



Procedimiento: Verificación del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión (P005 PROTRA)

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
23/11/2022	Procedimiento y Anexos: <ul style="list-style-type: none">• Ximena Caporale• Rafael Bruno• María Cristina Álvarez	Creación del procedimiento.
09/12/2022	<ul style="list-style-type: none">• Ximena Caporale• Rafael Bruno	Modificación del documento de acuerdo a comentarios del Transmisor

Información de clasificación.

Objetivo:	El objetivo del presente procedimiento es definir la metodología de control que ADME utiliza para corroborar el Plan de Expansión de Transmisión elaborado por el Transmisor. Se detallan los criterios a verificar en la elaboración de dicho Plan.
Alcance:	<ul style="list-style-type: none">• Transmisor• URSEA
Recursos necesarios:	<ul style="list-style-type: none">• Plan de Expansión de Transmisión.• Recursos informáticos: Especificados en Anexo II
Glosario definiciones:	y <ul style="list-style-type: none">• EPPTRA: Estudios Probabilísticos para Planificación de Transmisión• SimSEE: Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica• Sala SimSEE: Archivo con la descripción de un sistema de energía eléctrica para su optimización/simulación con SimSEE.• URSEA: Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua• DIS: Distribución de UTE• TRA: Trasmisión de UTE• MT: Media Tensión• SSEE: Subestación de Energía Eléctrica• SII: Sistema Integral de Información de ADME• PSS/E: Power System Simulator for Engineering
Procedimientos relacionados:	N/A
Registros:	<ul style="list-style-type: none">• Expediente SII



1. Introducción.

De acuerdo a lo indicado en el Anexo III del Decreto N° 278/002 - Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica, en adelante Reglamento de Trasmisión, ADME debe formular un Procedimiento técnico para la elaboración del “Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión”.

En el presente documento se define la metodología a aplicar para la revisión del Plan de Expansión de Trasmisión.

En Anexo I se detallan los criterios para cumplir con los objetivos y alcance definidos en la Sección IV del Reglamento de Trasmisión. Los criterios definidos son reglas generales, cualquier otro criterio de holgura considerado por el Transmisor debe ser explicitado y fundamentado para cada caso particular.

2. Metodología

En la presente sección se define el conjunto total de escenarios a simular y la metodología de control a aplicar para un subconjunto de los mismos, a modo de verificación del Plan de Expansión de Trasmisión.

2.1. Definición de Escenarios

Para la determinación de los escenarios energéticos se utiliza una simulación energética de paso horario acordada entre el Transmisor y ADME, tomando como base las hipótesis utilizadas por ADME en la realización del informe de Garantía de Suministro, pudiendo modificar las mismas en forma justificada.

Para cada año de estudio, se simula un mínimo de 100 crónicas, obteniendo así un conjunto de despachos energéticos que representan las diferentes configuraciones de operación del Sistema. Se analiza el desempeño de la red en régimen normal (N), en contingencias simples (N-1) y en eventos adicionales esperables, mediante una herramienta de flujo de carga probabilístico del Transmisor. Para aplicar la metodología de flujos de carga probabilísticos la cantidad de configuraciones obtenidas para cada año son al menos 100x8760. En caso de que se quiera utilizar una cantidad menor de configuraciones, se debe justificar su sustento estadístico.

Todas las configuraciones simuladas en el Plan de Expansión se identifican con el número de crónica de simulación, la hora y el año al que corresponde, de forma que pueda aplicarse el control descrito en la sección 2.2

Para los estudios de análisis de tensión y control de potencia reactiva, el Transmisor puede definir casos extremos ajustando demanda y generación independientemente de los escenarios de la simulación energética, en función de la zona geográfica a estudiar.

ADME analiza los casos propuestos por el Transmisor y en caso de considerarlo necesario, solicita la inclusión de casos adicionales.



2.2. Etapas de control

A continuación se definen las etapas de control del Plan de Expansión.

- El Transmisor envía a ADME la propuesta del Plan de Expansión de Transmisión a través del expediente correspondiente del SII.
- Considerando los criterios establecidos en el Anexo I, ADME realiza la verificación de los siguientes casos:
 - Conjunto aleatorio de las simulaciones establecidas en la sección 2.1
 - Escenarios extremos.
 - Casos que correspondan a la aplicación de criterios de holgura adoptados por el Transmisor.
 - Casos particulares que debieron ser fundamentados explícitamente por el Transmisor.
- Si como resultado de la verificación realizada, ADME considera necesario ampliar la información y/o realizar nuevos estudios, se lo solicita al Transmisor.
- Si como resultado de la verificación realizada, ADME da conformidad del mismo, se le informa al Transmisor y a URSEA a través del expediente correspondiente en el SII.

3. Anexo I: Criterios a considerar en la elaboración del Plan de Expansión

3.1. Aspectos generales

Se detallan a continuación aspectos generales a considerar para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión.

