

DESARROLLO DE METODOLOGÍA PARA LA COMPARACIÓN DE OBRAS BASADOS EN CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

Tutor: Ulises Manassero

Autores: Juan P. Fernández, Emmanuel Sangoi, Irene Steinmann, Rodrigo Furlani
UTN, FRSF, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE),
Lavaise 610, Santa Fe, Argentina. Tel: +54-342-4601579, ulisesmanassero@hotmail.com

Resumen: Con un crecimiento promedio estimado de la demanda de electricidad a nivel nacional del 5%, la planificación de la expansión de las redes de transmisión resulta esencial para garantizar el abastecimiento futuro de la demanda. En el presente trabajo se proponen alternativas de obras para mejorar la calidad del producto y calidad de servicio de la red de transmisión en 132 kV que abastece la provincia de Formosa. Se efectúa el modelado eléctrico de la red en estudio y se simulan flujos de carga para escenarios de valle, resto y pico de demanda, a fines de evaluar los parámetros eléctricos para las distintas condiciones de operación de la red. Finalmente, se establecen un conjunto de indicadores técnico-económicos con motivo de realizar un análisis comparativo de las alternativas de obra propuestas y determinar un orden de prioridad de ingreso en servicio de las mismas. Los resultados obtenidos evidencian que los indicadores propuestos constituyen una herramienta útil para comparar el desempeño relativo de diferentes alternativas de obras que compiten para ingresar en el sistema, evaluar su impacto en la red y finalmente decidir cuál es la más conveniente para su ejecución temprana.

Palabras clave: Planificación, Cargabilidad, Energía no Suministrada, Generación Distribuida

INTRODUCCIÓN

En un sistema de potencia, las redes de transmisión juegan un papel fundamental al brindar acceso a todos los participantes en un mercado competitivo de suministro y entrega de energía eléctrica.

Un sistema de transmisión más robusto atraería a licitadores competitivos y eliminaría los focos de mercado en los que los generadores dominantes pueden ejercer poder de mercado debido a las restricciones de transmisión- Por lo tanto, se requieren procedimientos para desarrollar una red de transmisión que mejore la eficiencia de un mercado competitivo.

La planificación de la transmisión aborda el problema de ampliar y fortalecer una red de transmisión existente para atender al creciente mercado de la electricidad de manera óptima, sujeto a una serie de limitaciones económicas y técnicas [1]. Por lo tanto, a partir de una base de datos sobre la estructura de la red y las características del mercado, la planificación de la expansión de la red de transmisión consiste en encontrar la mejor opción, desde el punto de vista técnico y económico, en términos de los patrones de expansión de la red, a partir de un conjunto de obras candidatas [2]. Tradicionalmente, la planificación de la expansión de la red de transmisión se ha realizado bajo un servicio público integrado verticalmente y se basaba en la minimización del costo total de suministro de energía, con un nivel de certeza de confiabilidad. En los sistemas de energía desregulados, que gestionan la generación y la transmisión por separado, las redes de transmisión desempeñan un papel fundamental al brindar acceso a todos los participantes en un mercado competitivo de suministro y entrega de energía eléctrica.

En las primeras etapas de crecimiento rápido de la carga, la prioridad es construir la infraestructura suficiente para incrementar la capacidad del sistema con el objetivo de satisfacer las demandas. En una segunda etapa, con una red eléctrica de base ya conformada y con el abastecimiento de las cargas, la seguridad de la oferta de energía eléctrica se convierte en un factor crítico. Una vez que el sistema se encuentra consolidado, la atención se centra en la optimización en términos de suministro de calidad y eficiencia [3].

En este aspecto, la expansión de la red requiere de un análisis del balance entre capacidad, disponibilidad, calidad y costos con su nivel de impacto en el sistema [4].

Los aspectos involucrados en la planificación incluyen la proyección de las demandas de los consumidores, la construcción y/o ampliación de estaciones transformadoras (ETs), la selección de la mejor ubicación y potencia de éstas y el diseño de la traza de los electroductos de alta tensión para vincular dichas ETs a los centros de consumo y/o generación de energía eléctrica.

En general, se trata de un problema bastante complejo debido, entre otras razones, a que existe una gran cantidad de variables y restricciones y por ello la mayoría de las compañías de energía identifican como aspectos principales a considerar en la planificación de una red a los siguientes [5]:

- Pronóstico del crecimiento de la demanda
- Estudios de confiabilidad
- Análisis de flujos de potencia en estado estacionario

Frente a esta problemática, en este trabajo, se estudian diferentes alternativas de obras de infraestructura eléctrica de alta y extra-alta tensión para mejorar la calidad del producto y calidad de servicio de la red de transmisión de 132 kV que abastece la provincia de Formosa.

En el sistema eléctrico propuesto se analizan los diversos aspectos involucrados en la proyección de nuevas obras, entre ellas, el crecimiento tendencial de las demandas, las condiciones de operación de la red frente a contingencias simples (energía no suministrada), el producto técnico (principalmente niveles de tensión), el costo de inversión de cada una de las obras que compiten y los estados de carga del equipamiento eléctrico de la red (transformadores y líneas aéreas) y los costos de operación para cada caso, según la valorización económica de las penalizaciones por energía no suministrada (ENS) en condiciones de red normal y de emergencia.

Finalmente, se propone una metodología de priorización de ingreso de obras, en función a un análisis comparativo de los resultados presentados por un conjunto de indicadores de planificación técnicos y económicos propuestos.

