

1.1 ÍNDICES DE FALLA Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR EL SIP

En este trabajo se realizó un estudio de las fallas que presentó el SIP en 132kV desde el año 2001 hasta el 2012. Estos datos son suministrados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). La Fig. 2 muestra el índice total de fallas por año considerando los diferentes tramos de LT del SIP donde se destaca el aumento del número de fallas en los tres últimos años.

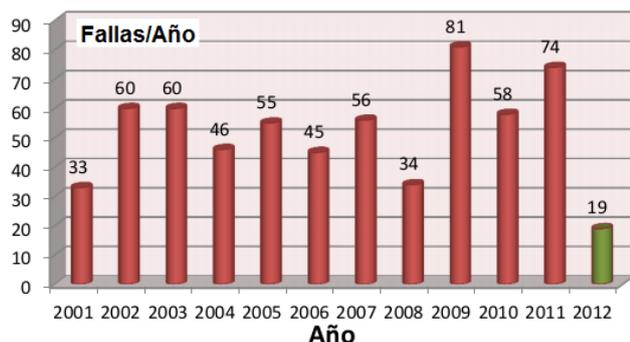


Fig. 2: Histograma de fallas hasta Mayo de 2012.

Según registros de CAMMESA, la Energía no Suministrada (ENS) en MW-hr entre 2001 y 2012 se presenta en el histograma de la Fig. 3 donde se observa un aumento significativo de ENS a lo largo del período en estudio. Para el cálculo de la ENS se considera como falla a la interrupción de energía mayor a 3 minutos.

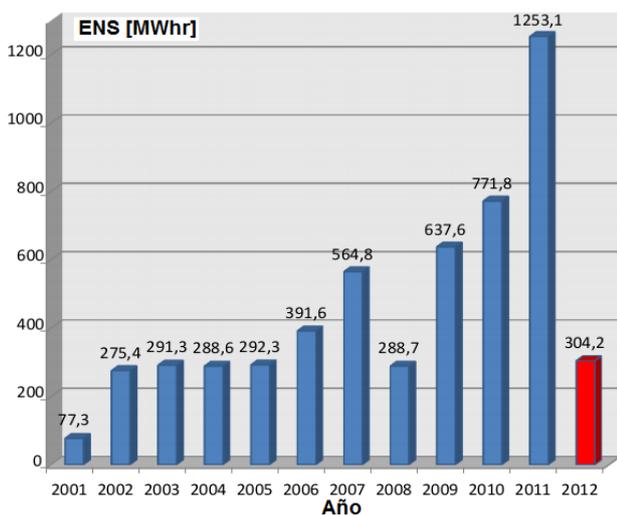


Fig. 3: Histograma de ENS desde 2001 hasta 2012.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL SIP

Para realizar los cálculos de estado actual del SIP se utilizó el software MatLab® con un toolbox basado en Simulink llamado PSAT (Power System Analysis Toolbox). La programación comienza con la definición de la potencia y valores base de corriente y tensión, como así también la elección del método de cálculo, error máximo y número de iteraciones. La Fig. 4

muestra el diagrama unifilar del SIP con sus diferentes niveles de tensión y las conexiones con las centrales de generación más importantes.

2.1 FLUJOS DE POTENCIA

Se analizaron varios casos de flujo de potencia en el SIP considerando distintas fuentes de generación a partir de los picos de demanda registrados en el último verano de 2012. Con estos datos se realizó la comparación entre la potencia real transportada y la capacidad nominal de las líneas de 132kV.

