



Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 500 kV

Por **Ricardo J. Gayo***

Introducción

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es administrado por CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima creada por Ley Nº 24.065, Art. 35 –el Decreto Nº 1.192, de julio de 1992, dispuso la creación de CAMMESA– (<http://www.cammesa.com/uesquema.nsf/RedMEM?OpenPage&BaseTarget=REDDER>), sobre la base del Despacho Nacional de Cargas. De acuerdo con lo previsto, sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SIN.

Este Sistema Interconectado se fue configurando por la incorporación de líneas y ET (estación transformadora) de 500 kV construidas por AyEE, HIDRONOR e iniciativa privada, constituyendo fundamentalmente enlaces entre centros de generación eléctrica y la zona del Gran Buenos Aires, tales como las centrales hidráulicas de Yacyretá y las de la Región del Comahue, así como también las de generación térmica en la Provincia de Tucumán (CTG en El Bracho). La situación hacia 2001-2003 permitía tener abastecidas con cierta seguridad las áreas cubiertas por las Interco-

nexiones de Yacyretá y Comahue y con menos seguridad (líneas radiales) demandas del Centro y Noroeste así como también la ciudad de Mendoza y su área de influencia.

El Estado nacional, a través de la Secretaría de Energía, decidió promover la construcción de una serie de líneas de transmisión de 500 kV destinadas a mejorar la calidad y/o seguridad y/o reducir costos de despacho, que no estaban contempladas, por razones de escala, en los planes de inversión de los actores privados. Ello para dar solución a los problemas estructurales de la red de transporte en alta tensión que impedían un desarrollo armónico del mercado, asegurando el abastecimiento de energía a las diferentes regiones eléctricas.

Con este objeto decidió encarar la instrumentación de nuevos mecanismos que permitirían el financiamiento y la viabilidad de estas obras. Es a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), que en las condiciones de elegibilidad y en concordancia con los flujos de fondos previstos, el CFEE, Consejo Federal de Energía Eléctrica, como organismo asesor de la Secretaría de Energía, identificó los beneficios de un conjunto de obras prioritarias que conformaron el denominado Plan Federal de Transporte en 500 kV.

* Compilador. Responsable del Área Líneas Extra Alta Tensión de UESTY (Unidad Especial de Transmisión Yacyretá). Secretaría de Energía.

Si bien la concreción de este plan permitirá ir resolviendo los mencionados problemas estructurales de la red de transporte en alta tensión, remover restricciones y garantizar un mejor abastecimiento a las provincias desde la red de extra alta tensión, no resuelve algunas asimetrías existentes en el desarrollo de las redes regionales de transporte que dan lugar a restricciones físicas y/o revelan problemas que impiden dar plena garantía de abastecimiento a los consumidores, por lo que será necesario complementar el plan con otras obras prioritarias focalizadas en las regiones. Es por ello que, teniendo como marco de referencia el mencionado Plan Federal de Transporte, el CFEE se abocó al análisis y la definición de un Plan de Obras prioritarias para el resto del sistema de transporte para el período 2004-2008, que permitiera resolver los problemas de abastecimiento que ya se están poniendo en evidencia y podrán agravarse en el corto plazo, y contribuyera a eliminar las restricciones de transporte en el corto y mediano plazo.

A mediados del año 2003, la Secretaría de Energía encomendó al Consejo Federal de la Energía Eléctrica el estudio y la elaboración de un Plan de Obras imprescindibles para el período 2004-2008, que brindasen soluciones a los Sistemas Regionales de Transporte Eléctrico, donde se verifica un retraso en las inversiones y en la Red Nacional de 500 kV.

Primeras obras identificadas

- Comahue-Cuyo: mejora la transmisión de la generación de Comahue y mejora la calidad del servicio en Cuyo. A partir del año 2003, reviste mucha importancia para Cuyo (precios locales previsiblemente superiores al MEM –Mercado Eléctrico Mayorista–).

Incorpora un nuevo anillo que además constituye el quinto vínculo del Comahue con el resto del SADI –Sistema Argentino de Interconexión–, incrementando la capacidad exportadora de aquella región.

Asegura a la Región Cuyana un doble vínculo con el SADI haciendo mucho más confiable su abastecimiento, sobre todo en caso de baja hidraulicidad en invierno.

Alivia la transmisión en 220 kV haciéndola más estable.