METODOLOGÍA

Descripción de la red de transmisión de estudio

La provincia de Formosa posee un Sistema de Interconexión Provincial (SIP) de alta tensión (AT) conformado por líneas aéreas de AT (LAT) de 132 kV cuyas trazas aproximadas se observan en la imagen satelital de la Figura 1.

La red se encuentra vinculada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 500 kV a través de la Estación Transformadora (ET) Gran Formosa (GFO) 500/132 kV con una potencia de transformación instalada de 450 [MVA], conformada por los transformadores TF1 de 300 [MVA] y TF2 de 150 [MVA]. Cabe destacar que el TF2 oficia como “reserva fría” para suplir parcialmente la demanda abastecida por el TF1, en caso de falla. Para escenarios de demanda de pico, el SIP alcanza niveles de demanda cercanos a los 350 MVA, para lo cual dicho nodo de interconexión suministra aproximadamente el 85% de la potencia demandada, siendo el resto provisto por la generación distribuida (GD) vinculada a barras de 33 y 13,2 kV de las ETs de 132/33/13,2 kV pertenecientes al SIP. En términos globales, la potencia de GD instalada es del orden de los 85 MW, compuesta íntegramente por motogeneradores diesel, que, si bien tienen una rápida puesta en marcha y entrega de plena potencia, presentan una baja eficiencia y los niveles de contaminación ambiental más elevados, además de brindar un nivel de disponibilidad bajo.

Las redes de 132 kV del SIP presentan un subsistema de tipo anillado conformado por las ETs Gran Formosa-Pirané-Ibarreta-Güemes-Laguna Blanca-Clorinda (longitud de 580 km), además existe un corredor radial de gran longitud conformado por las ETs Ibarreta-Las Lomitas-Ing. Juárez (longitud de 254 km) y dos corredores de topología anillada con participación de LAT de la red de transmisión de la provincia de Chaco (corredor Pirané-Colorado-San Martín de 110 km de longitud y corredor Formosa III-Mansilla-La Leonesa de 110 km de longitud).

Por último, con respecto a la demanda, el SIP posee un total de 13 ETs con demandas conectadas en sus barras de media tensión (MT) de 33 y 13,2 kV, concentrándose casi el 50% de la carga total en las ETs Metropolitanas de la Ciudad de Formosa, denominadas Formosa A y Formosa II.



Figura 1. Imagen satelital con identificación de las trazas de las LAT de 132 kV que conforman el SIP de la Provincia de Formosa

Consideraciones generales adoptadas para las simulaciones.

Para el modelado y las condiciones de operación admisibles de la red de subtransmisión, se adoptaron los siguientes supuestos:

- Adopción de los niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los Procedimientos de CAMMESA [6].
- Se adopta como límite de capacidad de transmisión de potencia de las LAT al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- Se definen cuatro escenarios de demanda de estudio a partir de la curva de probabilidad de demanda acumulada anual del SIP, correspondiente a registros de potencia instantánea con intervalos de medición de una hora (ver Figura 2):
 - Pico: incluye los valores por encima del percentil 95.
 - Subpico: incluye los valores que se ubican entre el percentil 50 y por debajo del percentil 95.
 - Resto: incluye los valores que se ubican entre el percentil 30 y por debajo del percentil 50.
 - Valle: incluye los valores por debajo del percentil 30.

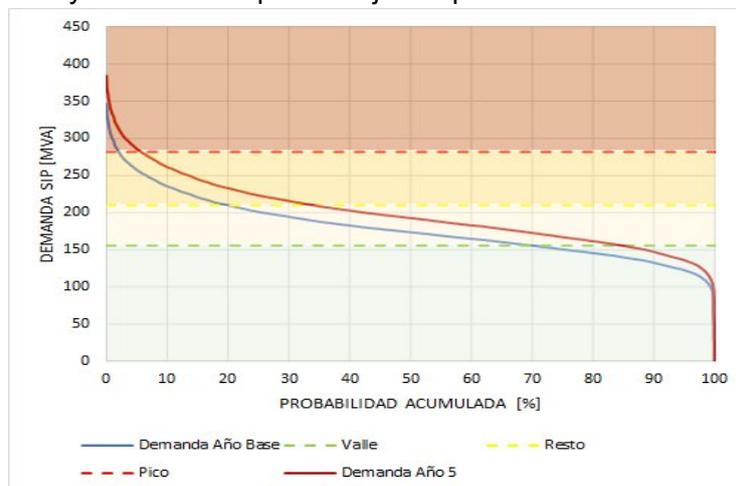


Figura 2. Probabilidad de demanda acumulada anual del SIP con identificación de los escenarios de demanda definidos en el estudio

- El límite admisible de condiciones normales de operación de transformadores de potencia (132/33/13,2 kV y 500/132 kV) corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- El análisis de valorización económica de las diferentes alternativas de obra se realiza para un período de 5 años, contemplando una tasa de interés del 10%.
- La tasa de crecimiento interanual de la demanda del SIP de Formosa es 2,13%, valor adoptado en el estudio y considerado constante para el período de análisis.

Descripción del procedimiento de análisis

La metodología implementada para el análisis del conjunto de obras propuestas y su nivel de prioridad de acceso en la red de estudio se muestra en el flujograma de la Figura 3.

