



**MODELO DE OPERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL CENTRO DE CONTROL
DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

DIANA CAROLINA GUERRERO MOLINA

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
MEDELLÍN
2016**

**MODELO DE OPERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL CENTRO DE CONTROL
DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

DIANA CAROLINA GUERRERO MOLINA

**Trabajo de Grado para optar al Título de
Magister en Transmisión y Distribución de Energía**

Director

JORGE WILSON GONZALEZ

Ingeniero Electricista

Doctor en Ingeniería de Sistemas

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MAESTRÍA EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

MEDELLÍN

2016

Nota de Aceptación

Firma:
Nombre:
Presidente del Jurado

Firma:
Nombre:
Jurado

Firma:
Nombre:
Jurado

Medellín, 21 de noviembre de 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a cada una de las personas que facilitaron mis estudios nuevamente, a mis compañeros del centro de control del CND, a mis compañeros y docentes de la maestría y a mi director de tesis.

Agradezco especialmente a mi familia: a mi madre por enseñarme lo importante de estudiar, a mi esposo por darme el impulso necesario para iniciar nuevamente, y a mis hijos por ser siempre un motor en mi vida.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES	19
1.1 PLANTEAMIENTO DE LA PROPUESTA INVESTIGATIVA.....	19
1.1.1 PROBLEMA INVESTIGATIVO.....	19
1.1.2 RAÍCES PRIMARIAS	20
1.1.3 RAÍCES SECUNDARIAS.....	20
1.1.4 ELEMENTOS.....	21
1.1.5 RECEPTORES	21
1.2 PROPUESTA INVESTIGATIVA	22
1.3 OBJETIVOS.	23
1.4 ALCANCE	24
2. MARCO TEORICO.....	25
2.1 REFERENCIAMIENTO DE CENTROS DE CONTROL DE ENERGIA	25
2.1.1 BRASIL – VISITA A COSR-SE CENTRO REGIONAL DE OPERACIÓN SUDESTE DE ONS.....	26
2.1.2 MÉXICO – VISITA A CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA DEL CFE - CENACE 32	
2.1.3 ESTADOS UNIDOS – VISITA A PJM	37
2.1.4 ESTADOS UNIDOS - VISITA CAISO.....	44
2.1.5 COLOMBIA – VISITA AL CSM DE INTERCOLOMBIA.....	51
2.1.6 COLOMBIA – VISITA AL CCC DE CODENSA.....	54
2.1.7 ESTADOS UNIDOS - VISITA SOUTHERN CALIFORNIA EDISON - SCE.....	59
2.1.8 ESTADOS UNIDOS - VISITA CONEDISON - ConEd	61

2.1.9	MEJORES PRÁCTICAS ENCONTRADAS EN EL REFERENCIAMIENTO.....	64
2.2	ESQUEMAS TÍPICOS DE OPERACIÓN DE LOS CENTROS DE CONTROL DE ENERGIA.....	76
2.2.1	ESQUEMA DE OPERACIÓN CENTRO DE CONTROL PRINCIPAL MAS CENTRO DE CONTROL DE RESPALDO	76
2.2.2	ESQUEMA DE OPERACIÓN CENTRO DE CONTROL PRINCIPAL CON CENTROS DE CONTROL DISTRIBUIDOS.....	77
2.2.3	ESQUEMA DE OPERACIÓN DISTRIBUIDO O <i>MULTISITE</i>	78
3.	FUNCIONAMIENTO ACTUAL DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND...	83
3.1	FUNCIONES Y ACTIVIDADES ACTUALES DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND.....	84
3.1.1	SECUENCIA DE LAS ACTIVIDADES DEL PROCESO DE COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIN	84
3.1.2	MEDIOS USADOS EN EL PROCESO COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIN	86
3.1.3	MEDICIONES ACTUALES DEL PROCESO - INDICADORES	88
3.2	OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND.....	90
3.2.1	ROL COORDINADOR	90
3.2.2	ROL OPERADOR	94
3.2.3	ROL ANALISTA ELÉCTRICO DEL REDESPACHO	105
3.2.4	ROL ANALISTA ENERGÉTICO DEL REDESPACHO	109
3.2.5	ROL ANALISTA DE INFORMACIÓN	111
4.	PROPUESTA PARA FUNCIONAMIENTO <i>MULTISITE</i> DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND	116
4.1	RIESGOS ACTUALES	116

4.2	PROPUESTAS DE OPERACIÓN DE ESQUEMA <i>MULTISITE</i> EN EL CENTRO DE COTROL DEL CND.....	118
4.2.1	ESCENARIO 1.....	120
4.2.1	ESCENARIO 2.....	126
4.3	REVISION DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS	131
4.4	RIESGOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA <i>MULTISITE</i>	133
4.5	ASPECTOS Y REGLAS DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL PARA REVISAR.....	134
5.	RECOMENDACIONES	136
6.	CONCLUSIONES.....	138
7.	TRABAJOS FUTUROS	140
8.	BIBLIOGRAFÍA	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Área de Supervisión y Control de ONS	27
Figura 2.	Estructura Operativa de ONS.....	28
Figura 3.	Proceso de Entrenamiento de ONS	30
Figura 4.	Estructura Operativa CENACE.....	33
Figura 5.	Estructura Relacionamento Operación de CENACE con una Subárea 35	
Figura 6.	Área de Cubrimiento de PJM.....	38
Figura 7.	Área de Cubrimiento de CAISO.....	45
Figura 8.	Estructura <i>Multisite</i> INTERCOLOMBIA - TRANSELCA.....	52
Figura 9.	Esquema de Comunicaciones Telefónicas - CODENSA.....	59
Figura 10.	Esquema de Funcionamiento CCP mas CCR.....	76
Figura 11.	Esquema de Funcionamiento CCP mas CCD's	78
Figura 12.	Esquema de Distribución de Áreas Operativas en Funcionamiento de Operación Distribuido.....	80
Figura 13.	Esquema de Funcionamiento Operación Distribuido.....	81
Figura 14.	Procesos de la Dirección Coordinación de Operación	84
Figura 15.	Consignaciones Analizadas por Meses.....	92
Figura 16.	Días con Consignaciones a Analizar mayores o iguales a 40	93
Figura 17.	Maniobra de Aperturas en Consignaciones por Meses	98
Figura 18.	Maniobra de Aperturas Registradas en HEROPE por Meses	99
Figura 19.	Maniobra de Aperturas en Consignaciones por días	100
Figura 20.	Maniobra Registradas en HEROPE por días	101
Figura 21.	Llamadas Registradas para el 20 de octubre del 2015	102

Figura 22.	Llamadas Registradas para el 10 y 11 de octubre del 2015.....	104
Figura 23.	Consignaciones con Generación de Seguridad.....	106
Figura 24.	Eventos Registrados en HEROPE – STN y STR	108
Figura 25.	Solicitudes de redespacho Ejecutadas.....	111
Figura 26.	Registros Validado del STR - STN	113
Figura 27.	Registros Validados de Generación	114
Figura 28.	Registros De Eventos para Calculo de ENS	115
Figura 29.	Reclamaciones asociadas a la DCO - 2015	115
Figura 30.	Escenario 1 - Operación <i>Multisite</i>	121
Figura 31.	Escenario 2 - Operación <i>Multisite</i>	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Resumen de referenciamiento en centros con funciones de operadores de área o nacionales	69
Tabla 2.	Resumen de referenciamiento en centros con funciones de transmisores regionales	73
Tabla 3.	Llamadas Registradas para el 20 de octubre del 2015	103
Tabla 4.	Número de Maniobras Realizadas para el Control de Tensión – Enero 2015	107
Tabla 5.	Estructura para delegación de responsabilidades ante contingencias	124
Tabla 6.	Estructura para delegación de responsabilidades ante picos de trabajo	125
Tabla 7.	Estructura para delegación de responsabilidades ante contingencias	129
Tabla 8.	Estructura para delegación de responsabilidades ante picos de trabajo	130
Tabla 9.	Revisión de las Alternativas Propuestas	132

GLOSARIO

Backup Control Center - BCP: Véase CCR, Centro de Control de Respaldo.

Centros de Control *Multisite*: Describe el concepto global para la realización de tareas, entre centros de control autónomos, de tal forma que puedan trabajar conjuntamente en diferentes niveles jerárquicos y sobre la misma red. Para ello los centros de control manejan la misma información (*Common Data Model*); esta información puede ser administrada centralmente o distribuida dando responsabilidad a los otros centros de control.

Centro de Control - CC: Se entiende como Centro de Control, el Centro Nacional de Despacho - CND, un Centro Regional de Control - CRC, un Centro de Generación - CG o un Centro Local de Distribución - CLD, según el caso.

Centro de Control Principal - CCP: Sitio principal encargado de la operación y supervisión en tiempo real del sistema eléctrico nacional.

Centro de Control de Respaldo - CCR: Sitio alternativo al CCP que cuenta con los requerimientos en cuanto a infraestructura física y tecnología para operar el SIN ante fallas o dificultades en el CCP.

Centro Nacional de Despacho - CND: Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional - SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CNO.

Conciencia Situacional: La conciencia situacional es una representación mental y comprensión de los objetos, eventos, gente, estados de los sistemas, interacciones, condiciones ambientales y cualquier otro tipo de factores de una situación específica que puedan afectar al desarrollo de las tareas humanas, bien sean complejas o dinámicas. Formulada en términos simples en la conciencia situacional el humano “*sabe lo que ocurre para poder figurarse lo que debe hacer*”.

Consejo Nacional de Operación - CNO: Entidad del sector eléctrico, creada por la Ley 143 de 1994, Artículo 36, que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del reglamento de operación.

Dirección Coordinación de la Operación - DCO: Área del CDN cuya función principal es la coordinación y supervisión de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional y las interconexiones internacionales.

Federal Energy Regulatory Commission - FERC: Es la agencia federal de los Estados Unidos que regula la transmisión y la venta al por mayor de la electricidad y el gas natural en el comercio interestatal, y regula el transporte de petróleo por oleoducto en el comercio interestatal.