En caso de falla tornádica en el Corredor Norte Comahue-GBA, disminuye los requerimientos de DAG –Desconexión Automática de Generación– y DAC –Desconexión Automática de Carga– necesarios para estabilizar el SADI.

En caso de fallas muy severas de baja probabilidad de ocurrencia que pueden conducir al desmembramiento del SADI en islas, puede colaborar de manera tal que ese desmembramiento sea de menor magnitud y/o ayudando a que el tiempo de reposición del servicio sea menor.

- NOA-NEA: asociada a la expansión de la generación en NOA, y darle posibilidades de exportación. Vinculación de los Sistemas Noroeste con el Noreste.
- MEM-MEMSP: permite la optimización de ambos sistemas, mejoras en la operación conjunta y reserva “económica” para el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico), que se encontraba aislado.
- Línea minera: alternativa más económica de

abastecimiento a los desarrollos mineros en la zona cordillerana. Mejoras en la calidad del servicio en Mendoza y San Juan (Interconexión Sistema Noroeste).

Otras obras identificadas

- Puerto Madryn - Santa Cruz Norte (Pico Truncado).
- Madryn - Santa Cruz Norte (Pico Truncado) – La Esperanza – Río Gallegos – Río Turbio.

Estas dos interconexiones posibilitan extender el SIN hasta el extremo sur del país, de modo de aprovechar la potencial de generación de energía de origen térmico proveniente de los yacimientos de gas operantes en la región y del aprovechamiento del carbón de Río Turbio.

Además, toda la región patagónica tendrá la posibilidad de desarrollo económico por la existencia de condiciones que harán factibles aprovechamientos industriales y mineros, así como también generar enlaces con el MEM –Mercado Eléctrico Mayorista– para todas las instalaciones de parques eólicos, algunas en curso de realización.

Respecto de las mejoras tecnológicas principales introducidas en el diseño de las líneas de 500 kV, merece mencionarse la adopción del tipo de torre denominada “*Cross Rope*” (CR), cuyas particularidades son:

La torre CR es una estructura de acero galvanizado arriendada, constituida por dos mástiles de 40 m de longitud, en su altura más utilizada, sujetados por cuatro riendas de acero. La configuración geométrica se mantiene gracias a la existencia de un cable de acero que vincula ambos mástiles, denominado *Cross Rope* Principal, del cual penden las tres cadenas de aisladores y los conductores respectivos. Existe también un segundo cable de acero de menor sección que vincula ambos mástiles, denominado *Cross Rope* Auxiliar, y cuyas funciones son las de posibilitar el montaje de las torres y ser utilizado en tareas de mantenimiento de la línea.

Consideraciones para la adopción de este tipo de torre

1. De orden económico

Comparando la estructura *Cross Rope* versus la estructura arriendada tradicional utilizada en líneas anteriores a la 4^a LEAT 500 kV – Piedra del Águila (Neuquén) – Abasto (Bs. As.), arriendada con travesaño reticulado vinculando los dos mástiles, puede establecerse una diferencia de pesos de estructura metálica del orden del 9,3% a favor de la CR.

Si se tiene en cuenta que tanto los conductores y cables de guardia, como las riendas con sus elementos de sujeción, los aisladores, la morsetería y las fundaciones son similares para ambos tipo de línea, solamente habría que computar en contra de la torre CR los costos de los dos cables de acero *Cross Rope* –principal y auxiliar– y sus elementos de fijación.

En resumen, puede considerarse que en promedio la diferencia de precios a favor de la torre CR está en el orden del 7,0 al 7,5% en el precio de las estructuras de suspensión.

Las estructuras de suspensión especiales, las retenciones y terminales son iguales a las tradicionales y, por tanto, no se consideran en la comparación de precios de las estructuras metálicas.

2. De orden ambiental

De acuerdo con lo determinado por el ENRE, las líneas construidas con torres CR son la de menor impacto visual.

3. De orden de facilidades de montaje

La simplicidad de los elementos constitutivos de las torres CR hace que en las tareas de izado se obtengan mejores rendimientos y, por consiguiente, menores costos en comparación con las torres tradicionales.

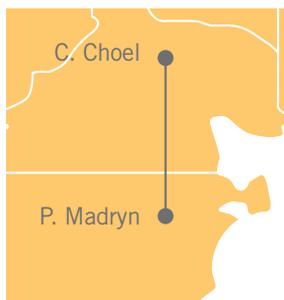
4. De orden de interés nacional

La adopción de este tipo de estructura hizo posible la participación al 100% de la industria nacional, quien ha actualizado sus instalaciones, habida cuenta de la decisión de la SE de normalizar la utilización de estas torres CR en todas las líneas a partir de la LEAT 500 kV Choele Choe - Puerto Madryn.