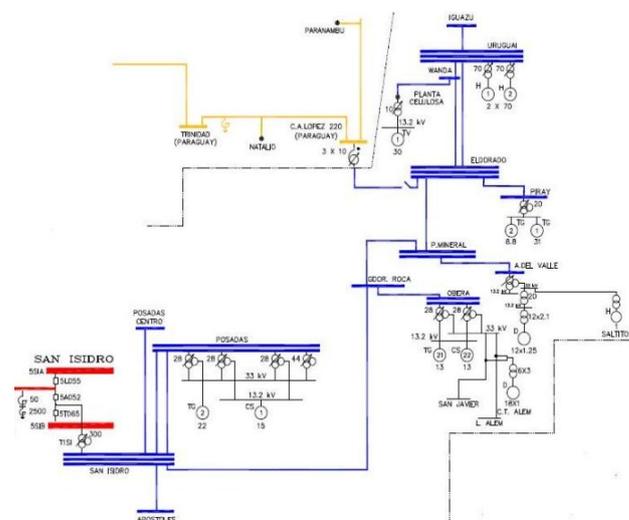


Fig. 4: Diagrama unifilar del SIP estudiado.

La Tabla I presenta el resultado del flujo de potencia para dos casos analizados:

- Caso A: considerando la posibilidad de generación de cada una de las centrales térmicas e hidráulicas de la provincia
- Caso B: solamente considerando el ingreso de potencia por San Isidro, Paraguay y Generación Distribuida (GD) inyectada al SIP por una empresa privada.

Las LT en 132 kV ($I_N = 645$ A) consideradas son: 1. San Isidro–Posadas, 2. San Isidro–Roca, 3. Roca–Oberá, 4. Roca–Mineral, 5. Mineral–Eldorado, 6. Mineral–Aristobulo, 7. San Isidro–Apóstoles, 8. Eldorado–Uruguai, 9. Uruguai–Iguazú.

Tabla I: Valores de Flujo de Potencia en las LT.

LT	Caso A				Caso B			
	P _I	Q _I	S _I	ΔP	P _I	Q _I	S _I	ΔP
1	44,20	10	45,32	30,77	50,28	10	51,26	34,80
2	57,17	15	59,11	40,13	22,00	93	238,85	162,16
3	29,01	8	30,09	27,74	53,76	17	56,38	51,98
4	18,70	8	20,34	13,81	114,7	19	116,26	78,93
5	15,48	2	15,61	10,60	52,93	10	53,87	36,57
6	12,45	4,8	13,34	9,06	40,19	7	40,80	27,70
7	15,14	6	16,29	11,06	15,15	6	16,29	11,06
8	18,23	5	18,90	12,83	16,95	3	17,21	11,69
9	19,41	6,2	20,38	13,83	19,43	6,2	20,40	13,85

SI = Potencia Aparente Instalada [MVA].
 QI = Potencia Reactiva Instalada [MVAR].
 PI = Potencia Activa Instalada [MW].
 ΔP = Porcentaje de Sobrecarga [%].

En esta Tabla se puede observar que los resultados muestran que todas las LT en 132kV están sobrecargadas.

2.2 CAÍDAS/PERFILES DE TENSION

La Fig. 5 presenta el diagrama de caídas de tensión considerando todas las fuentes de generación de la provincia funcionando (ΔV=8%). Además de esta situación se analizaron los perfiles de tensión para los siguientes escenarios:

1. Sin considerar el funcionamiento de las turbinas de Oberá y Urugua-í (ΔV = 20%),
2. Sin considerar el funcionamiento de las turbinas de Oberá, Urugua-í y Delivery (ΔV = 30%),

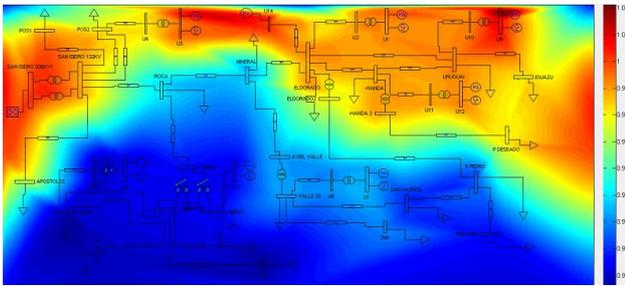


Fig. 5: Caídas de tensión en el SIP considerando todas las fuentes de generación operando.