Indepent System Operator - ISO: Es una organización constituida bajo la dirección o recomendación de la FERC. En el área en que opera el ISO este se encarga de garantizar el transporte óptimo, seguro y confiable de electricidad en la red de transporte eléctrico. Como operador imparcial de la red, no tiene interés económico alguno en ningún segmento individual, garantizando un acceso equitativo y transparente a la red de transmisión y al mercado de transacciones. Los RTOs cumplen las mismas funciones de los ISOs, con la diferencia de que estos últimos cubren un área geográfica de mayor proporción.

Operación *Multisite*: Es una funcionalidad de los sistemas SCADA que permite operar los sistemas eléctricos de potencia desde diferentes puntos geográficamente distantes. Dependiendo de la configuración que se realice se puede tener un CCP con varios CC locales o también se puede tener dos o más CC principales con diferentes actividades que funcionen simultáneamente.

Operador de Red de STR's y/o SDL's - OR: Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; 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's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Regional Transmission Organization - RTO: Un RTO es una organización formada por la aprobación de la FERC. En las zonas en las que se establece un RTO, coordina, controla y supervisa el funcionamiento del sistema de energía eléctrica, por lo general dentro de un solo Estado de Estados Unidos, pero a veces abarca varios estados

Plant Information – PI: Sistema de Históricos, desarrollado por la empresa OsiSoft, que se caracteriza por su capacidad de almacenar gran cantidad de información.

Supervisory Control And Data Acquisition - SCADA: Sistema de supervisión y control de datos en tiempo real de cualquier tipo de sistema físico. En el caso de los sistemas de potencia se refiere a los sistemas de supervisión y control de las variables eléctricas y activos que participan en el sistema.

Sistema Interconectado Nacional - SIN: es 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 usuarios.

Sistema de Transmisión Nacional - STN: es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema de Transmisión Regional - STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operadores de red.

Transmisor Nacional - TN: Persona que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

RESUMEN

Este trabajo presenta una propuesta para la operación Multisite del centro de control del CND de la empresa XM, se basa en las mejores prácticas identificadas a partir de una referencia realizada a nivel nacional e internacional entre diferentes centros de control de energía. La solución debe garantizar que todas las funciones asignadas por la actual regulación nacional de electricidad sigan siendo estrictamente cumplidas por el CND.

Para entender el manejo actual del centro de control del CND, se hace un ejercicio donde se explican las diferentes funciones definidas para cada uno de los roles, a partir de los dos procesos que se ejecutan, que son la supervisión y control en tiempo real y la actividad de realizar redespacho. Así mismo, a la luz de la información operativa registrada en los bases de datos para el año 2015, se evalúa la carga de trabajo actual de acuerdo con las responsabilidades de cada rol.

Se plantean entonces dos propuestas, de tal forma que se realice la operación en tiempo real en dos centros de control ubicados en lugares diferentes; cada propuesta plantea nuevas alternativas para llevar a cabo las tareas de tiempo real.

Adicionalmente se proponen recomendaciones con el fin de garantizar que la implementación de la propuesta realizada sea viable en los ámbitos organizacional, tecnológico y regulatorio, así como sostenible en el largo plazo.

PALABRAS CLAVES: Esquema *Multisite*, Centro de Control.

ABSTRACT

This paper presents a proposal for the Multisite operation of the control center of the CND of the company XM, is based on the best practices identified from a national and international reference between different energy control centers. The distribution of the application must ensure that all functions assigned by the current national electricity regulation are still strictly complied with by the CND.

In order to understand the current management of the CND control center, an exercise is performed which explains the different functions defined for each of the roles, based on the two processes that are executed, such as real-time supervision and control and redispatched activity. Likewise, in light of the operational information recorded in the databases for the year 2015, the workload is evaluated to date according to the responsibilities of each role.

Two proposals are then proposed in such a way that the operation is carried out in real time in two control centers located in different places, each proposal proposes new alternatives to carry out the tasks of real time.

In addition, recommendations are made in order to ensure that the implementation of the proposal is viable in the organizational, technological and regulatory spheres, as well as sustainable in the long term.

KEYWORDS: Scheme MultiSite, Control Center.

INTRODUCCIÓN

Actualmente el centro de control del CND opera con el esquema de un CCP, cuya sede está las instalaciones de ISA en el barrio Poblado en la ciudad de Medellín y un CCR, ubicado en las instalaciones del CTE Noroccidente de INTERCOLOMBIA en la subestación de Ancón Sur.

Con la adquisición del nuevo sistema SCADA para el CND, el cual entrará en operación a partir de noviembre de 2016 y cuya tecnología, entre otras ventajas funcionales, ofrece la posibilidad de operar en forma distribuida y en paralelo en por lo menos dos centros de control, debido a la funcionalidad *Multisite* que posee, se espera que en el corto plazo la operación se realice de forma paralela en dos sedes, intercomunicadas y sirviendo de respaldo entre sí. Este esquema de operación es el más usado a nivel internacional por los centros de control que manejan los sistemas de potencia que tienen funciones de ISO o de RTO, ya que garantiza la continuidad del servicio ante contingencias en uno de ellos, con un tiempo de respuesta mínimo.

Esta alternativa de operación plantea un reto para el CND en su forma de supervisar y controlar el SIN, ya que será necesario reevaluar y adaptar los procesos de la empresa para ejecutar el nuevo esquema y garantizar que las responsabilidades asignadas por el ente regulador sean cumplidas a cabalidad en este nuevo escenario.

Con el fin de plantear las posibles alternativas de operación en el esquema *Multisite*, se realizó un referenciamiento a nivel internacional en centros de control de energía, y con una mirada crítica, se tomaron de estas visitas las mejoras prácticas encontradas con el objetivo fin de tenerlas en cuenta a la hora de

plantear las alternativas para el CND, no solo para el esquema de trabajo en paralelo sino para el mejoramiento de los procesos propios de la DCO.

Así mismo, se hizo un breve resumen de cada una de las actividades realizadas por cada rol que se tiene en el centro de control del CND. Como el propósito es revisar que cambios serían necesarios realizarse para adaptar la metodología de trabajo en paralelo, se realizaron diferentes consultas de la información registrada a nivel operativo con el objetivo de identificar las cargas de trabajo actuales.

Se plantean entonces dos escenarios de operación para el trabajo en *Multisite*; cada uno de ellos se concibe con una redistribución de tareas entre las personas. El primer escenario cuenta con una persona más por turno, esto con el objetivo de contar los respaldos suficientes ante fallas o contingencias de los centros de control, así como para garantizar que el rol del coordinador se una persona que puede velar en todo momento por la seguridad del SIN, al no tener actividades específicas y poder garantizar que puede rotar en cada uno de los sitios. El segundo escenario se plantea teniendo como base el mismo número de personas que se tienen actualmente por turno y planteando nuevamente una redistribución de las responsabilidades.

1. GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DE LA PROPUESTA INVESTIGATIVA

Para plantear este proyecto de grado se usa la metodología de TyD, la cual se basa en la identificación de un problema que se maneja desde tres ópticas como son:

- Las raíces que son las causas fundamentales del problema. La metodología las separa en dos grupos, las principales y las secundarias, según su importancia.
- Los elementos que son los componentes en los que se puede desagregar el problema. La metodología los discrimina en dos grupos como son: primarios y secundarios.
- Los receptores que son los agentes sobre los cuales recae el efecto de resolver o no el problema. Pueden ser personas, empresas, el gobierno, la academia, etc.

Teniendo en cuenta los anteriores elementos se plantea entonces el problema a resolver y cada una de los componentes que describe la metodología.

1.1.1 PROBLEMA INVESTIGATIVO

Aunque actualmente se considera que el operador del mercado eléctrico colombiano, la compañía XM, opera de forma segura y confiable el SIN en tiempo real, se hace necesario revisar el esquema de funcionamiento operativo del

mismo, debido a los cambios regulatorios, tecnológicos y administrativos a los que se ve enfrentada la empresa.

1.1.2 RAÍCES PRIMARIAS

1.1.2.1 Raíz Técnica

Se requiere un modelo donde se plantee un esquema de operación *Multisite* para el Centro Nacional de Despacho - CND.

1.1.2.2 Raíz Informática

Se requieren identificar los avances tecnológicos que permitan facilitar la operación del sistema eléctrico de una forma más confiable, oportuna y segura.

1.1.2.3 Raíz Empresarial

Se requiere modificar los procesos para plantear un nuevo esquema de funcionamiento del centro de control del CND.

1.1.3 RAÍCES SECUNDARIAS

- Referenciamiento de centros de control de energía a nivel nacional e internacional.
- Vigilancia tecnológica.
- Entrevista al personal de la DCO.

1.1.4 ELEMENTOS

1.1.4.1 Elemento Primarios

Para este caso se tienen: operación de sistemas de potencia en tiempo real, conciencia situacional y asesoría técnica especializada.

1.1.4.2 Elementos Secundarios:

Como estos elementos se tendría arquitectura de comunicaciones y mapa de procesos organizacionales.

1.1.5 RECEPTORES

1.1.5.1 Receptores Directos

En este escenario se tienen: Centro de Control del CND, Dirección Coordinación de la Operación, Centro Nacional de Despacho y los agentes operadores de red y generadores del mercado eléctrico colombiano.

1.1.5.2 Receptores Indirectos

En este ámbito estarían: Universidades con sus grupos de investigación, centros de control de energía a nivel internacional y fabricantes de sistemas SCADA.

1.2 PROPUESTA INVESTIGATIVA

Para alcanzar los objetivos del trabajo se seguirá la metodología descrita a continuación:

- Consulta bibliográfica: Se realizará una búsqueda en la red mediante un ejercicio de vigilancia tecnológica, con el fin de obtener diferente material bibliográfico con base en los temas del proyecto, con la intención de conocer procesos anteriores, en curso y proyectos futuros de los temas afines al mismo.
- Referenciamiento centros de control: Se realizarán diferentes entrevistas a personas que trabajan en la operación de centros de control tanto a nivel nacional como a nivel internacional, con el objetivo de conocer casos de éxito y aplicar las mejores prácticas al modelo de operación del CND.
- Identificación de los modelos de operación de centros de control: Teniendo como insumo el referenciamiento realizado, se identificarán cuáles son los modelos de operación empleados en los diferentes centros.
- Identificación de las actividades del centro de control del CND: Se identificarán las diferentes actividades que se ejecutan para la operación en tiempo real por parte del CND.
- Planteamiento del modelo de operación para el centro de control del CND: Teniendo en cuenta las alternativas de operación analizadas y con base en las actividades que se deben realizar en la Sala de Control del CND se planteará un modelo de operación.
- Redacción del informe final.

1.3 OBJETIVOS.

1.3.1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer un modelo de operación distribuida para el centro de control del CND teniendo en cuenta un completo referenciamiento internacional, la atención a la regulación vigente y las necesidades de la organización.

1.3.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un referenciamiento internacional de operación distribuida en centros de control de sistemas de potencia.
- Identificar las diferentes opciones de operación para centros de control de energía.
- Revisar las actividades propias del centro de control del CND a la luz de las diferentes opciones de operación identificadas.
- Seleccionar los criterios de evaluación para el análisis de cada alternativa de operación.
- Proponer un modelo de operación distribuida para el centro de control del CND.
- Realizar pruebas y validación conceptual del modelo propuesto.

1.4 ALCANCE

Este proyecto se considerará concluido una vez se cumpla lo siguiente:

- Entrega de informe de trabajo de grado recibido a satisfacción por el director y jurados del proyecto, conforme a los lineamientos y requerimientos determinados por la facultad.
- Entrega de borrador de artículo científico publicable.

2. MARCO TEORICO

2.1 REFERENCIAMIENTO DE CENTROS DE CONTROL DE ENERGIA

Históricamente sea encomendado a los centros de control de energía eléctrica la función de garantizar la calidad del servicio en tiempo real a los usuarios cumpliendo los parámetros de tensión y voltaje establecidos¹ de acuerdo con la normatividad aplicable en cada país.

Para esto los CC, en cuanto a su funcionamiento, han evolucionado con respecto a las actividades que desempeñan, esto debido a la complejidad que tienen hoy en día los sistemas de potencia y a los altos estándares que exigen los usuarios tanto industriales como residenciales. Uno de los grandes motores que ha permitido los cambios ha sido el desarrollo de la plataforma tecnológica que los soporta²³.

Como parte de identificar el funcionamiento actual de los centros de control se plantea una investigación de campo a nivel nacional e internacional, a fin de determinar la forma en que operan, los medios que usan y las posibles adaptaciones de la misma que se pueden realizar en el centro de control del CND.

¹ (BARRERO G, 2004)

² (WU, MOSLEHI, & BOSE, 2005)

³ (ANKALIKI, 2011.)

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de los centros de control visitados entre el 2014 y el 2015 por personal de la DCO. Los centros visitados fueron los siguientes:

- Brasil - COSR-SE.
- México – CENACE.
- Colombia – INTERCOLOMBIA.
- Colombia – CODENSA.
- Estados Unidos - PJM
- Estados Unidos - CAISO
- Estados Unidos - CONEDISON
- Estados Unidos - SOUTHERN CALIFORNIA EDISON

2.1.1 BRASIL – VISITA A COSR-SE CENTRO REGIONAL DE OPERACIÓN SUDESTE DE ONS

El operador del sistema eléctrico brasileiro es el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, el cual funciona como un operador independiente y no es propietario de ningún activo del sistema. El ONS es responsable de la coordinación y control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el SIN, esto bajo la supervisión y regulación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL.

El ONS consta de miembros asociados y miembros participantes, constituido por empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores libres. Importadores y exportadores de energía también participan, así como el Ministerio de Minas y Energía - MME. La red de actuación del ONS se muestra en la Figura 1, la cual comprende las líneas con niveles de tensión de 760 kV, 500 kV, 345 kV, 230 kV y 138kV.

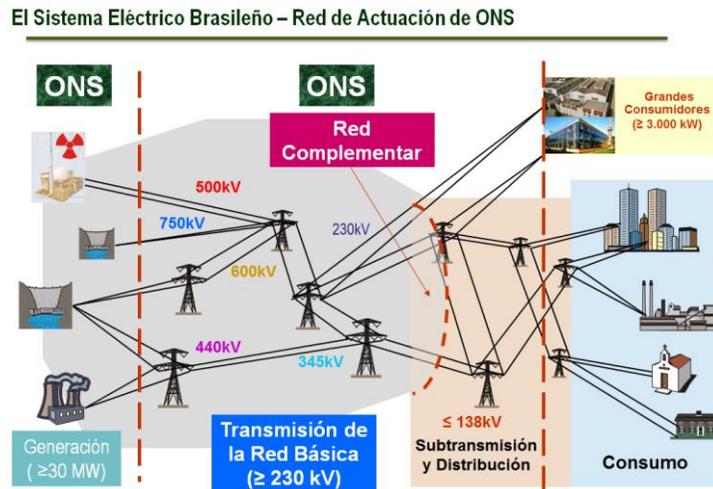


Figura 1. Área de Supervisión y Control de ONS

Fuente: XM. Informe Visita Brasil - ONS - Centro Regional Sudeste. PowerPoint. Septiembre 2014.

Características del centro de control del ONS

Para la operación en tiempo real se trabaja con un CCP - CNOS ubicado en la ciudad de Brasilia y cuatro CCR distribuidos en todo el país, como se muestra en la Figura 2. Además, uno de los centros regionales, COSR – SE, puede ante contingencias asumir en tiempo real todas las tareas del CCP que se encuentra en Brasilia.

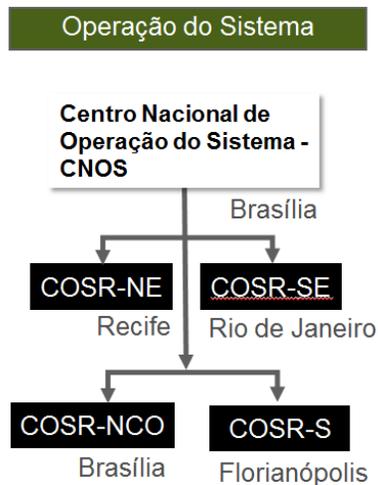


Figura 2. Estructura Operativa de ONS

Fuente: XM. Informe Visita Brasil - ONS - Centro Regional Sudeste. PowerPoint. Septiembre 2014.

Como presentan líneas demasiado largas y cargadas cuentan con un sistema para la detección de descargas atmosféricas y quemas en tiempo real, el cual informa a los operadores de estas situaciones con el fin de que se tomen acciones tempranas.

Para supervisión y control de red ONS posee una plataforma llamado *Rede de Gerenciamento de Energia* - REGER. El cual fue construido por una alianza entre las compañías Siemens-CEPEL basándose en estándares de operación y seguridad internacional.

Roles en la Sala de Control

Para el caso específico del centro de control de COSR – SE este trabaja con el siguiente esquema:

- Turnos de 8 horas con cinco personas, que manejan los siguientes roles:
 - Tres operadores de transmisión.
 - Un operador de generación.
 - Una persona con cargo de supervisor.
- También cuentan con una persona de apoyo a la operación haciendo análisis eléctrico en tiempo real, la cual trabaja en horario de oficina hasta las 8:00 pm entre semana y los fines de semana hasta las 4 pm, después se maneja un horario de disponibilidad.

Realizan rotación 2 turnos de día, 2 de tarde, 2 de noche y cuatro días de descanso. Al llegar de vacaciones tienen un día de oficina, donde se enteran sobre la topología, políticas y consignas operativas actualizadas por el equipo de normatización

Entrenamiento Personal Sala de Control

Para mantener actualizados los procedimientos, el personal de COSR - SE rota con el que trabaja en CNOS. En este punto es importante destacar el proceso riguroso de entrenamiento con el que cuenta el ONS, mostrada en la Figura 3, en identificándose 3 etapas:

- Etapa 1 - Pre-entrenamiento: en esta etapa se manejan dos fases, en la primera se realiza una orientación y la otra fase se ejecuta un conocimiento general de la red operada por el ONS. Al terminar cada fase se evalúa la persona.
- Etapa 2 – Entrenamiento en turno: en esta etapa se realiza un entrenamiento en turno, previo requisito se necesita la aprobación de la etapa 1, orientada a

un conocimiento específico del sistema, finalizado esta etapa la persona se evalúa y una vez aprobada se considera certificada.

- Etapa 3 – Reentrenamiento: en esta etapa es un entrenamiento recurrente, el cual garantiza una actualización del personal que labora en los centros de control.

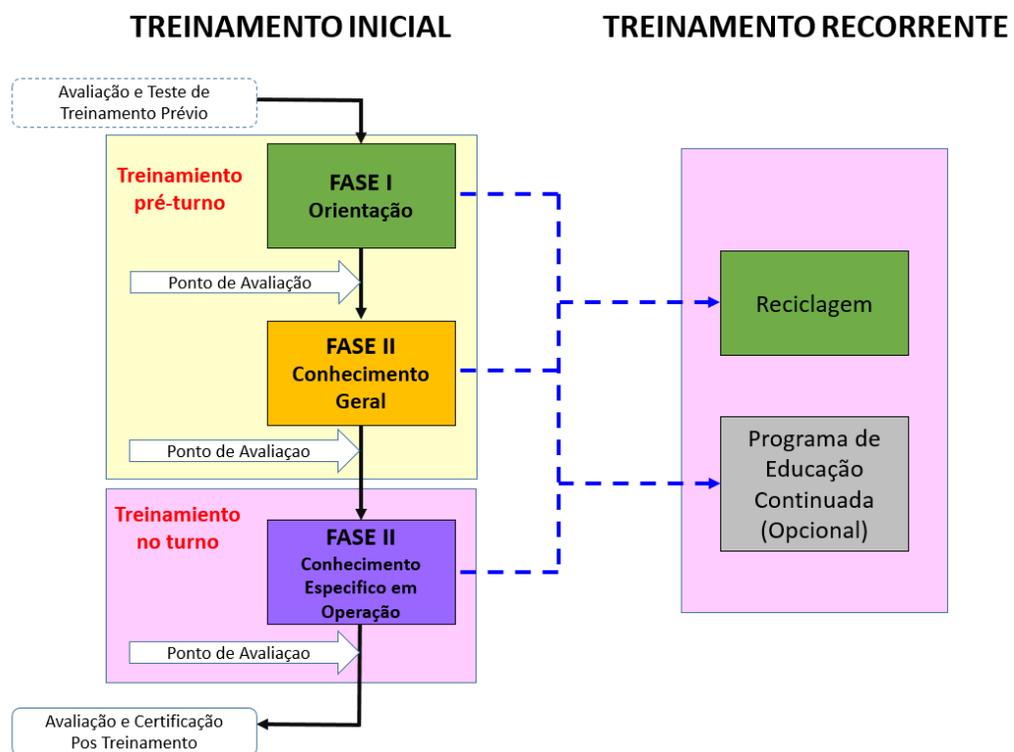


Figura 3. Proceso de Entrenamiento de ONS

Fuente: XM. Informe Visita Brasil - ONS - Centro Regional Sudeste. PowerPoint. Septiembre 2014.

Coordinación de Maniobras

La aprobación de las desconexiones se informa a los agentes por parte del ONS, dependiendo del tiempo con el cual hayan sido solicitadas. Dependiendo del área que afecte el mantenimiento será el centro de control encargado de su ejecución. Todos los días el equipo preoperativo hace entrega de las desconexiones del día siguiente con informe detallado al equipo de tiempo real, la información de desconexiones se maneja en un mismo documento.

Los centros de control del ONS pueden cancelar, posponer o anticipar las intervenciones, en función de la seguridad, la integridad del sistema u otras necesidades de la operación. Las partes involucradas deben recibir la justificación de ONS, con respecto a este tipo de decisiones.

Previa verificación del cumplimiento de la seguridad, se le autoriza a los agentes desconectar los elementos y se consideran disponibles sólo cuando está listo para cerrar, tienen 10 minutos para realizar el cierre en cualquier nivel de tensión. No se dan instrucciones para maniobrar seccionadores o puestas a tierras, como es el caso del sistema colombiano, ya que se asume que este tipo de acciones hace parte de la seguridad en los trabajos por parte del operador del equipo.

Las decisiones operativas en el CC se soportan con los aplicativos integrados al SCADA, siempre con información en tiempo real o en su defecto con datos del estimador. No utilizan el PI para tomar decisiones operativas, lo consideran riesgoso debido a que se ha presentado inestabilidad e incertidumbre con el procesamiento de datos en PI

Las acciones de control de voltaje con los generadores se coordinan a través de la visualización desde el CC de la curva de cargabilidad PQ de cada una de las unidades de generación

Se emplea el esquema de reserva terciaria para responder a las variaciones de la demanda. Esta se calcula como un 5% de la demanda del pronóstico para cada período.

2.1.2 MÉXICO – VISITA A CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA DEL CFE - CENACE

El operador del sistema eléctrico mexicano es la Comisión Federal de Electricidad – CFE y su manejo lo realiza directamente el gobierno de México, aunque se está a la espera de los cambios que traiga consigo la reforma minero- energética que está viviendo el país. La CFE es reconocida como una de las mayores empresas eléctricas del mundo, y aún mantiene integrados todos los procesos del servicio eléctrico, siendo operador del sistema y a su vez propietario de todos los activos, a excepción del 25% de la generación que es independiente.

Para la operación en tiempo real la CFE cuenta con el Centro de Control de Energía – CENACE, el cual opera la red troncal por encima de 400kV y algunas líneas importantes de 230 kV. Entre las principales funciones de CENACE se tienen la supervisión y operación de los equipos del SIN mediante telecontrol, así como las actividades de control de voltaje frecuencia y potencia, esta última se logra controlando los intercambios entre las subáreas. Las funciones realizadas por CENACE se muestran en la Figura 4. CENACE.

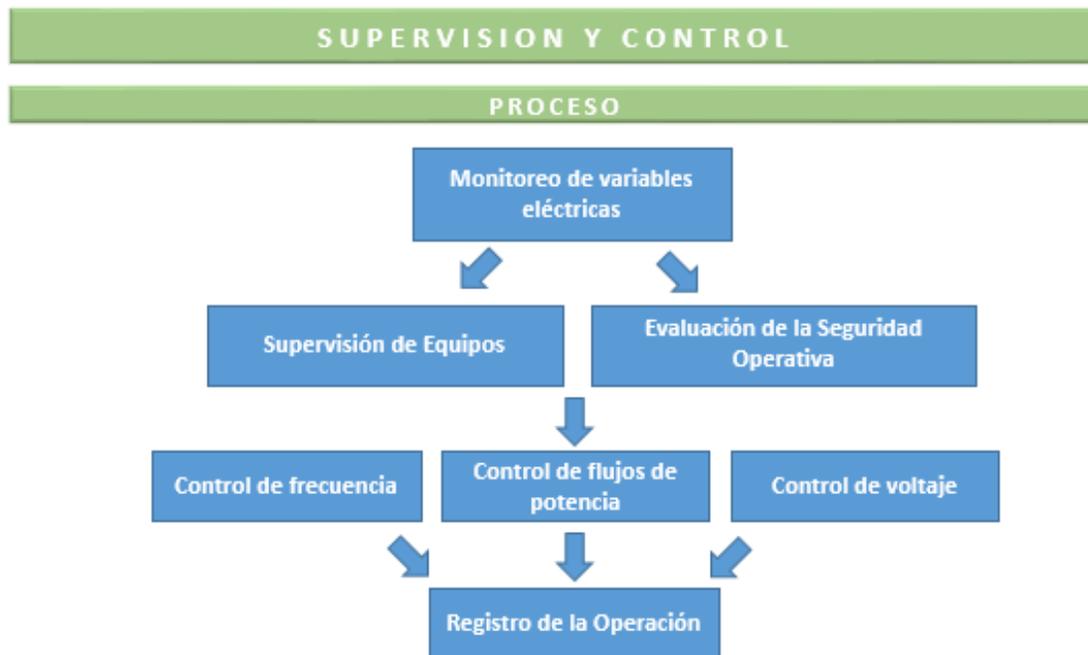


Figura 4. Estructura Operativa CENACE

Fuente: XM. Informe Visita CENACE - México. PowerPoint. Septiembre 2015.

Para el funcionamiento de la operación en tiempo real CENACE utiliza el siguiente esquema: un CCP llamado CENAL, el cual funciona en México D.F., un centro de control de respaldo, ubicado en la ciudad de Puebla llamado CENALTE y ocho centros de control regionales ubicados a lo largo del país.

La distribución de tareas en CENACE se realiza de la siguiente manera:

- CENAL trabaja de forma permanente con el siguiente esquema:
 - Un coordinador
 - Un operador
 - Un operador auxiliar, que a su vez es el respaldo del operador.

- CENALTE trabajan de forma permanente con el siguiente esquema:
 - Dos analistas de tiempo real, los cuales ejecutan el análisis eléctrico en línea y programado, pero no realizan labores de tiempo real, solo realizan esta última en caso de que se presenta una contingencia en CENAL.

Para mantener actualizados los procedimientos, una vez al mes los operadores de CENALTE realizan las funciones operativas de CENAL y viceversa. Para el caso del Coordinador, se mantienen las funciones en cualquier escenario.

Cada uno de los centros de control regionales está encargado de una subárea y tienen entre sus funciones, la coordinación de mantenimientos en la red que cada uno supervisa y realizan interacción con CENACE para recibir instrucciones sobre cambios de generación, ajustes sobre los intercambios y maniobras operativas para el control de voltaje. En la Figura 5, se observa que son los centros de control regionales son los que interactúan con las empresas de transmisión, generación y distribución.

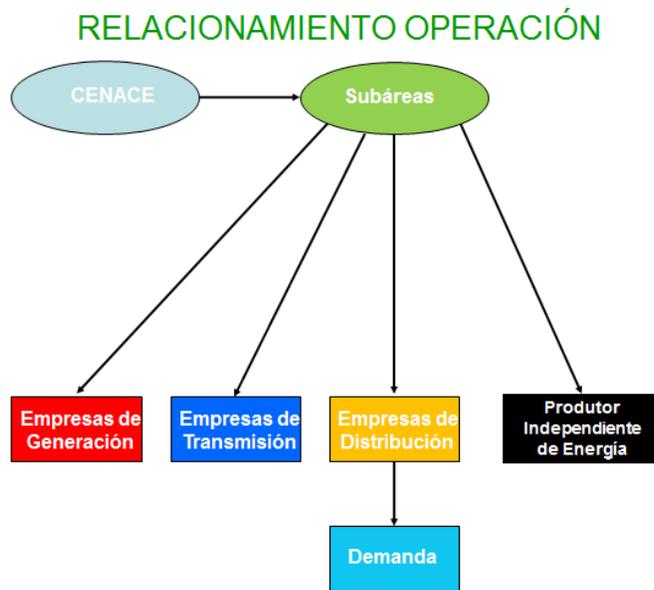


Figura 5. Estructura Relacionamiento Operación de CENACE con una Subárea

Fuente: XM. Informe Visita CENACE - México. PowerPoint. Septiembre 2015.

Coordinación de Maniobras

Para la coordinación de mantenimientos o licencias se usa una plataforma de ABB llamada Registro Licencias Eventos – RELIEVE, donde los operadores de red y generadores ingresan su solicitud. Esta misma plataforma permite realizar los análisis eléctricos ya que cuenta con la base de datos del SCADA.

Las consignaciones se clasifican en dos categorías:

- **Locales:** son aquellos trabajos solicitados de acuerdo a los planes de mantenimiento que se tengan previstos en cada subárea. Este tipo de licencias son tramitados, evaluados y clasificados por el centro regional. Si dentro de la clasificación se verifica que es de alto impacto, esta consignación deja de ser local y se transfiere al CENAL, en caso contrario es el mismo CCR, quien la

aprueba y coordina todo el mantenimiento. El registro de horas de ejecución es ingresada en el RELIEVE.

- Nacional: de acuerdo a los procedimientos estas consignaciones pueden llegar al CENAL bien sea por ser transferidas desde un centro regional por el alto impacto que ellas implican, o al ser ingresadas por un operador sobre equipos de la red troncal de 400 kV o de las interconexiones entre áreas. En este caso es CENAL el encargado del tramitar, evaluar, aprobar y coordina su ejecución.

Para la ejecución de las maniobras se estima una hora para normalizar, por lo tanto se permite trabajos hasta las 17:00 horas.

Se realiza reuniones periódicas entre los equipos de operación y planeación de los centros regionales y los de CENAL, para visualizar la operación: los jueves se revisa la operación de la semana siguiente, los viernes las licencias de los días sábado, domingo y lunes, y cada día en la tarde se evalúa las consignaciones del otro día.

El SCADA filtra gran cantidad de alarmas, es este solo muestra límites violados, tensiones violadas y estado de interruptores. En cuanto a la ejecución de maniobras emplean telecontrol solo para el 85% de la red para el resto se ejecutan con persona directamente en las subestaciones.

Proceso de Coordinación de Balance de Carga en Tiempo Real

Se emplea el esquema de reserva rodante y AGC para responder a las variaciones de la demanda. La holgura rodante es del 6% de la demanda, de los cuales el 2 % corresponde al AGC y el 4 % restante es reserva rodante. Para la

regulación terciaria, el CENAL imparte instrucciones llamando directamente a los centros regionales donde se encuentra ubicada la planta de generación, y desde allí solicitan la modificación del programa de generación, estos cambios son monitoreados por ambos centros de control. Es decir, que no emplean un sistema automático para el balance de carga - generación

2.1.3 ESTADOS UNIDOS – VISITA A PJM

PJM es una entidad privada la cual está encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico para 61 millones de personas ubicadas en los estados: Delaware, Indiana, Illinois, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia, como se observa en la Figura 6. También es el operador de la red de transporte y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM.

Las acciones de PJM son reguladas por Pennsylvania PUC como autoridad regional, y la FERC, como autoridad nacional. PJM recibió el estatus completo de RTO de la FERC en diciembre de 2002. Como un RTO, PJM coordina y dirige el funcionamiento de la red de transporte de la región, que incluye alrededor de 62,556 millas de líneas de transmisión; administra un mercado mayorista de electricidad competitivo, y coordina los planes de expansión de transmisión regional para mantener la fiabilidad de la red y aliviar la congestión de la red.

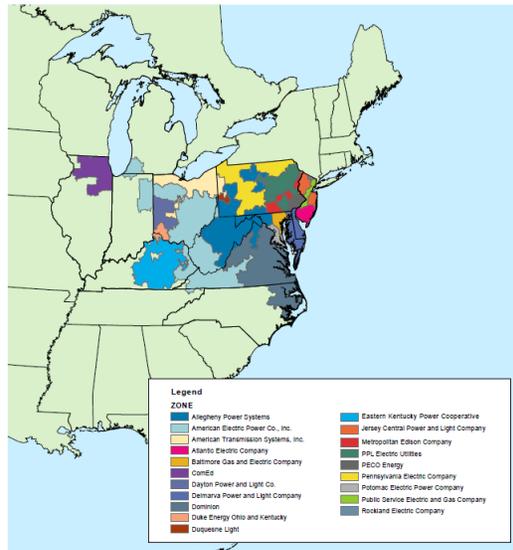


Figura 6. Área de Cubrimiento de PJM

Fuente: XM. Proyecto para la Operación Distribuida del CND - Informe de Referenciamiento. Microsoft Word. Mayo 2015.

Características del centro de control de PJM

PJM cuenta con dos CC, uno ubicado en la zona de Valley Forge y el otro en la zona de Milford situados a 26 millas de distancia entre sí. Los dos centros funcionan como CCP y su operación es realizada en paralelo.

El proveedor del sistema SCADA es Siemens mientras que la herramienta con la que se realiza el mercado es de ALSTOM. El estimador de estado es usado para proveer las entradas para el sistema de mercado. El manejo del ACE se realiza con algunas unidades manualmente y con otras automáticamente.

Para el caso del video wall, se tienen los siguientes datos relevantes:

- En este se muestran los intercambios, señales de precios por zonas, desviaciones de la frecuencia, el estado del tiempo, así como la curva de carga del sistema.
- También muestra generación eólica, térmica y nuclear, manejando una convención de colores para los generadores, verde si están por fuera de línea y rojo si están en línea.
- El principal flujo de potencia que revisan es hacia New York, que para el estado actual no debe ser superior a más de 1000 MW; cuando se tienen flujos cercanos a este valor, el enlace cambia de color.
- En transmisión manejan tres colores: verde para el nivel de 345 kV, amarillo 500 kV y fucsia para 765 kV.
- Manejan todos sus despliegues con PI para lo cual hay un grupo de administración de esta aplicación, de tal manera que los nuevos desarrollos se revisen y sean aprobados antes de que se integren en los despliegues de los centros de control.

Los tipos de alarma sonoras son muy pocas, máximo tres, definidas por niveles de criticidad.

El hardware y el software de cada uno de los equipos de los centros de control debe cumplir con una disponibilidad de 99.95 %. Lo mismo que las aplicaciones vitales para la operación y clientes externos.

Siempre hay una persona del equipo que maneja el soporte del sistema SCADA en turno hasta las 24 horas del día, con el fin de solucionar los incidentes que se presenten en el sistema de datos. Después de este horario se maneja la un disponible para atender cualquier solicitud de los centros de control.

Roles en la Sala de Control

El esquema de turnos maneja jornadas de 12 horas, trabajando dos días seguidos con un máximo tres días, con días de descanso durante un periodo de 6 semanas, antes de volver a turno regresan a una semana de reentrenamiento. Para la sala de control se cuenta con la siguiente estructura en cuanto a personal:

- Supervisor de turno, uno. Se turna para ir al centro de Valley Forge o al de Milford. Por regla no pueden vivir a más de 35 millas de uno de los centros de control. Se encarga de la integralidad del turno en ambos sitios, y es quien toma las decisiones en conjunto con el Director.
- Operador de generación, mínimo uno en cada sitio. Uno de los operadores tiene un rol principal y se encarga de controlar el balance generación y carga, así como controlar el ACE, que es la variación de frecuencia más variación de intercambios, y seguir la demanda. Todas las unidades participan del AGC excepto las nucleares. El otro operador se encarga de los servicios suplementarios. Entre ambos se pueden ver y escuchar a través de una cámara y pantallas.
- Operador de transmisión, son mínimo 4 y al menos uno de ellos debe estar en Milford y se encarga de cada una de las áreas en que se divide PJM, las cuales son cuatro: *East High Side*, *East Low Side*, *West High Side* y *West Low Side*. También se ven por cámaras.
- Coordinador maestro, mínimo uno. Se turna para ir al centro de Valley Forge o al de Milford. Su principal foco de atención es hacia varias horas adelante (3 – 4 horas, día siguiente), se encarga de predicción de carga, despacho de generación, reservas, NA. Este rol es para la persona más nueva en el centro de control.

- Ingeniero de confiabilidad, mínimo uno. Si bien esta persona está en la sala de control, no trabaja en permanente turno, labora en horarios de 5:00 a 24:00 horas y pertenecen al equipo de confiabilidad, es decir, no pertenece al grupo de la sala. El equipo de confiabilidad es el encargado de realizar los análisis eléctricos asociados a los mantenimientos, se organizan el trabajo en turnos de tal manera que quien analice el mantenimiento este en turno durante la ejecución lo cual facilita que ante dudas de los operadores por recomendaciones eléctricas estén puedan ser resueltas por la persona que realizó los análisis.

En los centros de control de PJM no se realizan ningún tipo de labor post operativa.

Entrenamiento Personal Sala de Control

Se cuenta con todo un equipo de profesionales capacitados para los entrenamientos, cada seis semanas se realizan reentrenamientos a los operadores en aspectos específicos. Los instructores son personas con experiencia en la operación y son entrenados para ser instructores.

Los entrenamientos en restablecimientos se realizan con todas las empresas (generadores y transmisores) con el fin de manejar una situación más cercana a la real y analizar decisiones en conjunto. Hacen dos pruebas al año de apagones nacionales con todos los operadores.

Dos veces al año se realizan pruebas para revisar como un centro de control toma todas las funciones ante la contingencia del otro, una prueba es anunciada y otra es no anunciada.

Deben cumplir un mínimo de 200 horas de entrenamiento cada 3 años para obtener certificación de la NERC

Coordinación de Maniobras

Los mantenimientos se planean con diferentes horizontes de tiempo, entre los cuales se tienen una semana, tres días, dos días y el día de operación, en todo caso la herramienta de planeación del mantenimiento es la misma para cada uno de los horizontes planteados. Se realizan los análisis de la red de 345 kV hacia arriba y la de las interconexiones entre PJM y los otros ISO.

Las personas del equipo de Despacho o Confiabilidad están en permanente contacto con el personal del CC, además como ya se describió una persona de este equipo, el Ingeniero de Confiabilidad, trabaja en la sala en horario de 5 a 24 horas. Este equipo es el encargado de realizar los análisis de los mantenimientos el día anterior con la información del tiempo real, este mismo grupo realiza el análisis de los mantenimientos con horizonte de una semana, es posible que la persona que analiza un mantenimiento de gran impacto en específico, se encuentre en turno al momento de que se ejecute el mantenimiento, lo cual ayuda con la toma de decisiones al personal del CC.

Para la coordinación de maniobras de equipos de generación o de transmisión, se tiene establecido que cada operador de red o de generación debe acompañar sus solicitudes de mantenimiento con análisis eléctricos donde se refleje las necesidades del mantenimiento. Estos análisis son enviados a PJM, el cual

compara la información enviada con sus propios análisis y en caso de discrepancias se revisa en conjunto con el operador con el fin de encontrar la mejor alternativa para el sistema.

Para las maniobras y mantenimientos se comunican telefónicamente y de manera anticipada sólo para aquellas que se han clasificado como de alto impacto en el sistema. El resto de las maniobras se ejecutan por parte de cada operador con una autorización previa de parte PJM, esta autorización se da con una antelación de 30 minutos o más según la situación lo permita. En caso de que las condiciones del sistema no lo permitan PJM tiene la facultad de cancelar un mantenimiento.

Con relación a las maniobras de alto impacto, la persona que tiene el rol de ingeniero de confiabilidad es el encargado de revalidar la factibilidad del mantenimiento, teniendo como insumo los análisis previamente realizados del día, y los cambios topológicos que se hayan presentado. El objetivo es informa al operador de red o de generación que se puede iniciar el mantenimiento.

A diferencia de la operación en Colombia, no se manejan tiempos de instrucción o de confirmación de maniobras, ya que todas las lecturas para realizar seguimiento de un mantenimiento son tomadas directamente del sistema SCADA.

Si en los trabajos solicitados se tienen la intervención de dos operadores, son estos los encargados de coordinar entre sí las actividades y una vez están de acuerdo, llaman a PJM para solicitar los trabajos con 30 minutos de anticipación, de igual forma al terminar las labores sobre el equipo también deben coordinar para entregarlo.

El pico de mantenimientos son los lunes con un aproximado de 260 trabajos por día.

Proceso de Coordinación de Balance de Carga en Tiempo Real

El despacho en tiempo real se hace con una herramienta de ALSTOM llamada *Security Constrained Economic Dispatch* - SCED, que tiene un modelo AC y considera las restricciones del sistema. El programa corre cada 5 minutos con períodos de 15 minutos conocido como *Look-Ahead Dispatch*, se consideran tres diferentes soluciones para los períodos intrahorarios de 5 minutos que son un caso base (*base case*), otro con el escenario alto de demanda (*high case*) y otro con el escenario bajo (*low case*) tomados desde los pronósticos. Cuando la herramienta encuentra una solución óptima, envía los pulsos a todas las centrales de generación para que cambien su punto de operación en el siguiente instante de tiempo.

2.1.4 ESTADOS UNIDOS - VISITA CAISO

El California ISO es uno de los nueve operadores de sistemas independientes en América del Norte. En conjunto, todos los ISO ofrecen 2.2 millones de GW-h de electricidad al año y supervisan más de 270,000 millas de líneas eléctricas de alta tensión. Dos terceras partes de los Estados Unidos son atendidas por estos operadores de redes independientes. En la Figura 7 se puede observar el área de cobertura del operador CAISO.



Figura 7. Área de Cubrimiento de CAISO

Fuente: XM. Proyecto para la Operación Distribuida del CND - Informe de Referenciamiento. Microsoft Word. Mayo 2015.

Características centro de control

CAISO cuenta actualmente con dos centros de control que pueden operar desde de forma paralelo, uno está ubicado en la ciudad de Folsom y el otro está en la ciudad de Alhambra, aproximadamente están a 425 millas de distancia entre sí.

El concepto de centro de control paralelo considera, entre otras necesidades, que los centros deben estar ubicados sobre placas tectónicas diferentes entre sí, y que en caso de contingencia sea posible transferir todos los procesos de la compañía al centro que no presente falla, ya que no solo se plantea este plan para la operación en tiempo real, sino que también para todos los procesos de la empresa. Por ejemplo, en caso de pérdida de funcionalidad del centro de Folsom,

que incluya la función de AGC, los canales se conmutan automáticamente y continúa su funcionamiento desde el centro de Alhambra. Lo único que se debe hacer el operador a nivel de conexión, es conectarse al sistema de Alhambra.

Todas las herramientas están siempre activas (EMS, *Contingency Analysis*, *Market*, SCADA ABB) en ambos CC, sin embargo, la función de AGC puede estar en uno de los dos y el operador que controla el AGC puede estar en ese mismo centro o en el opuesto sin que sea relevante para la coordinación. El sistema SCADA implementado en los centros de control es ABB de referencia GridView™ 9.1. Los dos centros cuentan con dos UPS que pueden operar hasta 30 minutos y dos generadores que pueden operar por varios días seguidos en caso de apagón.

Cuando no se cuentan con los datos de alguna RTU, se toman los datos del estimador de estado, sin embargo, la gran observabilidad con que cuentan en el sistema garantiza que los datos estimados tienen una certeza de casi 100% del dato real. Esto debido a que la pérdida o falla de datos en la supervisión es duramente castigada de forma económica según la regulación establecida por la NERC.

Actualmente se tiene en construcción uno nuevo centro de control en la localidad de Lincon a 25 millas de Folsom, el cual reemplazaría el centro de Alhambra y entraría a funcionar en paralelo. Así mismo, se está estudiando la posibilidad de un tercer sitio, que también funcionaría en paralelo, pero aún se encuentra en revisión el tema.

Manejan un concepto de alarmas inteligentes con un máximo número de sonidos y colores (rojo, naranja, amarillo y verde) para evitar sobresaturación de los operadores. Consideran que el fondo negro es el color ideal para los *display* y el blanco no es un buen color para la supervisión en las pantallas de unifilares.

Siempre hay una persona del equipo que maneja el soporte del sistema SCADA en horario de oficina, esto con el fin de atender las necesidades del personal que labora en los centros de control y para incidentes que se presenten fuera del horario de oficina se maneja la figura de disponible, esto con el objetivo de atender de manera inmediata cualquiera necesidad que se presente en este aspecto.

Roles en la Sala de Control

En tiempo real trabajan siempre:

- Un jefe de turno.
- Dos operadores de transmisión uno en cada centro de control. Este mismo esquema esta para las actividades de generación y de intercambios.
- Un ingeniero de operación de tiempo real.

En total son 11 personas por turno, se manejan turnos de 12 horas con ciclos de seis semanas. No se realizan labores post operativas en la sala.

Entrenamiento Personal Sala de Control

Se deben cumplir un mínimo de 200 horas de entrenamiento cada tres años y mínimo 30 horas en procedimientos de emergencia, con el fin de cumplir los requerimientos expresados por la NERC.

Cuentan con profesionales capacitados para dictar los entrenamientos, con experiencia en la operación y los entrenan para cumplir con dicha función. Cada

seis semanas se realizan reentrenamientos a los operadores en aspectos específicos.

Los entrenamientos en restablecimientos se realizan mínimo dos veces en el año, y en estos se involucran con personal perteneciente a los centros de control de los operadores de generación y de red que hacen parte del área de operación de CAISO, esto con el objetivo de simular una situación más real y poder analizar las decisiones en conjunto.

También mínimo dos veces al año se realizan pruebas para revisar como un centro de control toma todas las funciones ante la contingencia del otro, para revisar la preparación del personal una de las pruebas se realiza sin que sea anunciada.

Coordinación de Maniobras

La herramienta que se usa para la ejecución y análisis de los mantenimientos se llama *Outage Management System* – OMS, la cual permite que el flujo de información sea totalmente coordinado en las diferentes áreas de CAISO y los operadores de red, al tener una única base de datos unificada.

Los operadores de red y generadores ingresan su solicitud de mantenimiento a OMS, acompañado de su estudio eléctrico, máximo hasta tres días antes del mantenimiento. Luego el equipo de ingeniería de operaciones valida lo enviado y aprueba o no el mantenimiento.

Una vez se aprueban los mantenimientos estos se clasifican de acuerdo con su criticidad. Los de 500 kV y 230 kV llaman 30 minutos antes y se les da el permiso o confirmación final para iniciar las labores, no se llevan tiempos de maniobra o

confirmaciones de instrucciones, ya que todo el seguimiento de los mantenimientos se realiza a través del sistema SCADA. En caso de que se tenga un mantenimiento previamente autorizado a no llamar y transcurran 15 minutos sin que haya iniciado se considera por cancelado.

El OMS facilita que al presentarse modificaciones topológicas se pueda revisar rápidamente si tienen afectación en los mantenimientos futuros, ya que el sistema cuenta con estampas de tiempo para que las aperturas de los equipos se consideren según las fechas programadas.

En cualquier comunicación operativa entre CAISO y los centros de control se debe cumplir el protocolo de comunicaciones avalado por la NERC, el estándar COM-002-2, el cual es conocido como protocolo de comunicación en tres vías. Este consiste en que un emisor, o sea CAISO, imparte instrucciones de forma clara, concisa y de manera definitiva; y el destinatario de la instrucción, que para el caso son los operadores de red, deberán repetir la información de nuevo correctamente; y CAISO deberá reconocer la respuesta, en caso de que la información no sea la impartida deberá corregir o repetir la declaración original para resolver cualquier malentendido.

Todos sus despliegues en el video wall son de PI, es de anotar que no manejan ningún despliegue con el sistema SCADA. Entre los despliegues con los que cuentan se tiene uno para revisar la conexión que se tiene con Canadá, otro para los intercambios, otro donde se observan las noticias, en uno más hacen seguimiento a los incendios, un tema muy importante con el que se toma acciones en tiempo real, debido a la alta capacidad instalada que se tiene en energías renovables.

Proceso de Coordinación de Balance de Carga en Tiempo Real

Para todo el proceso de coordinación de la generación en tiempo real se tienen dos personas asignadas para dicha actividad, debido a la importancia que este tema tiene y a la premisa de asegurar una de las funciones que se tiene como ISO.

Para realizar el despacho en tiempo real emplean la herramienta llamada de *Real Time Market* la cual se encarga del *Unit Commitment Security Constrained – UCSC*, que considera un modelo de despacho en tiempo real con restricciones de red con un modelo AC y calcula la reserva de potencia rodante (*spinning reserve*) y no rodante (*non spinning reserve*). El modelo se ejecuta para un horizonte de 4.5 Horas, con períodos intrahorarios de 15 minutos que considera arranque y parada de unidades de generación y cada 5 minutos se ejecuta la herramienta con el fin de calcular y enviar los *sets points* a todas las unidades de generación del sistema, para que se ajusten a los programas esperados de 15 minutos, tomando en cuenta las velocidades de toma de carga de las diferentes tecnologías. En casos excepcionales, los operadores del centro de control pueden llamar a los generadores con el fin de mover la generación, hecho que se da en casos de contingencia básicamente.