Esto asegura la participación nacional y consecuentemente la racionalidad en los precios. Debe considerarse que el 100% de los perfiles, chapas y bulonería son de provisión local.

Respecto de la seguridad de esta torre, puede ser considerada satisfactoria dado que así lo considera TRANSENER S.A., operadora del sistema de 500 kV, que tiene más de 3000 km de líneas en servicio desde el año 2000 a la fecha.

1- Interconexión C. Choel – P. Madryn



Características:

- 354 km de LEAT 500 kilovoltios.
- Nueva estación transformadora 500 kv "Puerto Madryn".
- Ampliación estación transformadora Choele Choe.
- Costo proveedores: \$ 75,5 millones.
- Costo COM¹: \$ 206 millones

• Costo total: \$ 281,5 millones.

La obra se finalizó el 14 de diciembre de 2005 y el 28 de febrero de 2006 se habilitó comercialmente.

2- Interconexión G. Mendoza - S. Juan



Características:

- 175 km de LEAT (Línea Extra Alta Tensión) en 500 kV.
- 5 km de LAT (Línea de Alta Tensión) en 220 kV.

- Ampliación "ET (Estación Transformadora) San Juan" de 220 kV.

Costos finales de la obra con IVA

- Conductores: \$ 35.986.170,02
- Estructuras: \$ 9.860.863,33
- COM: \$ 148.995.561,30
- Costo final: \$ 194.842.594,65

La obra se habilitó comercialmente el 29 de junio de 2007.

3- Interconexión P. Madryn - P. Truncado



Características:

- 543 km de LEAT en 500 kV.
- 4 km de LAT en 132 kV.
- Nueva ET 500 kV Santa Cruz Norte.
- Vinculación de la ET Santa Cruz Norte con Las Heras.

Costos finales de la obra con IVA

- Conductores: \$ 103.615.004,41
- Estructuras: \$ 33.496.412,79
- COM: \$ 506.829.733,54
- Costo final: \$ 643.941.150,74

Fecha de habilitación comercial, abril de 2008.

4- Interconexión Recreo - La Rioja



COM I - Características:

- 150 km de LEAT en 500 kV.
- 40 km de LAT en 132 kV.

Costos finales de la obra con IVA

- Conductores: \$ 33.318.422,63
- Estructuras: \$ 11.708.158,39
- COM: \$ 195.810.261,44
- Costo final: \$ 240.836.842,46

Fecha de habilitación comercial, prevista para el tercer cuatrimestre de 2009.

Avance físico a diciembre de 2007: 42.5%.

COM II - Características:

- Estación transformadora 500 kV La Rioja Sur y obras complementarias para energizar la ampliación en 500 kV.
- Consiste en una playa de 500 kV y acometida a transformador 500/132 kV incluida vinculación con playa de 132 kV e instalación de reactores de línea.

Plazo: 13 meses.

Fecha de habilitación comercial prevista, agosto de 2009.

5- Interconexión Yacyretá 3ª línea



Características:

Construcción

- Construcción de 912 km de LEAT en 500 kV.
- Nueva Estación Transformadora 500 kV en San Isidro, Posadas (Misiones).
- Nueva Estación Transformadora 500 kV en Mercedes (Corrientes).

Ampliaciones

- De las EE TT en 500 kV Rincón Santa María, Colonia Elía y Rodríguez.

Ejecución del Proyecto

- Inicio: junio 2006.
- Finalización: Año 2008.
- 05/2008: Tramo Norte.
- 08/2008: Tramo Sur.

Fecha de habilitación comercial, mayo de 2008.

6- Programa de Transmisión Eléctrica del Norte Grande



El Programa se divide en dos grandes rubros:

1. La Interconexión NEA - NOA.

Construcción de 1208 km de LEAT 500 kV dividida en dos tramos:

Tramo NOA: Cobos (Salta) – El Bracho, Cobos – Monte Quemado (Sgo. del Estero) y Cobos – San Juancito (Jujuy).

Tramo NEA: Resistencia (Chaco) – Gran Formosa, Resistencia – R. Sáenz Peña (Chaco) y R. Sáenz Peña – Monte Quemado.