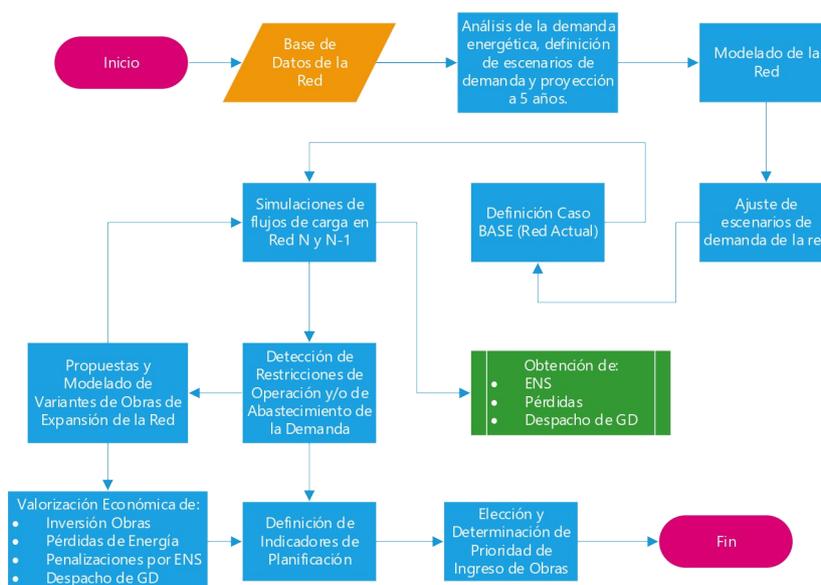


Figura 3. Flujograma de la metodología propuesta para definición y determinación de la prioridad de acceso a la red de obras de transmisión.

Modelado de la red de Subtransmisión de Formosa y análisis del estado actual.

En una primera etapa, se realizó el modelado eléctrico de la red de transmisión 132 kV que conforma el SIP de la provincia de Formosa, el cual se muestra en la Figura 4. Para los análisis de operación de la red en condición normal (red N) y de emergencia (red N-1), se ajustaron los escenarios de demanda definidos a partir de la Figura 2.

Por lo general, las demandas de MT abastecidas en 13,2 y/o 33 kV por las ETs de 132/33/13,2 kV se modelan concentradas como una única demanda en la barra de 132 kV de la ET. En cambio, para aquellas ETs que tienen GD vinculada en barras de MT, se modelan los transformadores de potencia existentes y las demandas distribuidas en barras de 13,2 y 33 kV, según la configuración habitual de operación de dicha ET.

A partir del modelo Base se realizaron sucesivas simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario para condiciones de red N y condiciones de red N-1, escalando la demanda.

Para situaciones de demanda pico, actualmente el SIP de Formosa presenta niveles de tensión por debajo de los mínimos admisibles en el corredor norte que involucra las ETs Clorinda-Laguna Blanca-Güemes-Espinillo (ver Figura 5), lo cual indica una nula capacidad remanente del sistema. Por otra parte, respecto a la cargabilidad de LATs, los valores más exigentes alcanzan niveles del orden al 80% y se presentan en LATs vinculadas a la ET Gran Formosa de 500/132 kV que transportan grandes volúmenes de energía desde el SADI hacia el SIP de Formosa (ver Figura 6).

En función al perfil de carga anual del SIP de Formosa, para los modelos eléctricos ajustados de demanda, se determinan los módulos de GD requeridos y/o los niveles de ENS originados. Entonces, para el período de análisis de 5 años, en la Figura 7 se presentan los resultados de la evolución anual de requerimientos proyectados de aporte de energía de la GD existente y los niveles de ENS originados, donde se advierte que los requerimientos de GD crecen alrededor de 3 veces desde el año cero al año 5, mientras que los volúmenes de ENS se disparan en una relación de 28 veces para el mismo período de análisis.

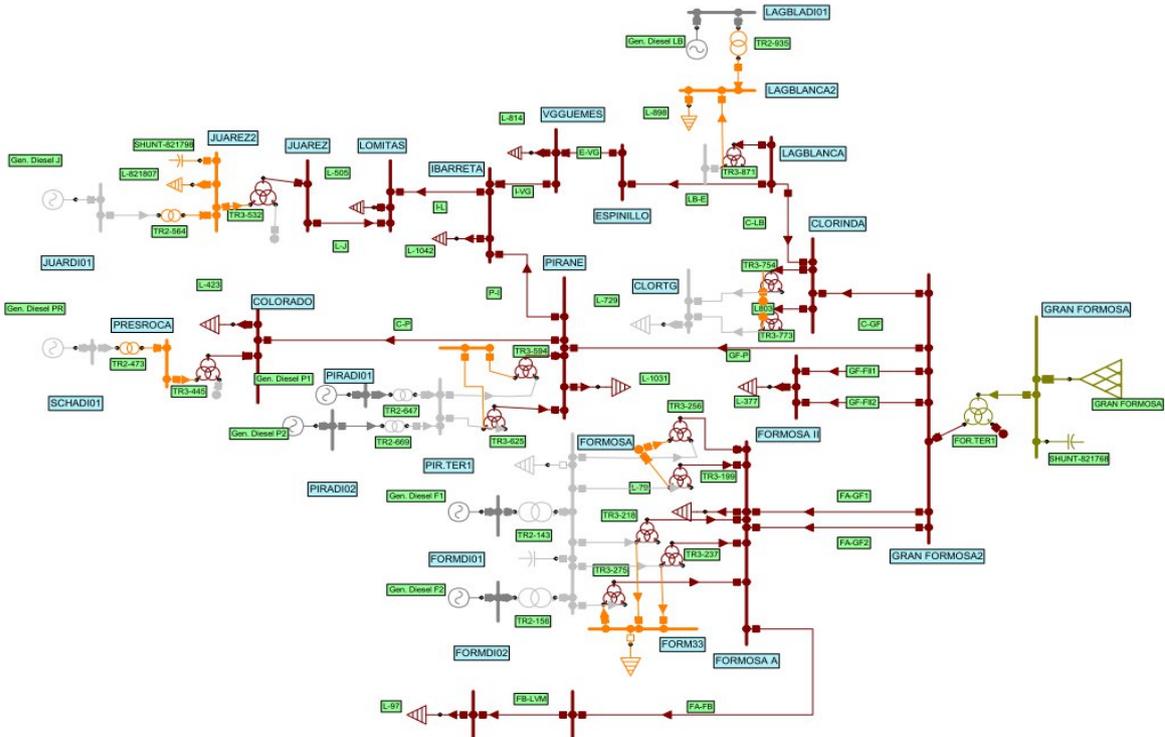


Figura 4. Modelo de la red de transmisión de 132 del SIP de la provincia de Formosa

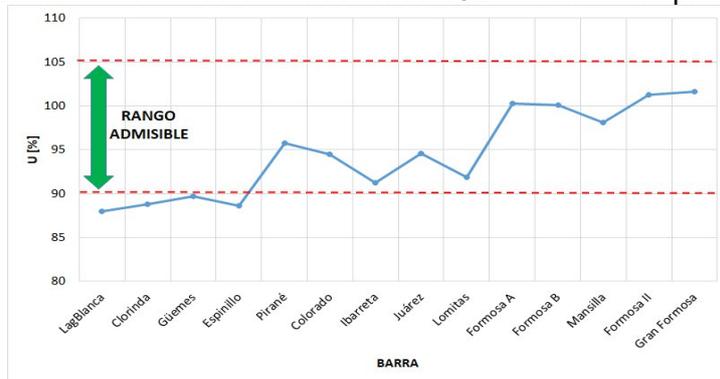


Figura 5. Perfiles de tensión de barras de 132 kV para caso Base y escenario de demanda pico

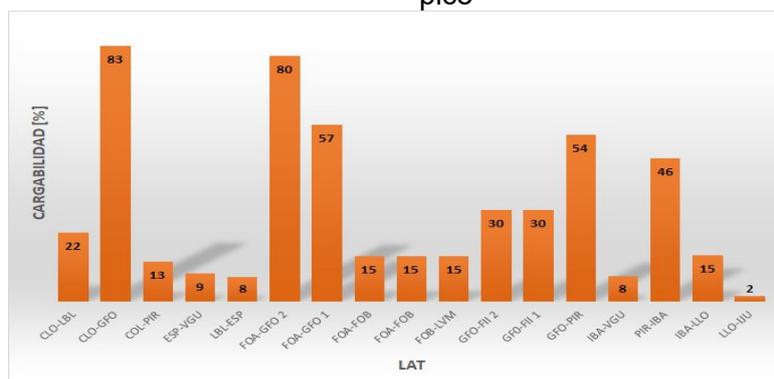


Figura 6. Cargabilidad de LATs del SIP de Formosa para caso Base y pico de demanda

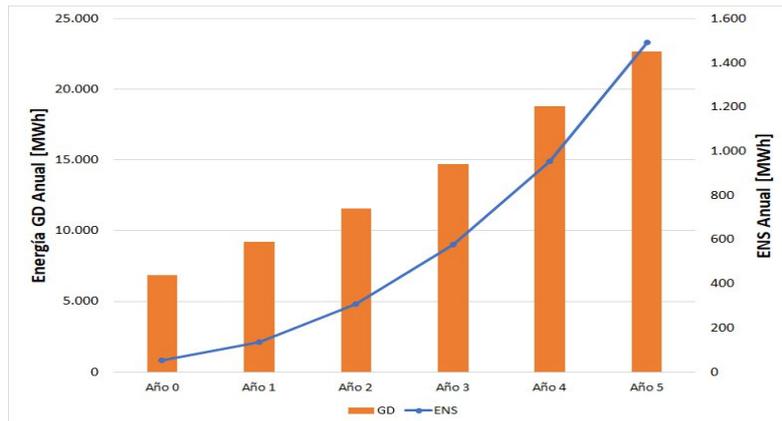


Figura 7. Evolución de la energía anual aportada por GD y ENS originada para el caso base

Alternativas de obras propuestas para el SIP de Formosa

Las obras propuestas para mejorar la calidad del producto técnico del SIP y garantizar el abastecimiento de la demanda en el corto y mediano plazo involucran nuevas líneas de 132 kV y ampliación de potencia de ETs. Las posibles soluciones propuestas se detallan a continuación

- Obra 1: LAT 132 kV Gran Formosa – Laguna Blanca (GFO-LAB) de 120 km de longitud y conductor de sección 300/50 Al/Ac
- Obra 2: LAT 132 kV Espinillo – Pirané (ESP-PIR) de 100 km de longitud y conductor de sección 300/50 Al/Ac
- Obra 3: LAT 132 kV Gran Formosa – Pirané 2 (GFO-PIR 2) de 96 km de longitud y conductor de sección 300/50 Al/Ac
- Obra 4: Repotenciación ET GFO 500/132 kV, que incluye la instalación de un segundo transformador 500/132 kV de 150 MVA.

En la Figura 8 se muestra la imagen satelital con identificación de las trazas de las obras propuestas y en la Figura 9, el modelo eléctrico de la red de estudio con el agregado de las mismas.