De esta simulación se destaca que la generación de Oberá, Urugua-í y Delivery son necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de los valores permitidos [resolución ENRE]. Considerando el aporte de GD el valor máximo de caída de tensión en la LT 2 (San Isidro-Roca), tramo más comprometido, es menor al 5%.

Sin la importación de energía desde Paraguay las caídas de tensión se harían muy grandes siendo el peor caso el de la ciudad de Iguazú (más alejada de la estación San Isidro) con posibilidad de colapso de tensión del SIP.

2.3 PÉRDIDAS EN LT Y EFICIENCIA DEL SIP

Los niveles máximos admisibles de pérdidas de energía en LT de AT son del 3% cada 100 km [ref]. En este contexto, la eficiencia del sistema eléctrico puede ser calculada como:

$$\eta = \frac{\text{Potencia en la Carga}}{\text{Potencia Inyectada}} = \frac{\sum P_i}{\sum P_i + \sum \Delta P_i} \quad (1)$$

donde ΔP_i son las pérdidas que presenta el sistema de transmisión de energía.

Con base en este concepto, se calculó las pérdidas en cada LT (tramo) y la eficiencia de las mismas, las cuales se presentan en la Tabla II. En el Caso A no todos los tramos de LT se encuentran dentro de los valores de pérdidas admisibles, sin embargo en el Caso B estos

valores son ampliamente superados en las LT 2, LT 3, LT 4 y LT 5.

Considerando todos los tramos del SIP se determinó que la potencia total perdida en las LT son del 4,67% para el Caso A y 59,77% para el Caso B. Con esto la eficiencia del SIP es del 98,61% (caso A) y 84,70% (caso B).

Tabla II: Valores de pérdidas e eficiencia (η) en las LT.

LT	Caso A		Caso B	
	ΔP [%]	η [%]	ΔP [%]	η [%]
1	0,45	99,548	0,56	99,443
2	3,50	96,502	15	85,000
3	2,21	97,794	5,97	94,029
4	3,21	96,791	14,56	85,440
5	4,52	95,478	11,20	88,797
6	0,80	99,197	0,47	99,527
7	0,92	99,075	0,99	99,010
8	0,99	99,013	1,06	98,938
9	0,57	99,433	0,67	99,331
Total	4,67	98,61	59,77	84,70

2.4 COSTO DE OPERACIÓN DEL SIP PARA UNA PROYECCIÓN DE 20 AÑOS

El crecimiento de la demanda en la provincia de Misiones se determinó considerando el consumo de los últimos 5 años. Con esta información y asumiendo un crecimiento lineal de la demanda se determinó que la tasa de crecimiento es del 5,52%. Este valor permitió que se pudiera proyectar la demanda hasta el año 2025 en el cual se tendría una demanda de 687 MW.

2.4.1 Costo de la Energía no Suministrada (CENS)

El CENS es un parámetro importante que debe ser considerado en todos los casos donde se desee evaluar la eficiencia de un sistema de transmisión/distribución de energía eléctrica. El CENS depende de: 1. la estación del año y del momento del día en el que se produce el corte, 2. si el corte es con o sin pre-aviso, 3. del tipo de usuario y de la duración del corte [CEARE].

Para considerar el CENS la falla que produce el corte se modela en escalones como máquinas adicionales, tantas como escalones de falla se consideren, denominada cada una de ellas Máquina Falla (MF). A los efectos del despacho y la definición de precio de energía, las MF se consideran como parte del parque térmico disponible en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Cada MF se define con una potencia máxima, que se representa como un porcentaje de la demanda de potencia en cada hora y a un costo de producción correspondiente al costo de falla que representa. La última MF tendrá el costo de la ENS.

En el MEM, la remuneración del transporte cubre solamente los costos de operación y mantenimiento, pérdidas, impuestos y una tasa de retorno razonable para el transportista. No cubre los costos de expansión, por lo tanto el transportista no tiene la obligación de ampliar la

red, la misma debe ser impulsada y solventada por quienes lo usan, es decir los agentes de oferta y demanda.

Para todas las evaluaciones que se realizan en el MEM en el que haya que considerar la ENS se toma actualmente 1,5 U\$S/kWh como valor representativo dado por el ENRE para el noroeste argentino [ref]. De este modo, aplicando este valor por cada MWh de ENS estaríamos obteniendo el costo que representa esta energía.

Debido a que solamente se posee información correspondiente al período 2001 a 2011, se procede a determinar los valores de ENS que estarían presentes entre 2013 a 2025 aplicando una interpolación exponencial. La Fig. 6 presenta el resultado de la interpolación para determinar la ENS.

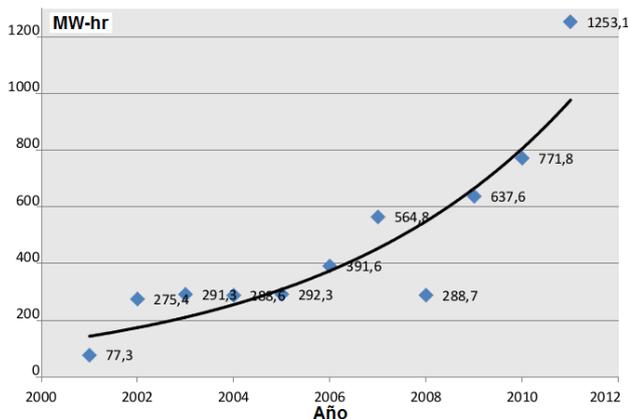


Fig. 6: Ajuste de curva para valor de ENS.

Considerando los valores de ENS calculados según la curva presentada en la Fig. 6 podemos determinar cuál será el CNES (pérdida económica) para cada año. Así, el CNES pasa de \$115.950,00 (en 2001) a \$23.346.076,83 (para 2025).

2.4.2 Pérdida del SIP en las LT

Para este caso se efectuó un flujo de potencia en el SIP con la proyección de carga para el año 2025. En este escenario, se consideró conectada las centrales Térmicas de la ciudad de A. del Valle (15MVA) y L. Alem (15MVA) e importación máxima desde el Paraguay (30MVA). Además, se consideraron conectadas las centrales térmicas de La Tablada y Oberá en su máxima capacidad. También se supuso construida la LT en doble terna entre Posadas y Gdor. Roca. La Tabla III presenta los valores de potencia perdida y eficiencia en las diferentes LT del SIP para el Caso A.

Una eficiencia del 90,55% y un gran consumo de combustible (todas las centrales térmicas generando) evidencian la necesidad de buscar una solución de optimización del sistema eléctrico actual. La Fig. 7 presenta los costos anuales que representan las pérdidas en las LT considerando el crecimiento de la energía de pérdida en las LT y el aumento del costo de esta energía año a año. Podemos ver que para el 2025 el costo de la energía perdida en la transmisión de energía llegaría a U\$S35.554.995,83.

Tabla III: Pérdidas y Eficiencia en LT del SIP para el 2025.

LT	Caso A		
	ΔP [MW]	ΔP [%]	η [%]
1	1,6	0,84	99,156
2	38,31	9,92	90,080
3	9	9,14	90,864
4	10,25	4,66	95,341
5	7,01	6,37	93,627
6	3,62	5,32	94,676
7	0,43	1,41	98,587
8	0,11	1,08	98,923
9	1,36	3,37	96,630
Total	71,69		90,55

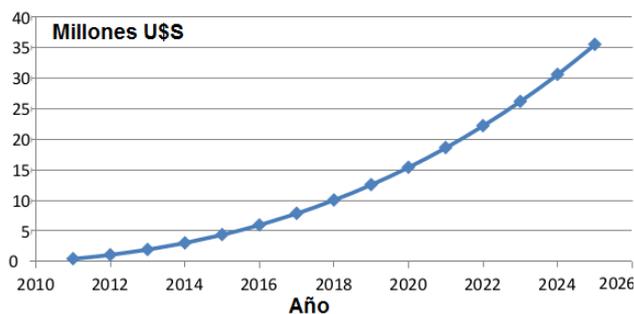


Fig. 7: Aumento de los costos por pérdida en las LT hasta 2025.

2.4.3 Costo por Generación con Centrales Térmicas

Las centrales térmicas en funcionamiento en la provincia de Misiones están aportando en promedio al SIP 20.124,92 MWh al año con un consumo mínimo de combustible de 6.220.000 litros.

Considerando el incremento anual del costo de energía y el incremento anual de energía entregada por las centrales térmicas se puede estimar el costo de generación para el año 2025, el cual llega a U\$S25.571.879,78.

2.4.4 Costos Totales

La Fig. 8 muestra el incremento anual de los costos totales desde 2012 hasta 2025. Con este gráfico podemos ver que el costo total de operación del SIP será en 2025 de U\$S 84.472.952,45.

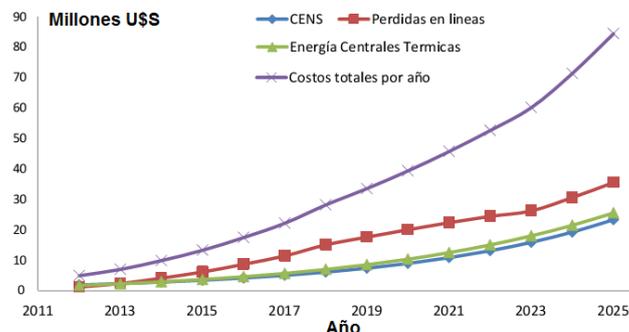


Fig. 8: Variación de los costos totales del SIP desde 2012 a 2025.

2.5 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Hasta aquí se ha presentado un análisis del SIP en 132kV quedando expuestos los tramos de LT que están sobrecargados produciendo pérdidas de energía y caídas de tensión. La potencia instalada en la provincia es suficiente para cubrir la demanda actual (y de los próximos años), sin embargo el centro de carga de la provincia no coincide con el punto de interconexión al SIN (estación transformadora de San Isidro) lo que lleva a tener grandes pérdidas en el sistema de transmisión.

La LT 2 (San Isidro–Roca) está trabajando al 162,16% sin considerar el aporte de las centrales térmicas instaladas en la provincia. Las demás LT se encuentran operando cerca del 80% de su capacidad nominal.

Las caídas de tensión son mayores a medida que salen de operación las centrales térmicas y/o hidráulicas instaladas en la provincia, por lo que la importación de Paraguay, la generación de Oberá, Urugau-í y Delivery son necesarias para mantener los niveles de tensión más cercanos a los establecidos por la reglamentación vigente.

En el 2011 se tuvo un elevado índice de fallas y la ENS creció exponencialmente llevando los CENS a valores importantes para el horizonte de 2025. A costa de un elevado consumo de combustible fósil (centrales térmicas) se logra mantener con un elevado costo económico el SIP dentro de una eficiencia aceptable. Sin embargo el costo ambiental no está siendo considerado por la empresa prestataria del servicio.

Por último, la configuración radial del SIP lo hace poco confiable y dependiente de la ET San Isidro por lo cual se debe proyectar un sistema de distribución que asegure el servicio eléctrico bajo condiciones extremas de operación.

3. ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MISIONES

Cada alternativa de solución propuesta en esta sección se compara con el Caso B, donde no se tiene en cuenta la utilización de las centrales térmicas.

3.1 PROPUESTA 1 (P-1)

Interconexión en 132kV entre las ciudades ubicadas sobre la Ruta Nacional 14:

- Doble terna Apóstoles–Leandro N. Alem (segunda terna energizada solamente en el 2025),
- Terna entre Leandro N. Alem–Oberá y Oberá–Aristóbulo del Valle.