Nuevas EE TT en San Juancito, Gran Formosa, R. Sáenz Peña y Monte Quemado.

Ampliaciones de las EE TT. Cobos, El Bracho y Resistencia.

Habilitación comercial prevista, octubre 2010.

7- Interconexión Comahue - Cuyo



Características:

- 708 km de LEAT 500 kV.
- Nueva estación transformadora 500/220 kV "Los Reyunos".
- Ampliación estación transformadora G. Mendoza. Existente de 220 kV.
- Entre la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la República Argentina, representada por el Ministerio de Economía y Producción de la Nación, se firmó el contrato de Préstamo N° 4537 por U\$S 200.000.000 para el financiamiento parcial de la línea.
- En la convocatoria de interesados, la provincia de Mendoza comprometió un aporte financiero, con cargo a los beneficiarios, de \$145.000.000.

Habilitación comercial prevista, julio 2011.

8- Interconexión Pico Truncado - Esperanza - Río Turbio - Río Gallegos



Características:

- 550 km de LEAT 500 kV entre Pico Truncado - Esperanza.
- 148 km LAT 220 kV entre Esperanza y Río Turbio.
- 159 km LAT 132 kV entre Esperanza y El Calafate.
- 129 km LAT 220 kV entre Esperanza y Río Gallegos.

Características especiales de la ejecución:

1. Esta obra se diferencia de todas las mencionadas por las características climáticas particulares de la Patagonia Austral. Adoptándose nuevos criterios de diseño para asegurar la confiabilidad de las instalaciones.
2. El plazo de ejecución de esta obra está estimado en 36 meses por las condiciones extremas de baja temperatura invernal y vientos permanentes.

Costo de obra estimado: \$1.450 millones

En curso de licitación.

Plazo: 36 meses.

Financiación de las obras

Aportes: FFTEF (Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal).

Aportes: Privados.

Aportes: Estados provinciales.

Aportes: Tesoro Nacional – (Fondos propios y/o financiación organismos internacionales).

Aportes: Fondos Salex.

Aportes: Financieros Beneficiarios y/o Tes. Nacional y/o Nacional.

el Consejo Federal de la Energía Eléctrica tomaron la decisión de solicitar a la SE que el monto fuera llevado al valor original y que esa suma fuera direccionada inicialmente para ayudar a financiar el transporte en alta tensión, habida cuenta de que las señales económicas del mercado resultaban insuficientes para disparar nuevas ampliaciones.

- Recogiendo la solicitud de las provincias, la Secretaría de Energía hace lugar a lo peticionado por ellas y por Resolución SE N° 657/99, con efectividad a mayo/2000, retrotrae los montos al valor base original, destinando estos 0,6 \$/MWh adicionales al transporte de alta tensión.
- Por la misma Resolución de la SE N° 657/99 (modificada por Resolución SE N° 174/2000) se constituye el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), al que se le asignan los 0,6 \$/MWh adicionales, destinándolo a coparticipar con inversores interesados privados en el pago del canon de ampliaciones del sistema de transporte que sean dedicadas al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de servicio.
- La Resolución SE N° 174/2000 (modificada por Resolución SE y M N° 228/2000) también aprueba el Estatuto del Comité Administrador del Fondo (CAF).

Origen y administración de los fondos del Plan Federal de Transporte (PTF)

- El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) creado por Ley N° 15.336 y modificado por la Ley N° 24.065, establece para cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista un cargo de 3,00 \$/MWh, siendo atribución de la Secretaría de Energía modificar este monto en $\pm 20\%$. El fondo está destinado a la realización de obras en el interior del país (FEDEI –Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior) y a compensar tarifas (FCT).
- En el año 1991 se disminuyó el monto a 2,4 \$/MWh por decisión de la Secretaría de Energía.
- En diciembre del año 1999, las 23 provincias en

Ampliaciones elegibles

La Resolución de la SE N° 657/99 (modificada por Resolución SE N° 174/2000) establece las condiciones que deben reunir las ampliaciones para participar del financiamiento del FFTEF:

- Obras con beneficio para el Sistema Eléctrico por mejoras en calidad y/o seguridad y/o menores costos de despacho.
- No previsible que sean realizadas exclusivamente por privados, por razones de escala.
- Adelanto de inversiones para una expansión de carácter federal. ■

Notas

¹ COM: Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento.