

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 62 – 2011

LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL AL BORDE DEL COLAPSO

Preparado por:

**Argemiro Aguilar Díaz
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Septiembre 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	LA OPERACIÓN DEL STR AL BORDE DEL COLAPSO	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	ESTADO ACTUAL DEL STR	2
2.2.1	<i>Atlántico</i>	2
2.2.2	<i>Bolívar</i>	3
2.2.3	<i>Córdoba – Sucre</i>	4
2.2.4	<i>Guajira – Cesar - Magdalena</i>	4
2.2.5	<i>Cerromatoso</i>	4
2.2.6	<i>Antioquia</i>	4
2.2.7	<i>Meta</i>	4
2.2.8	<i>Nordeste</i>	5
2.2.9	<i>Oriental</i>	5
2.2.10	<i>Caldas – Quindío – Risaralda</i>	5
2.2.11	<i>Huila</i>	5
2.2.12	<i>Valle</i>	6
2.2.13	<i>Cauca – Nariño</i>	6
2.3	NECESIDADES DE CORTO PLAZO	6
2.4	EFFECTOS DE LA SITUACIÓN ANTERIOR.....	10
2.5	ASPECTOS REGULATORIOS.....	11
2.5.1	<i>Definiciones</i>	11
2.5.2	<i>Planeamiento de la Expansión</i>	12
2.5.3	<i>Ejecución de la Expansión</i>	13
2.5.4	<i>Remuneración de la Expansión</i>	14
2.6	CAUSAS DEL PROBLEMA ACTUAL.....	14
2.7	SOLUCIONES REQUERIDAS	16
2.8	REFLEXIONES	17

Resumen Ejecutivo

La crítica situación que afrontan actualmente los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, debido a la falta de ejecución oportuna de los planes de expansión de la infraestructura requerida, comprometen seriamente el abastecimiento adecuado de electricidad a nivel de los usuarios en la mayoría de las regiones del país.

Persisten algunos problemas identificados en el pasado, debido a que no se han realizado las expansiones requeridas del STR en forma oportuna, lo cual ha puesto en riesgo la confiabilidad del sistema. La cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, conllevando racionamientos de la demanda para poder efectuar la operación de las redes. El panorama futuro es aún más desalentador ya que la demanda continúa su crecimiento y el tiempo requerido para ejecutar las obras de expansión necesarias, incrementará la gravedad del problema.

En la mayoría de regiones operativas existe deficiencia en la expansión de transformación, puesto que la salida de un transformador de subestación por falla o por mantenimiento, conlleva la sobrecarga de otros transformadores y la pérdida de carga, en consecuencia la realización de los mantenimientos requeridos en los sistemas regionales, no se pueden llevar a cabo y esto significa que de no tomarse las medidas necesarias, el número de fallas se incrementará por falta de mantenimiento y la continuidad del servicio se verá afectada en forma más severa.

Las condiciones de estrechez operativa de las redes regionales existentes, no solo vulneran las condiciones de estado estacionario de la red eléctrica, sino que también pueden desencadenar condiciones dinámicas adversas que terminen en el colapso total o parcial del SIN. Además, cuando existen limitaciones y restricciones en los sistemas de transmisión regional, la generación embebida que puede ser evacuada desde estos sistemas se ve limitada y consecuentemente ocurre una alteración del despacho económico, que debe ser compensada con generaciones fuera de mérito.

En el corto plazo el agotamiento de la capacidad de transformación en estado estacionario y en algunos casos de la capacidad de transmisión, requiere medidas urgentes que consideran entre otras: la entrada en operación de proyectos que tienen atrasos en su ejecución, la adición de transformadores en subestaciones existentes, la construcción de nuevos puntos de conexión al STN, refuerzos en el STR y repotenciación de circuitos de transmisión y/o subestaciones eléctricas.

Si bien las instituciones involucradas habían enviado las señales respectivas a los agentes, éstas no tuvieron el efecto esperado, aparentemente debido a los vacíos regulatorios existentes y además por permitir a los operadores de red, que libremente y de acuerdo con la regulación existente, realizaran oportunamente las obras de expansión requeridas en sus áreas de influencia.

No existe un mecanismo que asegure el cumplimiento del término de realización de las obras del plan de expansión, ni se realiza un control estricto de ejecución en forma similar a lo que ocurre con un proyecto de generación.

En concepto del CSMEM es necesario estructurar un plan de emergencia que permita acelerar efectivamente el plan de expansión de la transmisión regional y realizar los correctivos para poder lograr la operación normal del sistema. Por otra parte, es necesario efectuar una revisión a fondo del esquema institucional ya que éste no garantiza la ejecución de la expansión del STR.

Aunque los agentes privados no tienen la obligación de invertir en la expansión de los sistemas de transmisión regional, los operadores de red si tienen la responsabilidad social de buscar exhaustivamente soluciones concretas para asegurar la confiabilidad y el suministro de la demanda eléctrica a los usuarios de su área de influencia.

No deja de ser preocupante que los operadores de red se hayan comprometido a ejecutar la expansión de la red, no la hayan realizado en forma diligente y oportuna y también con su compromiso de ejecutar la expansión, no hayan permitido la participación de terceros.

Desde el punto de vista regulatorio vale la pena revisar si las expansiones se están remunerando en forma adecuada, o si este es un factor que está limitando el compromiso de los operadores de red.

1 Introducción

El presente informe se centra en el análisis de la operación del Sistema de Transmisión Regional – STR que se encuentra al borde del colapso. Incluye una descripción detallada del estado actual de las redes regionales de transmisión, presenta las necesidades existentes en el corto plazo y los efectos que esta situación conlleva para la operación de la red, expone los principios regulatorios asociados al planeamiento de las redes regionales, la ejecución de su expansión y su remuneración, analiza las causas más importantes de la problemática existente, sugiere un conjunto de soluciones requeridas y finalmente plantea una serie de reflexiones concernientes a temas institucionales, regulatorios y operacionales.

En este informe no se presentan los indicadores que tradicionalmente el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM, los cuales serán retomados en el informe del mes de octubre.

2 La Operación del STR al Borde del Colapso

2.1 Introducción

La crítica situación que afrontan actualmente los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, debido a la falta de ejecución oportuna de los planes de expansión de la infraestructura requerida, comprometen seriamente el abastecimiento adecuado de electricidad a nivel de los usuarios en la mayoría de las regiones del país.

Los sistemas de generación y transmisión nacional sólidos y confiables con que cuenta el país hoy en día, quedan minimizados ante la debilidad de la transmisión regional y la distribución local, que en últimas son la vía para abastecer de electricidad a los consumidores finales.

2.2 Estado Actual del STR

Con base en los estudios de planeamiento operativo realizados por XM¹, es evidente que persisten algunos problemas identificados en el pasado y que algunos Operadores de Red – OR no han realizado las expansiones del Sistema de Transmisión Regional – STR en forma oportuna y adecuada, poniendo en riesgo la confiabilidad del sistema e incluso llevando a la desatención de la demanda.

Esta situación está afectando la operación del sistema, lo cual ha exigido la toma de medidas paliativas como es la programación e instalación de Esquemas Suplementarios, para aliviar los efectos de las contingencias sencillas especialmente de transformación.

A continuación se presenta un resumen de la situación actual que afrontan los sistemas de transmisión regional – STR, con base en los estudios de planeamiento operativo realizados por XM.

2.2.1 Atlántico

Debido a la falta de expansión de la red de transporte y la capacidad de transformación de esta área, se presenta una situación eléctrica crítica, que pone en riesgo la operación segura y confiable del sistema, aún en condiciones de disponibilidad total.

¹ XM, Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, Junio de 2011

Esta situación se agrava ante condiciones de indisponibilidad de activos, tanto de generación como de transmisión, lo cual no permite una adecuada planeación de los mantenimientos, ni realizar un despacho económico sin restricciones en el área.

El área Atlántico es dependiente de la generación de seguridad a nivel de 110kV en las centrales de Flores y Tebsa y requiere un nuevo punto de inyección desde el STN. En caso de presentarse situaciones donde no se pueda contar con la generación de seguridad, los análisis muestran que es necesario efectuar un racionamiento programado, para evitar el colapso total del área ante contingencias en la red de subtransmisión.

También es urgente definir el plan de acción para resolver el nivel de corto circuito de la subestación Tebsa 110 kV, porque el seccionamiento de barras es una solución temporal que desmejora la confiabilidad y se requiere entonces repotenciar la subestación.

2.2.2 Bolívar

La restricción operativa más crítica del área es la falta de expansión de red a 66 kV del doble anillo de Cartagena, de no tomarse medidas operativas en el corto plazo, existiría alto riesgo de racionamiento programado, para evitar sobrecargas de líneas en los periodos de demanda máxima.

La baja confiabilidad del área se evidencia en el caso de contingencias sencillas en la red de 66 kV, que conllevan racionamientos de demanda. Similarmente, la salida de un transformador en la subestación Ternera, requiere generación de seguridad de Proelectrica, para evitar la desatención de la demanda.

Esta situación se agrava ante condiciones de indisponibilidad de activos, lo cual no permite una adecuada planeación de los mantenimientos y dificulta realizar un despacho económico sin restricciones en el área.

El proyecto de la subestación Bosque ha tenido retrasos que ahora generan la necesidad de la entrada con doble transformación, para evitar que bajo contingencia del transformador aumente la pérdida de carga del área.

2.2.3 Córdoba – Sucre

Actualmente se presenta una situación eléctrica crítica en el área Córdoba – Sucre, debido a la necesidad de expansión de la capacidad de transformación en Chinú, para atender su demanda. Además, con el fin de evitar el racionamiento en los periodos de punta, continúa siendo necesario atender desde Bolívar la mayor cantidad de carga posible de Sierraflor.

2.2.4 Guajira – Cesar - Magdalena

Debido a la falta de expansión de la red de transporte y de la capacidad de transformación en los puntos de conexión al STN de esta área (Santa Marta, Fundación, Valledupar y Cuestecitas), se presenta una situación eléctrica crítica, que pone en riesgo la operación segura y confiable del sistema, aún en condiciones de disponibilidad total. Esta situación se agrava ante condiciones de indisponibilidad de activos, tanto de generación como de transmisión, lo cual no permite una adecuada planeación de los mantenimientos. Se requiere además la construcción de un nuevo punto de conexión al STN de la red del Cesar.

2.2.5 Cerromatoso

Ante contingencia sencilla de un transformador 500/115 kV, se presenta desatención de la demanda.

2.2.6 Antioquia

Ante el agotamiento de la capacidad de transformación en Bello, se requiere la expansión de su capacidad.

2.2.7 Meta

La salida de uno de los transformadores de la Reforma en periodos de demanda máxima, causa salida por sobrecarga del otro transformador de la Reforma y desatención de la totalidad de la demanda del Meta. Por otra parte, se requiere la red necesaria para integrar el desarrollo de las nuevas demandas de la industria petrolera en la región.

2.2.8 Nordeste

En Santander se requiere expansión de la capacidad de transformación y de la red de transmisión; existe alta cargabilidad de la transformación en Bucaramanga, Palos y Barranca; la salida de un autotransformador en el área ocasiona la desconexión de los restantes y desatención de demanda; la contingencia en la Línea Barranca-Palénque 115 kV, provoca sobrecarga de la transformación de Bucaramanga y Palos y condiciones de baja tensión con riesgo en la atención de la demanda.

En Norte de Santander y Boyacá se requiere expansión de la transformación para soportar la ocurrencia de contingencias y evitar el riesgo de desatención de la demanda, siendo necesaria la construcción de nuevos puntos de conexión al STN.

2.2.9 Oriental

La mayor limitante para la generación del área bajo contingencia sencilla es el atrapamiento de generación debido a la congestión de los circuitos Guaca – La Mesa a 230 kV. Se requiere expansión de la capacidad de transmisión a 115 kV, para soportar las sobrecargas ante contingencias, las cuales provocan un aumento en la generación de seguridad requerida a nivel de 230 kV.

Se presenta agotamiento de la capacidad de transformación del área oriental y la salida del enlace Primavera – Bacatá 500 kV causa bajas tensiones en el área.

2.2.10 Caldas – Quindío – Risaralda

Ante contingencias sencillas en la transformación se producen sobrecargas en los transformadores de la Esmeralda. Se requiere aumento de la transformación en Purnio y la puesta en servicio de la subestación Armenia con su transformador.

2.2.11 Huila

La falta de expansión de la red de 115 kV hace que se tengan niveles de carga del 98% al 100% en los circuitos Betania – Neiva en estado normal de operación. Además, ante contingencias del transformador en la subestación Altamira, se presentan sobrecargas en la red de 115 kV y bajas tensiones, ocasionando desatención de demanda.

Adicionalmente, la configuración topológica de la red de 115 kV limita la generación de las centrales Prado y Amoyá.

2.2.12 Valle

Debido a la falta de expansión de la capacidad de transformación de esta área, se presenta una situación eléctrica crítica, que pone en riesgo la operación segura y confiable del sistema. En estado normal de operación en los transformadores de Pance se presentan niveles altos de carga y bajo contingencias sencillas de los transformadores de San Marcos y Cartago, se presentan sobrecargas de valores no admisibles y bajas tensiones que colapsan el área.

Por otra parte, en condiciones de alta generación térmica en el área, se presentan sobrecargas en el anillo Yumbo – Chipichape a 115 kV, requiriendo su repotenciación.