Además de esto se proponen las siguientes modificaciones en el sistema actual:

- Modificación del nodo de salida de la LT que alimenta la ciudad de San Javier (actualmente sale de Oberá y se propone que salga de L. N. Alem),
- Instalación de un Transformador reductor obre la línea de 132kV en la ciudad de Leandro N. Alem,
- Cumplido el paso anterior, des-energizar las LT en 33kV tramo L. N. Alem–Oberá dejándolas como respaldo.

- Operación como compensadores sincrónicos las centrales térmicas de Oberá y Posadas.

3.2 PROPUESTA 2 (P-2)

Aquí se proponen mejoras a la propuesta anterior abasteciendo con 132kV el tramo faltante sobre la Ruta Nacional 14 y conexiones con la Ruta Nacional 12 agregando las siguientes LT:

- terna A. del Valle–San Vicente. Energizando la misma con 132kV dado que su diseño lo permite.
- terna San Vicente–San Pedro.
- terna San Pedro–Eldorado. Sustitución de la LT de 33kV por una de 132kV.

Además se proponen las siguientes modificaciones en el SIP actual:

- Sistema en Anillo en 33kV entre San Pedro, Bernardo de Irigoyen, Puerto Deseado y Wanda.
- Instalación de un transformador reductor sobre la LT de 132kV en las Ciudades de San Vicente y San Pedro.
- La alimentación de la ciudad de 25 de Mayo se realizará por A. del Valle y no por Oberá.

3.3 PROPUESTA 3 (P-3)

Esta propuesta contempla el crecimiento de la demanda hasta 2025 siendo establecidas obras nuevas sin modificaciones en el sistema actual. Las obras son:

- Construcción de una LT en 500kV que conecte Apóstoles directamente a las LT en 500kV que llegan hasta la interconexión Garabí.
- Instalación de un transformador de 500kV en la ciudad de Apóstoles. La potencia del mismo debe ser tal que reemplace a la ET San Isidro en caso de falla de la misma (300MVA).
- Permitir la operación en vacío, en épocas de poco agua, de las centrales hidroeléctricas Saltito I y II para que actúen como compensadores.

4. ANÁLISIS TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

4.1 FLUJOS DE POTENCIA

La Tabla IV muestra los valores de Flujo de Potencia para los principales tramos de LT del SIP donde se compara los valores en las distintas alternativas propuestas y en comparación con el Caso B del sistema actual.

Tabla IV: Flujos de potencia en varios tramos del SIP.

Tramo	P-1 [MVA]	P-2 [MVA]	P-3 [MVA]	Caso B [MVA]
San Isidro – Roca	75,7	58,5	30	238,85
Roca – Mineral	35,7	33,6	25	116,26
Roca – Oberá	28	15,7	7,5	56,38
Mineral – A. del Valle	13	9,6	5	40,80
Apóstoles – Alem	34,5	48,8	79,3	-
Alem – Oberá	13,54	28,2	54,6	-

4.2 TENSIONES EN LAS BARRAS DEL SIP

La Tabla V muestra los valores de tensión en las barras del SIP considerando las alternativas propuestas y en comparación con el Caso B del sistema actual.

Tabla V: Caída de Tensión en las Barras del SIP para las alternativas de optimización propuestas.

Barra	Tensión [pu]	P-1 [ΔU%]	P-2 [ΔU%]	P-3 [ΔU%]	Caso B [ΔU%]
San Isidro	1,0000	0	0	0	0
Posadas	0,9760	2,4	2,18	1,33	5,05
Apóstoles	0,9352	6,48	6,26	0	5,94
Roca	0,9374	6,26	4,95	1,74	22,5
Oberá	0,9136	8,64	6,44	1,12	28,64
L. N. Alem	0,9033	9,67	7,22	1,41	29,79
Mineral	0,9312	6,88	5,4	2,67	20,02
A. Del Valle	0,9222	7,78	6,34	2,78	20,32
San Vicente	0,9137	8,63	5,9	3,81	18,57
San Pedro	0,9234	7,66	3,83	2,85	5,81
Eldorado	0,9834	1,36	1,39	1	3,82
Wanda	0,9858	1,42	1,63	1,09	4,94
Urugua-í	0,9891	1,09	1,24	0,71	5,64
Iguazú	0,9788	2,12	2,27	1,73	6,72
Irigoyen	0,9141	3,59	4,1	3,22	5,96
Pto. Deseado	0,9774	2,26	3,24	2,5	5,81
25 de Mayo	0,9064	9,36	6,86	3,69	30
San Javier	0,9000	10	7,41	1,58	29,85

A través del análisis de los resultados presentados en las Tablas IV y V se determina que la Alternativa 3 es la que mayores beneficios técnicos incorpora al SIP.

5. ANÁLISIS DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

Para este análisis se considera que las 3 propuestas de optimización del SIP serán implementadas. La propuesta 1 será implementada en dos años (2013 y 2014), la propuesta 2 en los dos años siguientes (2015 y 2016) y finalmente la propuesta 3 en los dos años posteriores (2017 y 2018). Con este cronograma de obras, se puede analizar los costos asociados al SIP mejorado.

5.1 PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS

Las pérdidas en las LT mantendrán los valores del SIP actual hasta que la propuesta 1 esté implementada. A partir de 2012 se considera el incremento de la demanda por año y la puesta en marcha de las propuestas en los plazos antes mencionados. De las simulaciones realizadas con el software PSAT se obtienen los valores de potencias de pérdida en las LT los cuales se muestran en la Fig. 9. Podemos observar el crecimiento de los costos en los años 2015, 2017 y 2019, lo cual se debe a que en estos años se finaliza la construcción de las alternativas propuestas y las mismas comienzan a ser operadas.

5.2 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La ENS en los primeros tres años será la misma que para el SIP actual y disminuirá a medida que se culminen y utilicen las alternativas propuestas.

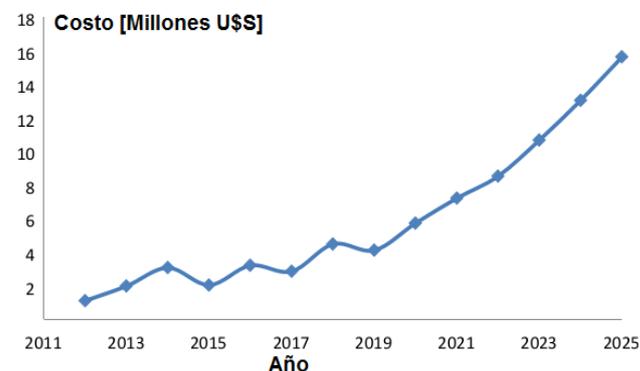


Fig. 9: Variación de los costos asociados a las pérdidas en las LT considerando la ejecución de las alternativas propuestas.

Para determinar la potencia perdida por fallas se hace el producto de la demanda por la frecuencia máxima de interrupciones estimada por semestre y por el tiempo de duración. Así, el costo de esta energía perdida se obtienen multiplicando el valor de energía perdida por el precio de ENS. La Fig. 10 muestra la variación del CENS por año donde se observa que a partir del año 2014 disminuye el CENS debido a la operación de la propuesta 1. Lo mismo ocurre en 2016 debido a la incorporación al SIP de la propuesta 2 y en 2018 debido a la operación de la propuesta 3.

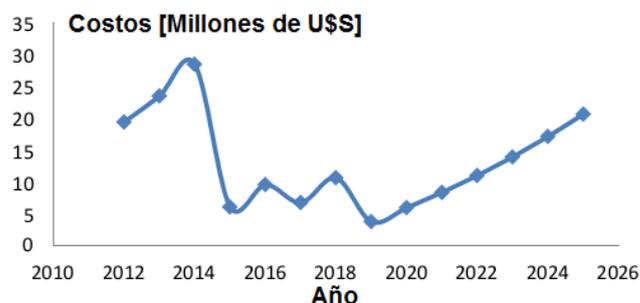


Fig. 10: Variación de los costos de ENS considerando las obras propuestas.