Figura 8. Imagen satelital con identificación de las obras propuestas para el SIP de la Provincia de Formosa

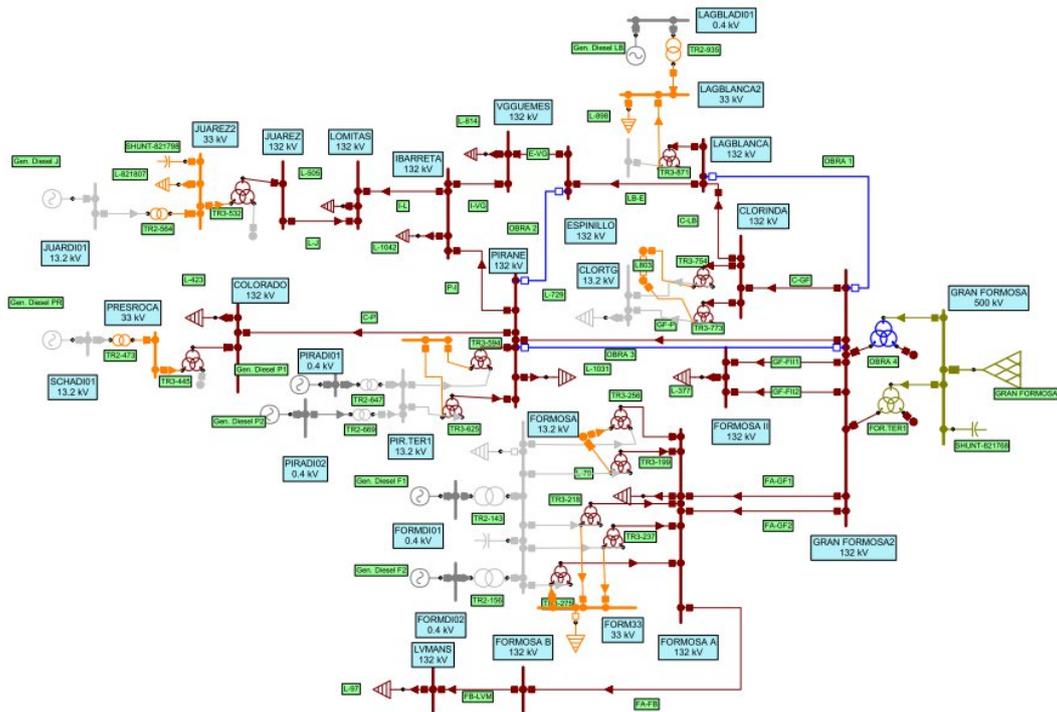


Figura 9. Modelo de la red de transmisión de 132 del SIP de la provincia de Formosa con identificación de las alternativas de obras propuestas

RESULTADOS

Para cada alternativa de obra se llevaron a cabo simulaciones de flujo de carga en estado estacionario para red en condiciones de operación tanto normales (red N) como de emergencia (red N-1). A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los indicadores técnicos y económicos definidos.

Promedio de tensión en barras para el período de estudio (U_{prom}).

A los fines de la evaluación de la calidad del producto técnico, solo se consideraron aquellos nodos del corredor donde se encuentra directamente vinculadas las demandas. Según los resultados presentados en la Figura 10 para el año 1, la Obra 1 (LAT GFO-LAB) es aquella que logra los mejores niveles de tensión en todas las barras del SIP. Por otra parte, se define como indicador técnico de comparación de obras a los valores promedio de tensión de todas las barras del SIP, para el período de estudio. Se asume como mejor alternativa, aquella que logre un valor más elevado, dado que, al tratarse de una red con déficits de reactivo y bajas potencias de cortocircuito, es necesario mejorar los perfiles de tensión. En la tabla 1 se muestran los valores promedio de tensión, donde queda en evidencia las ventajas de la Obra 1, con respecto al resto de las alternativas.

Tabla 1. Promedio de tensión de barras de 132 kV para caso Base y alternativas de obra.

ALTERNATIVA	TENSIÓN PROMEDIO [%]
BASE	92,04
OBRA 1	97,89
OBRA 2	94,03
OBRA 3	94,78
OBRA 4	95,54

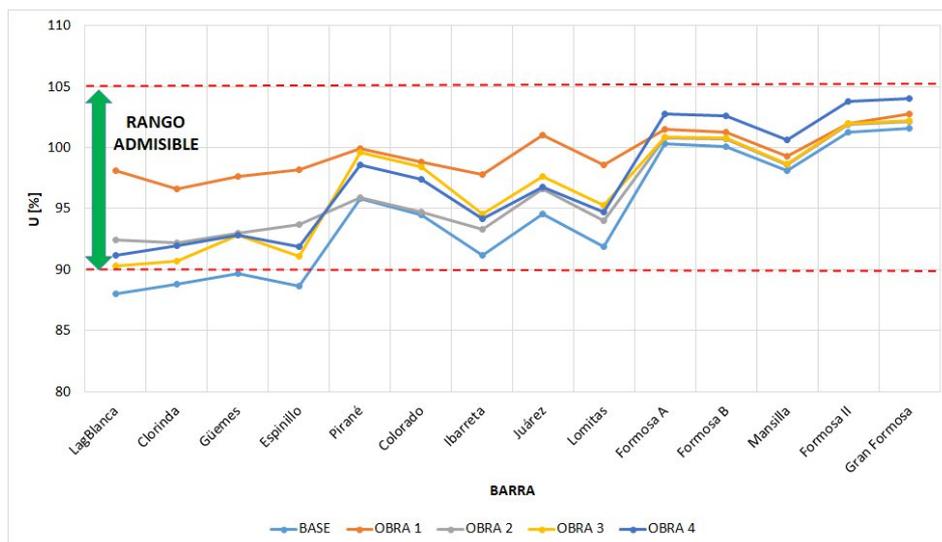


Figura 10. Perfiles de tensión de barras de 132 kV para caso Base y alternativas de obra. Escenario de demanda pico de Año 1

Nivel medio de carga de transformador de ET Gran Formosa ($TF_{RATE-PROM}$).

Las simulaciones de los flujos de carga en estado estacionario para las diferentes obras analizadas arrojan, entre sus resultados, los estados de carga de las LAT y transformadores de potencia que conforman el SIP de Formosa. Los niveles de carga de las LATs no constituyen una restricción al abastecimiento de la demanda del sistema; en cambio, el transformador TF1 de la ET GFO alcanza valores de carga del orden al 92% de su capacidad nominal para Caso Base y escenario de pico de demanda. Por lo tanto, se define como indicador técnico de performance de comparación de obras a la cargabilidad promedio para el período de análisis de los transformadores de la ET GFO. Los valores obtenidos y presentados en la Figura 11 dejan entrever que la Obra 4 (instalación del TF2 en ET GFO de 150 MVA) es la única obra que constituye un alivio efectivo de carga de la ET GFO.



Figura 11. Cargabilidad promedio del transformador 500/132 kV 132 kV para caso Base y alternativas de obra. Escenario de demanda pico de Año 1

Energía no suministrada (ENS)

Para el período de análisis, se obtiene la ENS originada para cada alternativa de obra. Por una parte, la ENS en red N se produce debido a sobrecargas en elementos del SIP (LAT y transformadores) o subtensiones en nodos, para escenarios de demanda exigentes, lo cual denota las restricciones de la infraestructura de la red existente para abastecer la demanda.

Luego, en el caso de la red en condiciones de emergencia (N-1), ante la detección de condiciones de operación de la red por fuera de los niveles admisibles, en caso de que las posibles configuraciones de post-falla posibles de ejecutar en la red no alcancen normalizar la operación, se procede a la desconexión de demanda, hasta alcanzar nuevamente niveles de operación normales, obteniendo finalmente los valores de DNA total por contingencia, para un escenario de demanda determinado. Por otra parte, el tiempo total asignado de indisponibilidad del elemento fallado (línea o transformador) en cada contingencia, se obtiene en función a los indicadores de confiabilidad (frecuencia y duración de las fallas) obtenidos de análisis de benchmarking. Los valores adoptados en el estudio son los siguientes:

- Transformador 500/132 kV: 0,1 fallas por año con una duración de 300 hs por falla
- Línea de 132 kV en topología mallada: 5 fallas cada 100 km por año y 5 hs de duración por falla.
- Línea de 132 kV en topología radial: 10 fallas cada 100 km por año y 10 hs de duración por falla.

Los valores de ENS de red N se calculan a partir de los resultados obtenidos de DNA y tiempos asociados del estado de carga exigente para red, y los valores de ENS para red N-1 se obtienen con los valores calculados de DNA y los tiempos establecidos de reposición del servicio por falla. Luego, la ENS total para el período de análisis, se obtiene de la suma de la ENS de red N y ENS de red N-1, cuyo resultado se muestra en la Figura 12.

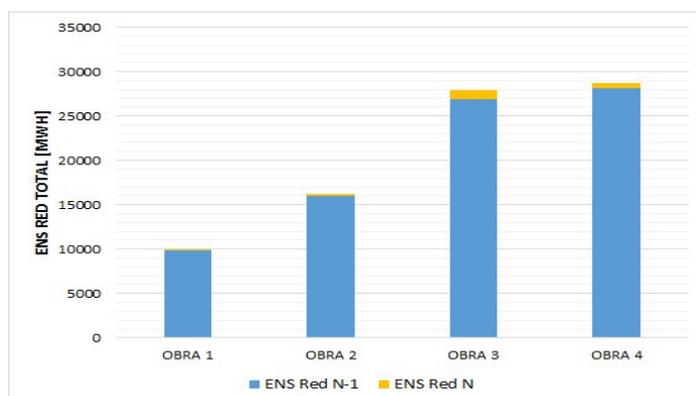


Figura 12. ENS Total para cada alternativa de obra

Se observa que la ENS en red N, representa un valor despreciable, frente a los niveles de ENS originados por fallas simples, dejando entrever las falencias de calidad de servicio del SIP. De las 4 alternativas de obra, se destaca la Obra 1 con valores totales de ENS muy por debajo de los obtenidos con el resto de las Obras.

Inversión específica

Al incrementarse la demanda del SIP se presentan diversas restricciones para todas las alternativas de obra. La Obra 1 tiene como restricción sobrecarga en el TF1 de ET GFO, mientras que el resto de las obras presentan como limitante el nivel de tensión por debajo del mínimo admisible en el nodo Laguna Blanca.

La capacidad remanente y horizonte de crecimiento del SIP se presenta en la Figura 13, donde se muestra que la Obra 1 se destaca como aquella que logra una capacidad remanente de 30 MVA en el sistema, equivalente entre 2 y 8 veces la obtenida con el resto de las obras propuestas.

Dado que las Obras 1 y 4 destacan como aquellas con mayor capacidad remanente, como estudio adicional, se simula el ingreso en servicio de ambas, siendo el resultado un aumento significativo del orden de 3 veces en la capacidad remanente del SIP, con respecto a la alternativa individual de Obra de mayor valor. En este caso, la restricción al crecimiento de la red se debe a la violación del límite inferior de tensión en el nodo Las Lomitas.

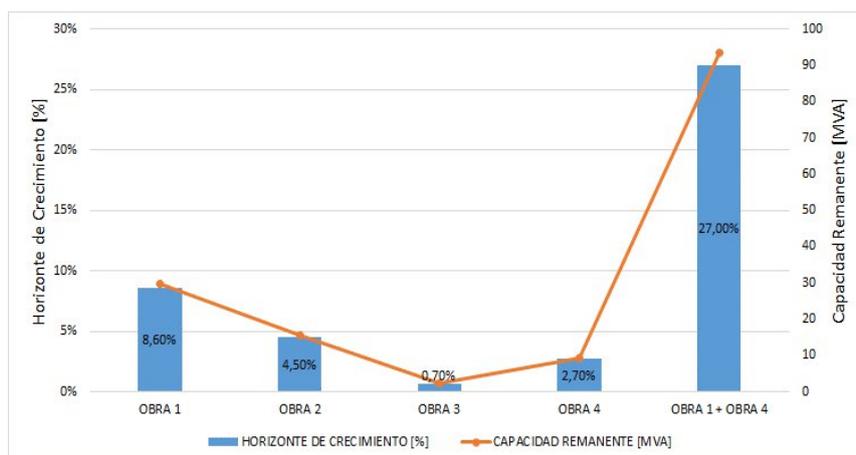


Figura 13. Horizonte de crecimiento y capacidad remanente del SIP para el ingreso en servicio de cada una de las obras propuestas

En función a costos de referencia de obras de infraestructura eléctrica de AT, se calculan los costos estimados de inversión de cada una de las alternativas de obra, y luego se calcula la inversión específica (IE) que expresa el costo para incrementar en 1 MVA la capacidad remanente del sistema, a partir de la construcción de una obra determinada. La obra más ventajosa resulta entonces aquella que presenta el menor valor de IE.

Los resultados presentados en la Figura 14 muestran que las Obras 1, 2 y 3 relacionadas con la construcción de una LAT de similares características, mantienen costos de inversión que oscilan en un rango de 20 a 25 millones de dólares (MUSD), siendo la Obra 4 unas 3 veces más económica aproximadamente. Respecto al IE, nuevamente se evidencia una marcada ventaja de las Obras 1 y 4, que presentan valores muy similares, que resultan entre 1,5 y 10 veces inferiores al del resto de las obras. Por último, con referencia a las mejores opciones de Obras individuales, la combinación de las Obras 1 y 4 muestran una reducción apreciable cercana al 50% del IE.

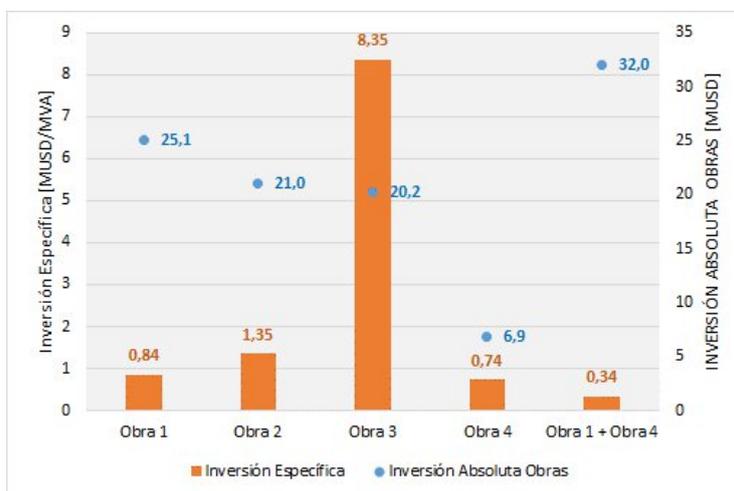


Figura 14. Inversión específica de las alternativas de obra propuestas

Relación VAN/INV

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer la ganancia o pérdida económica neta con esa inversión. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos. Se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Ya que calculando el VAN de distintas inversiones se conoce con cuál de ellas obtendrá una mayor ganancia.

A partir de los indicadores de VAN e inversión obtenidos para cada OBRA, posteriormente se calcula el indicador VAN/I. Este indicador expresa la utilidad neta obtenida en el período de análisis con relación al monto de inversión efectivizado, en otras palabras, los USD obtenidos por cada USD invertido.

Para la confección del flujo de caja de cada obra se especifican los Egresos e Ingresos de cada Obra. En el caso de los egresos, incluyen inversión requerida para concretar la obra, compra de energía incremental a la red de transporte (CAMMESA), amortización de la nueva infraestructura eléctrica y gastos de financiación de la Obra (si correspondiera). Por otra parte, los ingresos del proyecto involucran las multas -"hipotéticas"- por ENS evitadas, en condiciones de operación normal (red N) y de emergencia (red N-1), ahorro de compra de energía provista por la GD, a causa de su despacho forzado (principalmente para funciones de control de tensión y operación en isla) y el valor residual de las nuevas instalaciones hacia el final de la vida útil de la OBRA.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 15, destacándose la Obra 4, con una relación VAN/I mayor al del resto de las alternativas.

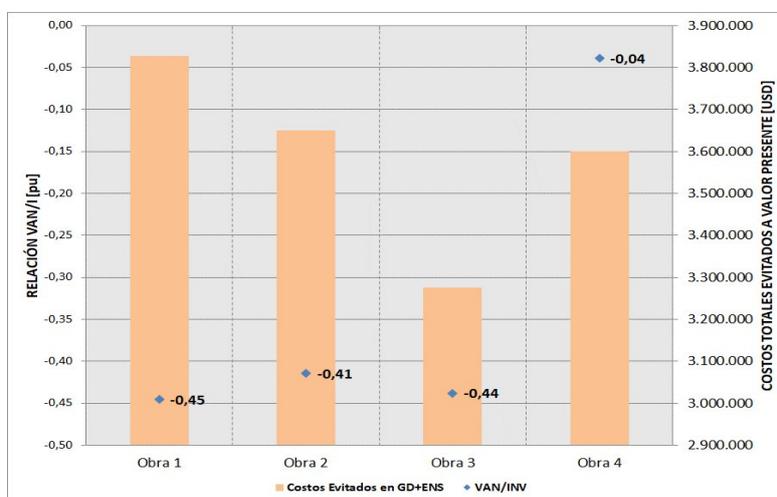


Figura 15. Relación VAN/I y costos evitados de las alternativas de obra propuestas

Es dable aclarar que, para todas las alternativas, el VAN calculado resulta negativo como consecuencia de adoptar un período de análisis de solo 5 años, que si bien resulta escaso en análisis de rentabilidad de proyectos de esta envergadura, es suficiente para establecer un indicador de performance económica a utilizarse para análisis comparativos de alternativas de obras.

Por otra parte, la Obra 1 se destaca por obtener los mayores ahorros por penalizaciones de ENS y compra de energía a GD con respecto al caso Base y, además, presenta un valor de ahorro entre un 5-15% con respecto al resto de alternativas de Obra.

DISCUSIÓN

La elección de la obra más conveniente a realizar en el corredor radial se efectuó de acuerdo a un análisis comparativo de los cuatro indicadores de planificación desarrollados anteriormente. En la tabla 2, se presentan los indicadores de planificación obtenidos para cada una de las alternativas de obra evaluadas; destacándose en color verde las obras que poseen la mejor performance para cada uno de los indicadores.

El resultado de este análisis comparativo posiciona a la Obra 4 (instalación del TF 2 en ET GFO) como aquella que produce los mejores resultados de costo-beneficio para la red, y presenta las siguientes ventajas:

- Menor valor de inversión específica, lo que indica un menor costo de inversión para incrementar la capacidad remanente del SIP.

- Alivio de carga efectivo del TF1 de ET GFO, que constituye el elemento con mayor nivel de cargabilidad en la actualidad.
- Mejor tasa de rentabilidad del proyecto.

El análisis de los indicadores de planificación propuestos refleja que las Obras 2 y 3 no presentan ninguna ventaja relativa por sobre el resto de las obras; en cambio, la Obra 1 destaca como la opción más conveniente en términos de mejora de los perfiles de tensión de la red y reducción de los niveles de ENS. Por lo tanto, respaldando el incremento apreciable de capacidad de potencia remanente del SIP que brinda el ingreso en servicio conjunto de las obras 1 y 4, como plan de expansión de la red en estudio, se selecciona la Obra 4 como prioritaria y luego la Obra 1 como complementaria y necesaria para ejecutar en una segunda etapa.

Tabla 2. Indicadores de planificación para las obras analizadas

INDICADOR	ALTERNATIVA			
	OBRA 1	OBRA 2	OBRA 3	OBRA 4
Uprom [%]	0,979	0,940	0,948	0,955
IE [MUSD/MVA]	0,84	1,35	8,35	0,73
TF _{RATE-PROM} [%]	95,3	98,9	98,4	48,7
ENS Total [GVAh]	9,9	16,2	27,9	28,6
VAN/I	-0,45	-0,41	-0,44	-0,04
N° VENTAJAS	2	0	0	3

CONCLUSIONES

En este trabajo se han estudiado los inconvenientes habituales que presentan los sistemas de transmisión con una topología mayormente radial de gran extensión, que conllevan a importantes problemas de regulación de tensión y requieren como medida de corto plazo la instalación de generación distribuida para controlar tensión. Las mejoras de estas redes requieren de una o varias obras de alta o extra-alta tensión para alcanzar condiciones satisfactorias de operación, tales que permitan mejorar la confiabilidad del sistema y asegurar el abastecimiento de la demanda de mediano y largo plazo, para favorecer y promover el desarrollo en la región.

En este sentido, los indicadores de planificación propuestos en este trabajo reflejan y combinan variables técnicas y económicas relacionadas principalmente con el impacto de la nueva obra en la performance de operación del sistema eléctrico donde se inserta la misma. Los resultados obtenidos evidencian que los indicadores propuestos constituyen una herramienta útil para comparar el desempeño relativo de diferentes alternativas de obras que compiten para ingresar en el sistema, evaluar su impacto en la red y finalmente decidir cuál es la más conveniente para su ejecución temprana.

REFERENCIAS

- [1] R. and D. J. Hill (2003). "A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 1, pp. 374-380, doi: 10.1109/TPWRS.2002.807083.
- [2] Q. Yu, J. Guo and X. Duan (2007). "Elasticity modeling for transmission network expansion planning in deregulated power system". 42nd International Universities Power Engineering Conference, Brighton, UK, pp. 57-61, doi: 10.1109/UPEC.2007.4468920.
- [3] O. Burke, S. Hunt, y W. Phang (2005). "A planning approach for urban distribution networks in Bahrain". *ESB International, Stephen Court, 18-21 St Stephen's Green, Dublin 2, Ireland.
- [4] D. Audring, M. Hable, E. Lerch y K. Schilling (2009). "Greenfield Planning of Modern Metropolises". IEEE Power Tech Conference, Paper 090310.
- [5] I. Ferguson y C. Carter Brown (2003). "Development of network planning standards for use by Eskom Distribution". 17th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Pp: 1-5.
- [6] CAMMESA (2012). Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista. Pp: 1-12.