2.2.13 Cauca – Nariño

Debido a la falta de expansión de la red de transporte y la capacidad de transformación de esta área, se presenta una situación eléctrica crítica, que pone en riesgo la operación segura y confiable del sistema, aún en condiciones de disponibilidad total.

Ante la contingencia de un transformador de Jamondino se tiene pérdida total de la carga de Nariño y bajo la pérdida del transformador de San Bernardino, se ocasiona la pérdida total de carga en Cauca y Nariño por efecto de la limitación existente en el circuito Pance – Santander a 115 kV.

2.3 Necesidades de Corto Plazo

Como puede deducirse del informe operativo presentado, en Atlántico, Córdoba – Sucre, Santander y Nariño, la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, lo cual implica la necesidad de efectuar deslastres de carga que conllevan racionamientos de la demanda en las regiones mencionadas, para poder efectuar la operación de las redes.

En todas las regiones analizadas existe deficiencia en la expansión de transformación, puesto que bajo condiciones de contingencia de un transformador, se llega a la sobrecarga y desconexión de los equipos, así como bajas tensiones en la red, poniendo en riesgo la seguridad del sistema y conllevando suministro parcial de la demanda. Se incumple de esta forma el mandato regulatorio que prohíbe las

desconexiones de equipos adicionales ante la ocurrencia de contingencias sencillas a nivel de transformación.

En general las soluciones de corto plazo contempladas para evitar el racionamiento de la demanda por agotamiento de la capacidad de transformación en estado estacionario y en algunos casos de la capacidad de transmisión, incluyen:

- Entrada en operación de transformadores y proyectos que se están desarrollando y tienen atrasos en su ejecución.
- Adición de transformadores en subestaciones existentes.
- Construcción de nuevos puntos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional.
- Refuerzos en la red de transmisión regional.
- Repotenciación de circuitos de transmisión regional.
- Repotenciación de subestaciones eléctricas.
- Instalación de compensación capacitiva.
- Normalización de conexiones H y T existentes en redes de transmisión regional.
- Expansión del sistema de transmisión nacional para suplir nuevas demandas industriales.

La tabla No 1 presenta un resumen con las restricciones identificadas en cada una de las regiones y las correspondientes recomendaciones operativas para levantar tales restricciones².

² XM, Memorando de la Dirección de Planeación de la Operación, Agosto 26 de 2011

Tabla No 1 – Restricciones y Recomendaciones del STR

Área	Restricciones identificadas	Recomendaciones operativas
Atlántico	Agotamiento capacidad de transformación del área.	Ampliación de la transformación en subestaciones existentes o construcción de nuevos puntos de conexión al STN.
	Agotamiento capacidad de transporte de la red de 110 kV	Repotenciación de circuitos y desarrollo de nuevos proyectos. Normalización de la subestación Veinte de Julio.
	Restricción a la generación de la subárea Atlántico ante contingencias en los circuitos de 220 kV	Repotenciación de los circuitos Flores - Nueva Barranquilla 220 kV, desarrollo de la red a 220 kV del Atlántico.
	Nivel de corto de las subestaciones Flores y tebsa 110 kV cercanos a sus capacidades de corto.	Cambio de equipos en las dos subestaciones.
Bolívar	Agotamiento de la capacidad de transformación del área.	Entrada en operación del proyecto Bosque, con dos transformadores 220/66 kV. Construcción de nuevos puntos de conexión 220/66 kV al STN (Proyecto Bolívar) Ampliación capacidad de transformación 220/110 kV
	Agotamiento capacidad de transporte de la red de 66 kV	Entrada en operación Villa Estrella 66 kV.
		Repotenciación de circuitos a 66 kV Cambio de nivel de tensión de la red de 66 kV a 110 kV
GCM Magdalena	Agotamiento de la capacidad de transformación de la subestación Santa Marta	Puesta en servicio de nuevos puntos de conexión al STN en Magdalena.
	Agotamiento de la capacidad del anillo de 110 kV entre las subestaciones Santa Marta y Fundación	Aumento de capacidad de circuitos del anillo entre Santa Marta y Fundación. Nuevos circuitos de refuerzo al anillo.
	Agotamiento de la capacidad de transformación de las subestaciones Fundación.	Puesta en servicio del segundo transformador de fundación.
GCM Cesar	Agotamiento de la capacidad de transformación de la S/E Valledupar	Puesta en servicio de nuevos puntos de conexión al STN en la ciudad de Valledupar.
	Bajos niveles de tensión ante contingencia del trafo 500/220 kV de Copey.	Instalación de compensación capacitiva
GCM Guajira	Agotamiento de la capacidad de transformación de la S/E Cuestecitas	Ampliación de la transformación existente.
Córdoba - Sucre	Agotamiento de la capacidad de transformación de la S/E Chinú	Instalación de compensación capacitiva en el
		Aumento de la capacidad de transporte de Urrá – Tierralta 110 kV de 400 A a 580 A.
		Puesta en servicio del nuevo transformador de chinu 500/115 kV Desarrollo del STN en el área de córdoba - Sucre (Montería 220 kV y obras asociadas.)
Cerromatoso	Agotamiento capacidad de transformación 500/115 kV	Aumento capacidad de transformación 500/115 kV
Meta	Sobrecarga de uno de los transformadores de la S/E La Reforma ante contingencia del otro.	Desarrollo de red del STN en el departamento del Meta, para integrar las nuevas demandas petroleras del área.

Área	Restricciones identificadas	Recomendaciones operativas
Nordeste Santander	Agotamiento de la capacidad de transformación de la ESSA	Entrada en servicio del transformador de Piedecuesta 230/115 kV
		Nuevo punto de conexión al STN o ampliación de la capacidad actual. (Adicional al primer trazo de Piedecuesta)
	Agotamiento de la red de 115 kV de la subarea	Repotenciación de los circuitos actuales y construcción de nuevos proyectos.
Mejoramiento del factor de potencia del área, mediante la instalación de compensación capacitiva a nivel de distribución.		
Normalización de conexiones en H y T en la red de 115 kV		
Nordeste Norte De Santander	Agotamiento de la capacidad de transformación de CENS	Ampliación de la transformación actual.
		Nuevo punto de conexión al STN
		Refuerzo de la red a 115 KV entre Ocaña y la ciudad de Cúcuta.
Nordeste Boyacá	Agotamiento de la capacidad de transformación de EBSA	Puesta en servicio de nuevos puntos de conexión al STN.
Suroccidental Valle del Cauca	Sobrecargas en el circuito La Rosa - Dosquebradas ante la contingencia del transformador de Cartago.	Puesta en servicio segundo transformador de Cartago 230/115 kV
	Agotamiento de la capacidad de transformación	Puesta en servicio proyecto Alférez (Simón Bolívar) 230/115 kV
	Sobrecarga del anillo Termoyumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante generación térmica alta en el área.	Repotenciación Circuitos Termoyumbo - La Campiña - Chipichape.
Suroccidental Huila	Sobrecargas en la línea Betania - Altamira 115 kV ante la contingencia del transformador de la S/E Altamira, ocasionando desatención de demanda	Puesta en servicio de nuevos puntos de conexión al STN.
	Limitación de la generación de las centrales Prado y Amoyá, considerando la topología de los circuitos Prado - Tenay - El Bote, Prado - Natagaima - El Bote cerrados.	Aumento de la capacidad de los circuitos Prado - Tenay y Tenay - El Bote a nivel de 115 kV
Suroccidental CAUCA – NARIÑO	Agotamiento de la capacidad de transformación del área y de la red de 115 kV	Recuperación de la capacidad de la línea Pance – Santander 115 kV Construcción del circuito Pance – Santander 2 115kV.
		Desarrollo del STN en el departamento de Nariño (Jardinera) - Aumento de capacidad de transformación.
CQR	Agotamiento capacidad de transformación 230/115 kV	Ampliación transformación en Esmeralda.
		Nuevo transformador 230/115 kV en Purnio y obras asociadas a 115 kV.
		Puesta en servicio de la subestación Armenia 230 kV y su transformador 230/115 kV.
Antioquia	Agotamiento de la capacidad de transformación de Bello 230/115 kV	Desarrollo del proyecto Bello - Guayabal - Ancón 230 kV y transformación asociada.
Concepción	Riesgos asociadas a indisponibilidades largas de equipos de transformación	Adecuado manejo de las unidades de reserva en transformación en las áreas.

2.4 Efectos de la Situación Anterior

Algunos de los problemas operativos que presentan hoy en día los sistemas de transmisión regional, habían sido identificados con una anterioridad igual o mayor de cinco años; ahora bien, debido a que la expansión de estas redes no se está ejecutando oportunamente, el panorama futuro es aún más desalentador ya que la demanda continúa su crecimiento y el tiempo requerido para ejecutar las obras de expansión necesarias, incrementará la gravedad del problema.

El estado actual de los sistemas de transmisión regional es suficientemente grave y ocasiona desatención parcial de la demanda, con los consecuentes costos sociales y económicos que ello representa. Esta situación alcanza su mayor criticidad en aquellas regiones donde, bajo operación normal y la condición de que exista disponibilidad total de los activos, ya se presentan cargas en los equipos cercanas o mayores al 100% de su capacidad nominal.