El pronóstico de demanda diaria (*Day-Ahead Demand Forecast*) se va ajustando horariamente en tiempo real (*Hour-Ahead Demand Forecast*) con base en las condiciones cambiantes del sistema, el clima, entre otros aspectos.

Para que un nuevo operador haga parte del mercado debe enviar todo el modelo y entre otros todas las medidas de su sistema.

2.1.5 COLOMBIA – VISITA AL CSM DE INTERCOLOMBIA

ISA es el mayor agente propietario de activos de Transmisión en Colombia y para la operación y mantenimiento de sus activos cuenta con dos filiales encargadas de la actividad, llamadas INTERCOLOMBIA y TRANSELCA. Cada una de estas empresas cuenta con toda una estructura organizacional para realizar las tareas de mantenimiento de equipos y de operación de los activos. Para el caso de la operación en tiempo real, se cuenta con dos centros de control independientes en cada una de las empresas, situados en la ciudad de Medellín para INTERCOLOMBIA y en la ciudad de Barranquilla, para el caso de TRANSELCA.

Características centro de control

A partir de la entrada en operación del nuevo sistema SCADA hacia el año 2013, se concibió la idea de operar los dos centros de control en un esquema *Multisite*, que permite mantener ambos centros permanentemente interconectados a través de un canal de comunicaciones, de tal forma que en los dos sitios se cuenta siempre con la información operativa de las subestaciones de las dos empresas. Igualmente existe un sistema de comunicaciones redundante que permite llevar la información de cada una de las subestaciones a cada uno de los dos sitios, como se muestra en la Figura 8.

Esta configuración facilita los esquemas de respaldo entre uno y otro sitio, de tal forma que cualquiera de los dos puede asumir la operación completa de las subestaciones de INTERCOLOMBIA y TRANSELCA. Igualmente es posible el control parcial de la red de una u otra empresa. Lo anterior se basa, adicional a la infraestructura ya descrita, en una serie de configuraciones de perfiles, tanto a nivel de usuario como a nivel de máquina y de sitio, de tal forma que cada

operador pueda supervisar y controlar la porción de red asignada, sin interferencia de información de las demás subestaciones que no están bajo su responsabilidad.

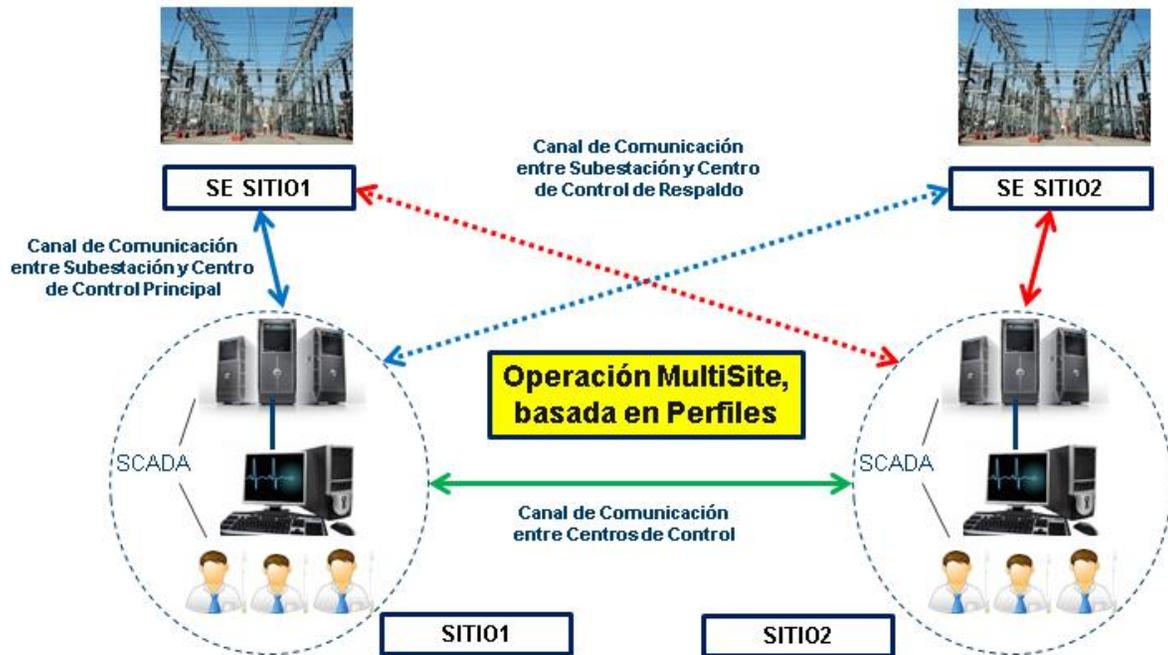


Figura 8. Estructura *Multisite* INTERCOLOMBIA - TRANSELCA

Fuente: XM. Proyecto para la Operación Distribuida del CND - Informe de Referenciamiento. Microsoft Word. Mayo 2015.

Este tipo de esquema permite blindar al proceso de operación contra una serie de fallos o contingencias que puedan afectar el normal funcionamiento. Estas fallas o escenarios de contingencia han sido estudiados y condensados en un Plan de Contingencias para el CC, llamado en INTERCOLOMBIA Centro de Supervisión y Maniobras - CSM.

Roles en el CSM

Son tres personas por turno, con los siguientes roles:

- Un coordinador de turno.
- Dos ingenieros asistentes.

En general, las tres personas tienen la función de supervisar todo el sistema eléctrico a cargo. Por el tamaño de la red, no se ha visto la necesidad de dividir la red en Áreas de Responsabilidad, aunque los sistemas de INTERCOLOMBIA y TRANSELCA si operan en Áreas de Responsabilidad diferentes, para garantizar que durante la operación normal, cada centro de control reciba la información que es relevante para su trabajo.

Para la ejecución de cualquier maniobra se realiza un procedimiento llamado chequeo cruzado, el cual consiste en que una persona ejecuta la maniobra y otra persona valida que esté ejecutando la maniobra que había indicado. Esto permite disminuir los errores en ejecución.

Cuando se presenta alto número de maniobras o de mantenimientos programados, se tiene establecida la presencia de hasta dos personas más en el turno para el apoyo de las actividades y garantizar el cumplimiento del chequeo cruzado de maniobras.

Entrenamiento Personal Sala de Control

Para que una persona entre a formar parte del equipo de trabajo en el CSM se requieren seis meses de entrenamiento, de los cuales dos meses son de entrenamiento teórico, un mes de entrenamiento en simuladores y los tres meses restantes de acompañamiento en turno.

Periódicamente se realizan pruebas psicotécnicas así como continuos reentrenamientos en aspectos técnicos y factores humanos, para garantizar las competencias del personal.

Dos veces al año se realiza simulacro para activación del plan de contingencias del centro de control, en el cual participan las personas que se encuentren en turno y las personas que se encuentren como apoyo en horario de oficina.

Coordinación de maniobras

Las maniobras para mantenimientos programados son planeadas con una semana de anticipación, sobre los mantenimientos que hayan sido aprobados para su ejecución. Para esto se utiliza un aplicativo donde se generan los protocolos de maniobras requeridos. En caso de mantenimientos de emergencia, previo a la ejecución, las maniobras se discuten entre el personal del CSM y son consignadas en el mismo aplicativo.

En todos los casos, el personal de mantenimiento y operación de respaldo en las subestaciones conocen dichos protocolos, previo a su ejecución y en caso de tener comentarios u observaciones, las realizan con la debida anticipación.

2.1.6 COLOMBIA – VISITA AL CCC DE CODENSA

Desde el Centro de Control de CODENSA – CCC se monitorea la operación de 122 subestaciones, más de 19,000 kilómetros de red de media tensión, 928 circuitos y 50,000 puntos de la infraestructura del sistema de distribución en la

zona urbana y rural de Bogotá y sus alrededores. El sistema de comunicaciones en el que se apoya fue diseñado por personal del Grupo Endesa.

Para la operación en tiempo real de CODENSA, se tienen dos centros un CCP y un CCR que funcionan en esquema *Multisite*, esto dispone que ante contingencias el personal del CCR tome el control de las actividades que realiza el CCP.

Cuentan con personal de apoyo a la operación de parte del personal del sistema SCADA y una persona de apoyo para el sistema de gestión de la información operativa.

Manejan el concepto de áreas de responsabilidad, con lo cual se realiza una parametrización en el sistema SCADA para segmentar las funciones de supervisión y control sobre los equipos de supervisión que se tienen en las subestaciones, esta separación se realiza de acuerdo con roles establecidos. Esto permite que una RTU o SAS sea controlada desde uno o varios sitios y por los usuarios que se definan para tal fin.

Por lo anterior, se definen en el CCC, las siguientes áreas:

- Área de media tensión, el sistema de media tensión de CONDENSA son las subestaciones AT-MT y MT/MT, con líneas AT (superiores o iguales a 57.5kV), circuitos de media tensión MT (11.4, 13.2 y 34.5 kV) y transformadores de distribución MT/BT, ubicados en el área urbana y rural de Bogotá y Cundinamarca. El sistema es dinámico en la cantidad de componentes.
- Área de alta tensión, el sistema de alta tensión de CODENSA está conformado por autotransformadores y bancos de transformación (AT/AT), sus bahías de

conexión a 500 y 230 kV en las subestaciones de potencia (que son principales puntos de inyección de energía), una serie de líneas de Transmisión (con sus respectivas bahías de conexión) y de subestaciones (con transformadores AT/MT y MT/MT) encargadas de transformar esta energía a niveles de tensión, a 34.5 kV, 11.4 kV y 13.2 kV.

- Área del coordinador, se compone de las áreas de media y alta tensión.
- Área de pruebas, en la cual se encuentran los elementos que están en pruebas para la operación o que hacen parte de un proyecto próximo a ingresar en operación.