5.3 COMPARACIÓN DE COSTOS

La Fig. 11 presenta una comparación entre los costos totales del SIP actual y los costos totales del SIP con las mejoras propuestas, proyectados hasta el 2025. Se puede observar que los costos totales a partir de 2013 son mayores para el caso del sistema optimizado ya que se inicia con la devolución del crédito necesario para las obras ejecutadas. Este costo va en aumento a medida que van entrando en operación las distintas propuestas. A partir de 2020 se revierte la situación y los costos del sistema optimizado disminuyen debido a que se van cancelando los créditos bancarios.

Se puede percibir que en el 2025 el sistema actual tendría un costo anual de operación de U\$84.472.952

frente a U\$S24.034.056 del sistema optimizado, teniendo en cuenta que este año se pagaría la última cuota del crédito solicitado.

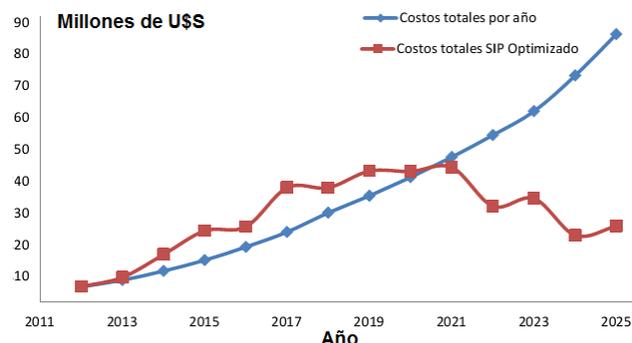


Fig. 11: Variación de los costos de ENS considerando las obras propuestas.

6. CONCLUSIONES

Este artículo presentó un estudio sobre el estado operacional actual del SIP de la provincia de Misiones efectuado con el software PSAT de MatLab®. Con base en el análisis efectuado se propusieron tres alternativas para optimización del sistema eléctrico a partir de las cuales se efectuó un análisis técnico-económico de las mismas.

En base al primer análisis se detectó un fuerte crecimiento de los costos del SIP actual el cual tiende a ser aún mayor en caso de no efectuarse mejoras en el sistema. A esto hay que añadirle una mala calidad del servicio agregado a la mayor frecuencia de cortes de energía. Las simulaciones efectuadas mostraron que las líneas de 132kV están trabajando al límite de su capacidad y en algunos casos trabajan sobrecargadas lo que puede llevar al colapso del sistema a corto plazo.

Gran parte de la provincia sufre de problemas de tensión en los momentos de demanda pico, los valores están muy por debajo de los límites establecidos por la reglamentación nacional. Paralelamente a esto se encuentran las pérdidas en las líneas que aumentan en forma cuadrática con el crecimiento de la demanda haciendo caer la eficiencia del sistema dado que los centros de consumo están alejados de los centros de carga.

Finalmente, se ha podido determinar satisfactoriamente soluciones para la optimización del sistema quedando en evidencia que es posible aumentar la eficiencia y confiabilidad del mismo, contribuyendo al ahorro energético con reducción de emisiones contaminantes considerando un crecimiento de la demanda hasta el año 2015.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] <http://ecologistasenaccion.org/article16472.html>
- [2] L. Granger, W. Stevenso, "Análisis de Sistemas de Energía,".
- [3] L. M. Checa, "Líneas de Transporte de Energía,".
- [4] D. Muguerza, E. Kerszberg, R. Fernandez, "Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico," CAMMESA. <http://portalweb.cammesa.com>
- [5] ENRE – <http://www.enre.gov.ar/>
- [6] C. Zapata, "Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia," Universidad Tecnológica de Pereira Colombia.