Para garantizar continuidad del servicio es necesario dotar al sistema de módulos redundantes, en tal caso tanto las fallas como las labores normales de mantenimiento, pasan prácticamente inadvertidas por el usuario y se dice que el sistema es seguro. Sin embargo, la condición adversa probable de salida de uno de los transformadores de subestación por falla o por mantenimiento (contingencia sencilla), en varias subestaciones de todas las regiones descritas, conlleva a la sobrecarga de otros transformadores, la presencia de voltajes bajos y la pérdida de carga.

Lo anterior muestra como la realización de los mantenimientos requeridos en los sistemas regionales, no se pueden llevar a cabo y esto significa que en un futuro próximo, de no tomarse las medidas necesarias, el número de fallas se incrementará por falta de mantenimiento y la continuidad del servicio se verá afectada en forma más severa. Es tan precaria la situación, que algunos transformadores de reserva ya prestan servicio continuo.

Una contingencia sencilla y peor aún si es de mayor orden, en las condiciones de estrechez operativa de las redes regionales existentes, no solo vulnera las condiciones de estado estacionario de la red eléctrica implicando la desconexión simultánea de otros equipos y la desatención de la demanda, sino que también puede provocar excitaciones en el sistema regional y en el sistema interconectado nacional, que desencadenen condiciones dinámicas adversas y terminen en el colapso total o parcial del SIN.

Cuando existen limitaciones y restricciones en los sistemas de transmisión regional, la generación embebida que puede ser evacuada desde estos sistemas se ve limitada y consecuentemente ocurre una alteración del despacho económico, que debe ser compensada con generaciones fuera de mérito. El efecto final de esta situación, es el encarecimiento de la energía generada que afecta las tarifas de los usuarios y que además propicia el ejercicio del poder de mercado.

2.5 Aspectos Regulatorios

2.5.1 Definiciones

Sistema Interconectado Nacional – SIN: El sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios³.

Sistema de Transmisión Regional – STR: El sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del Operador de Red - OR al Sistema de Transmisión Nacional - STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión IV⁴. Igualmente, los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red⁵.

Activos de Conexión del OR al STN. Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional⁶.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio⁷.

³ Ley 143 de 1994

⁴ ≥ 57.5 kV y < 220 kV

⁵ Resolución CREG 097 de 2008

⁶ Resolución CREG 097 de 2008.

⁷ Resolución CREG 097 de 2008.

2.5.2 Planeamiento de la Expansión

A la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, le fueron asignadas las siguientes funciones⁸:

- Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.
- Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional y consultar al cuerpo consultivo permanente.
- Recomendar al Ministro de Minas y Energía políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético.

Plan Indicativo de Ampliación de Cobertura. La UPME deberá elaborar y oficializar a más tardar el 30 de junio de 2007, un "Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica" en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional. El "Plan Indicativo de Expansión de Cobertura" que se defina deberá ajustarse anualmente, cuando así amerite⁹.

Responsabilidad del Operador de Red – OR en la Planeación: El OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996. El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su Sistema, considerando solicitudes efectuadas por terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero¹⁰.

Integración y coordinación STN – STR: La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME deberá tener en cuenta los criterios de confiabilidad y expansión de los STR's en los análisis de los planes de inversión de las empresas. Deberá llevar a cabo el seguimiento necesario para que las acciones que se adelanten en torno al Plan de Expansión del STN y de los STR's sean integrales y coordinadas, por lo cual todos los análisis de contingencias se realizarán conjuntamente entre los dos sistemas, incluida la relación costo beneficio de la expansión¹¹.

⁸ Ley 143 de 1994 y Decreto 255 de 2004.

⁹ Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008.

¹⁰ Resolución CREG 070 de 1998.

¹¹ Resolución MME 18 2148 de 2007.

2.5.3 Ejecución de la Expansión

Responsabilidad del OR en la Ejecución: El OR es el responsable por la ejecución del Plan de Expansión de la red que opera, en relación con la construcción de nuevas líneas, subestaciones y equipos que tengan carácter de uso general. Si el OR incumple con la ejecución de un proyecto previsto en su Plan de Inversión¹², el proyecto correspondiente podrá ser desarrollado por el usuario interesado o por un tercero.

En caso que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's, pero exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, éste podrá ejecutar las obras correspondientes. Del mismo modo, en caso de que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's y sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley 143 de 1994, relacionado con contratos de concesión¹³.

Activos del STR ejecutados mediante convocatorias. Cuando la UPME, dentro del Plan de Expansión del STN, haya identificado proyectos en ese sistema que requieren a su vez de la ejecución de otros proyectos en los STR, informará al OR que se conectaría a las nuevas subestaciones del STN sobre los proyectos de expansión requeridos en el STR y la fecha definida en el Plan para su puesta en operación.

El OR deberá manifestar por escrito a la UPME, dentro del término que ésta le señale, si desea desarrollar el respectivo proyecto de expansión, caso en el cual se obligará a ponerlo en operación en la fecha definida en el Plan. Si el OR no manifiesta su interés de desarrollar el proyecto de expansión del STR, este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia, en los cuales podrán participar los OR existentes y quienes se constituyan en Empresa de Servicios Públicos en caso que les sea adjudicada la convocatoria¹⁴.

¹² Resolución CREG 005 de 1996, artículo 2.

¹³ Resolución CREG 070 de 1998.

¹⁴ Resolución CREG 097 de 2008.

2.5.4 Remuneración de la Expansión

Ingreso Regulado: La CREG estableció una metodología de remuneración de la actividad de distribución de ingreso regulado para el nivel de tensión IV y de ingreso máximo para los niveles de tensión inferiores, con base en unidades constructivas.

Activos con costos inferiores a los Costos Medios: En caso de que el costo promedio (\$/kWh) estimado de un proyecto del STR, el cual incluye la inversión y el AOM, sea inferior al Costo Medio para el Nivel de Tensión IV del OR al que se conectaría dicho proyecto y adicionalmente, no se haya iniciado su construcción en el término de un año contado a partir de su inclusión en el Plan de Expansión por parte de la UPME, el mismo será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia en los cuales podrán participar los OR existentes y quienes se constituyan en Empresa de Servicios Públicos en caso de que les sea adjudicada la convocatoria¹⁵.

Activos con costos superiores a los Costos Medios. Se debe demostrar que son la mejor opción frente a otras alternativas de prestación del servicio. La relación Beneficio / Costo debe ser superior o igual a 1. Cuando no se cumpla esta condición la UPME informará el porcentaje del costo del proyecto que hace que la relación Beneficio / Costo sea mayor o igual que uno, porcentaje que se aplicará a los activos reportados para su reconocimiento en los cargos¹⁶.

Activos de Conexión del OR al STN. Los Activos de Conexión del OR al STN se remunerarán mediante Cargos por Uso y por lo tanto hacen parte de los activos de uso de los STR. El OR es el responsable por la Operación y Mantenimiento de estos activos. Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, éstos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento y el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades¹⁷.

2.6 Causas del Problema Actual

- A pesar de que parte de los problemas que hoy afrontan los sistemas de transmisión regional, que conciernen fundamentalmente a la expansión de la capacidad de transformación y de transmisión, habían sido identificados

¹⁵ Resolución CREG 097 de 2008.

¹⁶ Resolución CREG 097 de 2008.

¹⁷ Resolución CREG 097 de 2008.

previamente, las instituciones involucradas en esta situación¹⁸, si bien habían enviado las señales respectivas a los agentes, éstas no tuvieron el efecto esperado, aparentemente debido a los vacíos regulatorios existentes y además por permitir a los agentes del mercado (operadores de red), que libremente y de acuerdo con la regulación existente, realizaran oportunamente las obras de expansión requeridas en sus áreas de influencia.

- La causa principal de la actual situación, se origina en los incumplimientos en la realización de las obras por parte de los OR, ya que éstos no han ejecutado oportunamente las inversiones requeridas, una vez que se han comprometido a efectuar una obra del plan de expansión.
- Regulatoriamente existe un año para iniciar la construcción de un proyecto, contado a partir de su inclusión en el Plan de Expansión por parte de la UPME; cuando el OR incumple esta condición, el proyecto deberá ser ejecutado a través de mecanismos de libre competencia. Este mecanismo que podría haber contribuido a la solución de la ejecución de los proyectos, no ha sido utilizado por el MME.
- No existe un mecanismo que asegure el cumplimiento del término de realización de las obras del plan de expansión. Las obras se deben iniciar dentro de un año después de incluidas en el plan de expansión, pero no están sujetas a un cronograma de desarrollo detallado, ni se realiza un control estricto de ejecución en forma similar a lo que ocurre con un proyecto de generación. Ni el seguimiento que efectúa la UPME, ni las penalizaciones que impone la SSPD, han sido elementos que contribuyan al desarrollo oportuno de los proyectos por parte de los OR.
- De acuerdo con la regulación existente, cuando el OR no efectúe los proyectos incluidos en el plan de expansión de su área y en el mecanismo de libre competencia tampoco exista un tercero interesado, el MME a través de un contrato de concesión deberá adjudicarlos al departamento en caso de los STRs o al municipio en el caso de los SDLs. Ya que el mecanismo de adjudicación de las obras por libre competencia no ha sido aplicado en el STR, tampoco se ha llegado a la adjudicación por medio de contratos de concesión; sin embargo,

¹⁸ Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeamiento Minero-Energético, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Comisión de Regulación de Energía y Gas y XM.

este mecanismo no debe descartarse ya que puede contribuir a la solución de la ejecución de los proyectos.

