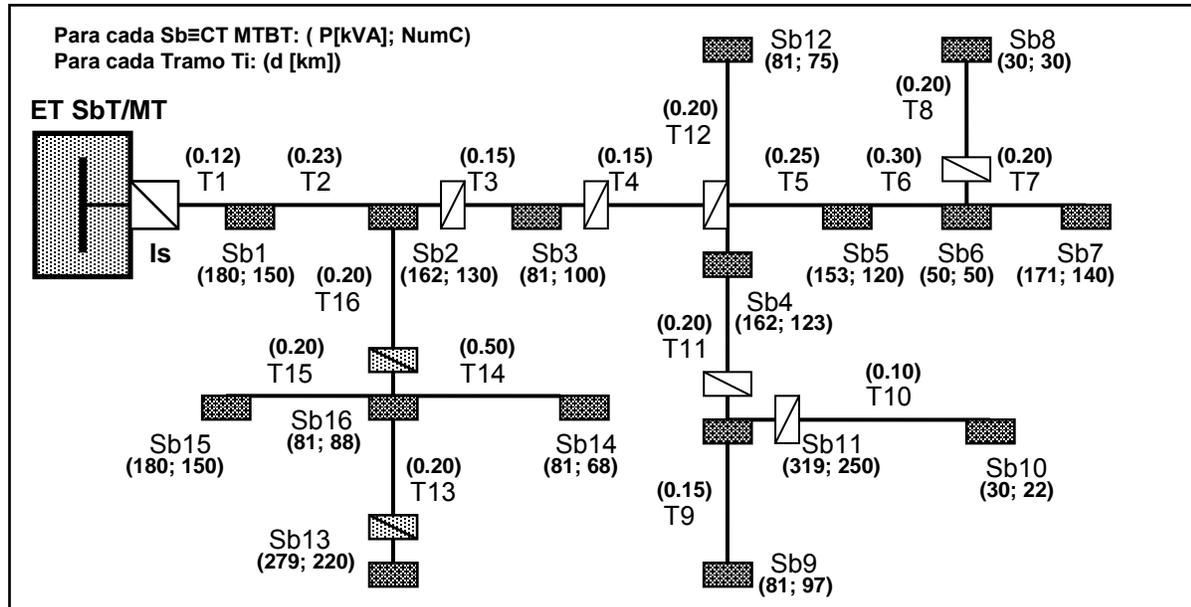
| Tr_i | [k=1] | [k=2] | [k=3] | [k=4] | [k=5] | CI_{ENS}^u |
|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| 2 | 8924 | 5997 | 4461 | 3271 | 2920 | |
| 3 | 6977 | 4925 | 4217 | 3192 | 3040 | |
| 4 | 6909 | 4961 | 4354 | 3157 | 2818 | |
| 5 | 6559 | 4801 | 3774 | 2767 | 2970 | 2.565 |
| 6 | 7248 | 5322 | 3983 | 3121 | 2986 | |
| 7 | 8695 | 6139 | 4606 | 3378 | 3015 | |
| 8 | 7588 | 4801 | 4217 | 3392 | 3028 | 1.949 |
| 9 | 9441 | 6321 | 4563 | 3346 | 2987 | |
| 10 | 9061 | 6069 | 4312 | 3192 | 2849 | |
| 11 | 7030 | 5244 | 3596 | 3247 | 2899 | 1.716 |
| 12 | 9161 | 6083 | 4326 | 3172 | 2871 | |
| 13 | 8460 | 5506 | 4456 | 3038 | 2949 | 1.605 |
| 14 | 9161 | 6083 | 4683 | 3434 | 3065 | |
| 15 | 9189 | 6111 | 4353 | 3192 | 2949 | |
| 16 | 9161 | 6456 | 4699 | 3445 | 2822 | 1.516 |

Fuente: Elaboración Propia.

Los valores de construcción para las funciones de pertenencia de los Conjuntos Difusos, resultaron: $SAIFI_{min} = 0.95$, $SAIFI_{max} = 2$; $SAIDI_{min} = 1$ [h], $SAIDI_{max} = 3$ [h]; $MAIFI_{min} = 0.45$; $MAIFI_{max} = 1$. Para la ENS, resultaron los valores límites: $ENS_{min} = 500$ [kWh/año], $ENS_{max} = 1023.17$ [kWh/año]; y para el costo de los equipos sp : $CA_{EqSPmin} = 0$, $CA_{EqSPmax} = 21000$ [\$/año]. El Vector de Yager resultó: $[VY] = (P_{\mu(SAIFI)} = 0.75$; $P_{\mu(SAIDI)} = 0.9025$; $P_{\mu(MAIFI)} = 0.885$; $P_{\mu(ENS)} = 1$; $P_{\mu(CA_{EqSP})} = 1.4625)$. El Costo Intrínseco de la ENS llega, en $k = ND = 5$, al Costo

Intrínseco Residual $CI^{u(res)}_{ENS} = 1.516$ [\$/kWh], ubicándose óptimamente 5 equipos *sp*, representados por rectángulos blancos con una línea diagonal.

FIGURA 3: Alimentador Real de MT adoptado como referencia para la Simulación



económico externamente, de dudosa concepción metodológica. Para el caso de la *ENS*, se introduce el concepto de Costo Intrínseco Residual, el cual puede orientar directamente las penalizaciones que fije la Autoridad Regulatoria, para la No Calidad del Servicio Eléctrico.

4. CONCLUSIONES

1ra) Han sido presentados dos Estudios de Caso como aplicaciones del Modelo de Optimización Posibilística para determinar el Costo Intrínseco de la Calidad Eléctrica/Ambiental de un SDEE. El Caso de Estudio 1, sigue exactamente los desarrollos teóricos presentados en la primera parte del trabajo, calculándose, para la Trayectoria Más Satisfactoria de Evolución del SDEE, el Costo Intrínseco de la Calidad Ambiental por unidad de Índice de Impacto Visual, producido por el empleo de típicos constructivos en Líneas y Centros de Transformación, fuera de los establecidos por zona en una ciudad turística muy dependiente de sus paisajes, Bariloche, Argentina. El Caso de Estudio 2, aplica una variante *estática* del Modelo de Optimización Posibilística, por tratarse la ubicación óptima de dispositivos de seccionamiento/protección, a los efectos de obtener el Costo Intrínseco de la Energía No Suministrada, aumentando la confiabilidad del SDEE.

2da) Ambas aplicaciones constituyen un novedoso enfoque, alternativo al establecimiento de un valor

3ra) El Modelo puede extenderse al cálculo *simultáneo* del Costo Intrínseco de variables cuya valoración económica no es directa o resulta altamente subjetiva.

5. REFERENCIAS

- Institute of electrical and electronics engineers - iEEE (2003): “*IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*”. Std 1366TM.
- Lakervi E., Holmes E. (1999), “*Electricity Distribution Network Design*”. IEE Power Engineering Series 21, 2nd Edition, London, United Kingdom.
- Saaty T. (1977): “*A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures*”. Journal of Mathematical Psychology, 15, 234-281.
- Schweickardt G., Miranda V. (2007): “*Un modelo de Planificación y Control orientado a la Adaptación Económica de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*”. Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, 28, 30-49.
- Yager R. (1977): “*Multiple Objective Decision Making using Fuzzy Sets*”. Intl. J. Man-Machine Studies. 9, 53-64.