En lo que refiere a requisitos de Operación, se debe tomar en cuenta las restricciones en la operación de la red, el control de reactiva y los niveles de tensión.

El crecimiento de la demanda zonal, el cumplimiento de la calidad de servicio y la reducción de los cortes de suministro son requisitos de Distribución que deben ser considerados.

Se debe contemplar la Calidad de Servicio de la demanda limitando la afectación de los clientes.

En caso necesario se realizan consideraciones de largo plazo asociadas a alternativas de expansión de red con importantes economías de escala.

Asimismo, el Plan de Expansión debe considerar la incorporación en la red de nuevos clientes con compromiso firme de conexión.

Se deben realizar los siguientes estudios técnico/económicos:

- Desempeño de la red de transmisión en un horizonte de al menos 5 años.
- Régimen de operación normal (N), contingencia simple (N-1) y eventos esperables.
- Identificación de las obras de expansión de mínimo costo, necesarias para cumplir con los criterios de desempeño mínimo, en un horizonte de al menos 5 años.
- Presupuesto de la expansión de transmisión en base a valores aprobados por URSEA y actualizados anualmente.
- Justificación mediante un estudio técnico-económico de aquellos casos que se resuelvan mediante medidas operativas (en particular redespachos de generación).

3.2. Criterios de sobrecarga y niveles de tensión

Los criterios de sobrecarga de líneas y cables para régimen normal (N) y contingencia simple (N-1) se definen en la Tabla 1.

Tabla 1: Criterios de cargabilidad para líneas y cables en régimen N y N-1

Elemento	Régimen N	Régimen N-1
Línea @55°C	100%	125%
Línea @70°C	100%	110%
Cables subterráneos	100%	105%

Queda a consideración del Transmisor la utilización de los rangos de sobrecarga que se presentan en la Tabla 2. La utilización de los criterios de la Tabla 2, conlleva en general un mayor aprovechamiento de la infraestructura disponible, sin embargo, implica un aumento en los riesgos para el sistema. En caso de que se apliquen los mismos, se debe fundamentar su utilización con el mayor detalle posible.

Tabla 2: Cargabilidad y probabilidades admitidas para líneas y cables

Elemento	Régimen N		Régimen N-1	
	Carga _{MÁX} [%]	Prob _{sobrecarga} [%]	Carga _{MÁX} [%]	Prob _{sobrecarga} [%]
Líneas 150 kV @55°C	125 %	5 %	135 %	6.6 %
Líneas 150 kV @70°C	110 %	5 %	120 %	6.6 %
Cables subterráneos	Límite de temperatura máxima que puede soportar la aislación, basado en curva de corriente horaria.			

Se verifica que, con los recursos de regulación de tensión disponibles en la red de Transmisión, es posible obtener tensiones admisibles en todos los nodos de la red, en escenarios de regulación exigentes. Los rangos de tensiones se establecen en la Tabla 3, de acuerdo al artículo 8 del Anexo IV del Reglamento de Transmisión.

Tabla 3: Rango de tensión admisible para régimen N y N-1

Tensión Nominal	Régimen N		Régimen N - 1	
	Mínima [pu]	Máxima [pu]	Mínima [pu]	Máxima [pu]
500 kV	0,95	1,05	0,93	1,07*
150 kV	0,93	1,07	0,90	1,10
63 kV, 31.5 kV y 22 kV	Se verifica que en barras de MT de la SSEE de Trasmisión se cumpla la consigna de DIS.**			

* En las estaciones MA5, MB5, MI5, PA5, SC5, SJ5, SG5, la tensión máxima es 1,05 pu.

**Se identificarán necesidades de DIS, y en caso de ser necesario, se restringirá el rango de operación de TRA para cumplir con los requisitos de DIS, situaciones que deberán estar debidamente fundamentadas.

En la Tabla 4 se muestran las sobrecargas admisibles en transformadores.

Tabla 4: Sobrecargas admisibles en transformadores en régimen N y N-1

Elemento	Régimen N Sobrecarga máx [%]	Régimen N-1	
		Invierno Sobrecarga máx. [%]	Verano Sobrecarga máx. [%]
Transformador	0%	30%**	15%**

** En casos particulares podrá ser necesario limitar estas sobrecargas debido al estado del transformador o condiciones particulares de diseño, situaciones que deberán estar debidamente fundamentadas.

3.3. Anexo II: Herramientas informáticas

Las herramientas informáticas actualmente utilizadas para la elaboración y control del Plan de Expansión de Transmisión se definen a continuación.

- SimSEE para la simulación del despacho óptimo económico.
- PSS/E para el análisis de corto circuito, flujo de cargas y estabilidad.
- EPPTRA para el análisis de flujo de cargas probabilístico.

En caso de realizar algún cambio en las herramientas utilizadas, dicho cambio deberá ser acordado previamente entre las partes.