- Existe un conjunto de posibles causas adicionales que podrían estar afectando la realización oportuna de los proyectos del STR, las cuales ameritan un estudio más profundo y se mencionan a continuación:
 - Claridad para los agentes sobre sus responsabilidades respecto a las señales de expansión que emita la UPME.
 - Efectividad de las garantías que deben presentar los OR para la ejecución de los proyectos de expansión.
 - Razonabilidad de la cuantía de las multas pecuniarias que se cobran por desatención de la demanda.
 - Definición de las normas, condiciones y garantías de las convocatorias y la metodología de remuneración de los costos a quien se le adjudique la convocatoria.

2.7 Soluciones Requeridas

- Teniendo en cuenta la crítica situación de la operación del STR, es evidente la urgencia con la cual se debe actuar para evitar una mayor degradación del SIN, que ocurriría por el crecimiento de la demanda y la imposibilidad de realizar mantenimientos.
- En concepto del CSMEM es necesario estructurar un plan de emergencia que permita acelerar efectivamente el plan de expansión de la transmisión regional y realizar los correctivos para poder lograr la operación normal del sistema.
- El plan de emergencia sugerido debe considerar aspectos tales como:
 - Empoderamiento y liderazgo para ejecutar el plan de emergencia.
 - En forma conjunta con los OR, establecer el estado de desarrollo de los diferentes proyectos e identificar los cuellos de botella técnicos y financieros existentes.
 - Definir un plan de acción por región que incluya los cronogramas detallados para la restauración operativa y para acelerar la finalización de los proyectos atrasados.
 - Si existen problemas financieros para la ejecución de los proyectos atrasados, apoyar los OR respectivos en la consecución de los recursos financieros requeridos.

- En caso que un OR no pueda ajustarse a las condiciones de ejecución establecidas en el plan de emergencia, dichos proyectos serían ejecutados mediante terceros interesados.
 - Establecer auditorías exigentes que permitan asegurar la ejecución del plan de acción dentro de los tiempos establecidos en los cronogramas.
 - Siendo este un plan de emergencia, se requerirá utilizar los mecanismos legales para estos casos, estableciendo procedimientos especiales que permitan el desarrollo acelerado del plan de emergencia y recuperar la normalidad operativa del SIN.
- Se debiera estudiar la posibilidad de reponer transformadores existentes, utilizando mecanismos de refrigeración, con el fin de aumentar sus características de sobrecarga y así contribuir a mejorar las condiciones críticas de operación del SIN.
 - En adición a las sugerencias de solución para resolver la condición de emergencia operativa existente, es necesario fortalecer los procedimientos establecidos para la ejecución de la expansión futura de los sistemas regionales de transmisión, específicamente en temas tales como la definición de cronogramas detallados de ejecución de obras, auditorías que permitan asegurar la ejecución oportuna de las obras, las garantías y las condiciones y procedimientos de las convocatorias y concesiones.

2.8 Reflexiones

- Aunque los agentes privados no tienen la obligación de invertir en la expansión de los sistemas de transmisión regional, los operadores de red si tienen la responsabilidad social de buscar exhaustivamente soluciones concretas para asegurar la confiabilidad y el suministro de la demanda eléctrica a los usuarios de su área de influencia.
- Para el CSMEM no deja de ser preocupante que los OR se hayan comprometido a ejecutar la expansión de la red, no la hayan realizado en forma diligente y oportuna y también con su compromiso de ejecutar la expansión, no hayan permitido la participación de terceros para mantener sus condiciones de exclusividad en el área de influencia.

- Desde el punto de vista regulatorio vale la pena revisar si las expansiones se están remunerando en forma adecuada, o si este es un factor que está limitando el compromiso de los OR. Sin embargo, la realidad muestra que los OR están tomando los compromisos de expansión, lo cual evidenciaría que si existen incentivos económicos suficientes para realizarlas.
- Como se mencionó anteriormente parte de los problemas operativos existentes eran conocidos con una antelación de varios años, consecuentemente el CSMEM considera que es necesario efectuar una revisión a fondo del esquema institucional ya que éste no garantiza la ejecución de la expansión del STR.