Roles en el centro de control

Con base en lo anterior la operación en tiempo real en CODENSA se realiza de la siguiente manera:

Turnos entre semana de 8 horas y los fines de semana de 12 horas, con seis personas en los turnos de mañana y tarde, y tres personas en el turno de noche.

Estas personas están distribuidas en los siguientes roles:

- Dos operadores para eventos no programados en media tensión. En la noche es uno solo.
- Dos operadores para eventos programados en media tensión. En la noche es uno solo.
- Un operador para atención de alta tensión. En la noche el mismo de alta hace las veces del coordinador.
- Una persona con cargo de coordinador.

En este momento se tiene implementado que los turnos de día y tarde trabajan de forma distribuida tanto en el CCP como en el CCR, en el primero se encuentran los dos operadores de eventos no programados, el operador de alta y el coordinador, y en el segundo se encuentran los dos operadores de eventos programados. En la noche las funciones se realizan en cualquiera de los dos CC, regularmente en el CCP. Este esquema está operando desde principios del 2015.

Entrenamiento Personal Sala de Control

Dentro de la capacitación se maneja que el personal rota por los roles de media y alta tensión, para cuando se active el plan de contingencia sea capaz de asumir todas las funciones. Así mismo, una vez se supera el pico de trabajo de los eventos programados, más o menos hasta las 10 de la mañana, los operadores de programados comienzan a apoyar a los operadores de los no programados.

Anteriormente, las funciones de los operadores estaban relacionadas a subáreas geográficas sin importar el volumen de trabajo que se tuviera para cada día, esto hacia que se presentaran momentos con grandes desbalances de carga de trabajo entre los operadores. Como el nuevo esquema planteaba que una vez se terminen las actividades programadas estos operadores apoyen a los de no programados, fue necesario realizar capacitaciones para que el personal dentro de la sala asimilara estos nuevos cambios culturales con el fin de que migraran a esta nueva forma de actuar.

Coordinación de maniobras

Para la implementación de este esquema, se creó una aplicación en tiempo real, donde todas las personas que estén en el centro de control, puedan visualizar cuáles fallas o eventos no programados están en curso, quién la está atendiendo y que cuadrilla la tiene asignada. Esto es importante, porque se tiene conocimiento constante del volumen de trabajo y a nivel de consciencia situacional que persona esta sobrecargada. La idea es que el equipo de trabajo este siempre alerta e intervenga para ayudar a controlar estas situaciones.

Para el funcionamiento del esquema de operación distribuida se realizó una organización del flujo entrante de llamadas según las de áreas de responsabilidad establecidas, con el fin de que el proceso de atención de los eventos programados y no programados sea atendido por el personal asignado, como se muestra en la Figura 9.

LUNES A VIERNES			
FALLAS		DESCARGOS	
AVANTEL	CELULARES (ALCATEL)	AVANTEL	CELULARES (CISCO)
58* 290	3118243300	58*803	3185778597
58*288	3118242016	58*804	3185778593
	3187123463		3185778600
	3214254900		3185778601
	3164259722		3176412003
58*525	AVANTEL ALTA		

SABADOS DOMINGOS Y FESTIVOS			
FALLAS		DESCARGOS	
AVANTEL	CELULARES (ALCATEL)	AVANTEL	CELULARES (CISCO)
58* 290	3118243300	58*286	3185778597
58*288	3118242016	58*287	3185778593
	3187123463		3185778600
	3214254900		3185778601
	3164259722		3176412003
58*525	AVANTEL ALTA		

Figura 9. Esquema de Comunicaciones Telefónicas - CODENSA

Fuente: XM. Proyecto para la Operación Distribuida del CND - Informe de Referenciamiento. Microsoft Word. Mayo 2015.

Se tienen despliegues en el propio SCADA donde los circuitos se manejan códigos de colores para los diferentes niveles de tensión.

Para el conocimiento del estado general de una falla se maneja una aplicación donde en tiempo real se va registrando la evolución de la falla.

2.1.7 ESTADOS UNIDOS - VISITA SOUTHERN CALIFORNIA EDISON - SCE

Es una empresa del grupo EDISON International y es una de las mayores compañías de electricidad en los Estados Unidos, líderes en prácticas de eficiencia energética y de energías renovables. Su sede principal está en la ciudad de Rosemead, California. SCE da servicio a más de 14 millones de personas en

un área de 50,000 millas cuadradas del centro, la costa y el sur de California. SCE ha proporcionado el servicio eléctrico en la región desde hace más de 125 años.

La demanda máxima del sistema es aproximadamente 23,300 MW y es un Operador de Transmisión – TO, que coordina sus maniobras con CAISO y otros 14 centros de control con quienes coordina maniobras desde los niveles de tensión de 66 kV hasta los 500 kV.

Para su operación en tiempo real cuenta con dos CC. Un CCP en la ciudad de Alhambra y otro un CCR en Irvine a 60 millas de distancia entre sí.

El proveedor del sistema SCADA es General Electric. Toda la información de los servidores del sistema SCADA/EMS está llegando tanto al centro principal como al de respaldo a través de dos canales que tienen con todos los clientes. La conmutación de la operación en el sistema SCADA/EMS se demora 10 segundos.

Para el equipo de trabajo cuentan con tres personas en turno. Un líder como jefe de turno, un líder de transmisión y un operador de transmisión. Coordinan maniobras con 14 centros de control de distribución de la empresa SCE. En total son 45 personas. Existe disponibilidad para ir al centro alternativo en cualquier momento y en caso de ser necesario tienen helicóptero para transportar a los ingenieros. Para el año 2016, se tiene planeado operar en paralelo en los dos CC, por lo cual actualmente se tienen personal en entrenamiento para poder operar en paralelo.

La dirección de entrenamiento tiene como instructores dos especialistas que fueron operadores de tiempo real. El programa de entrenamiento tiene entre sus actividades una semana de capacitación después de 6 semanas de ciclo de turno, para lo cual cuentan con una sala de entrenamiento que simula las condiciones

del tiempo real. Deben cumplir un mínimo de 200 horas de entrenamiento cada tres años para certificación NERC y en Procedimientos de Emergencia mínimo deben entrenarse 30 horas.

El manejo de la información a los operadores es todo por correo electrónico y se lo envían tanto a cada operador como a sus jefes, solicitando respuesta de evaluaciones de unas 5 o 6 preguntas, dependiendo de los temas, para garantizar que todos estén enterados. Vale la pena destacar que los correos electrónicos solo manejan información que tienen que ver con los procesos.

El video wall tiene diagramas resúmenes para restablecimiento que indican la guía acordada en los entrenamientos. No usan PI, usan un software llamado eDNA para el manejo de históricos y cuentan con un grupo de ingenieros encargados del desarrollo y mantenimiento de las nuevas aplicaciones para el manejo de la conciencia situacional.

En cuanto a las maniobras los TO llaman a CAISO y se comunican en teleconferencia cuando van a iniciar y finalizar maniobras con el fin de que todos tengan exactamente la misma información. En línea los TO realizan las maniobras de apertura de interruptores y después el TO responsable, coordina las maniobras de despeje y aterrizaje. Casi toda la información la consideran del sistema SCADA y alguna del estimador de estado.

2.1.8 ESTADOS UNIDOS - VISITA CONEDISON - ConEd

ConEd es la empresa de transmisión y distribución más importante del estado de New York. Coordina maniobras con el operador independiente de la zona que es NYISO. Su rol es de *Transmission Operator* - TO y operador de distribución. El

centro de control de transmisión maneja equipos a nivel de tensión de 345 kV, 138 y 69 kV y para distribución 33 kV y 13 kV.

En general la empresa de transmisión tiene conocimiento solo de su sistema de transmisión y no tienen ningún conocimiento del mercado y programas de generación. Por ello los análisis pueden diferir a los de los del ISO, en especial lo que concierne a aperturas de equipos más cercanos a las fronteras con otros ISO o RTO, e incluso con otros TO.

Cuentan con dos CC, uno CCP y otro un CCR con una distancia de 5 millas entre sí. El CCP maneja los negocios de transmisión, gas y vapor. La información está todo el tiempo en paralelo, sin embargo, sólo tienen personal en el CCP, pero están analizando el esquema de operación paralela en los dos CC, lo que implicaría contratación de más personal. Para el caso del negocio de distribución maneja solo un CC, que está físicamente ubicado al lado del centro de transmisión separado por un panel.

El CCP se comunica con cinco centros de distribución ubicados por áreas en las zonas de Manhattan, Staten Island, Brooklyn, Queens/Bronx y Westchester. En caso de pérdida de información del CCP, para las actividades de transmisión, gas, vapor y distribución, éstas pueden ser asumidas desde el otro CCR en 10 segundos aproximadamente.

Roles en la Sala Control

El centro de transmisión maneja en cada turno un sólo supervisor para todos los temas de transmisión, gas y vapor. En transmisión, lo acompañan 4 personas encargados uno del control de voltaje, un operador senior encargado de las maniobras y un despachador de energía de los intercambios. En gas y vapor tiene

para cada tema tres personas a cargo, para un total de mínimo 11 personas en turnos de 12 horas.

Para estar en un puesto del centro de control se requiere un entrenamiento previo y la aprobación de un examen. Los jefes de turno de transmisión son los más experimentados en los tres temas. Los exámenes para aplicar a esta posición son los más estrictos y complejos.

Una semana cada 6 semanas, se realiza un reentrenamiento al personal, especialmente en procedimientos de emergencia. Se rigen por las normas NERC para de proceso de certificación y entrenamiento. Se entrenan en restablecimiento con condiciones similares.

Coordinación de Manobras

Para las maniobras por mantenimiento se manejan dos tipos de instrucciones las que requieren llamadas y las que no, lo cual dependen de la criticidad del mantenimiento. Antes de una apertura aprobada por mantenimiento llaman media hora antes para solicitarla, si se autoriza se realiza la apertura y no vuelven a llamar, es decir, no manejan tiempos de maniobras o reportes. Una vez finalizados los trabajos llaman para entregarla.

Los análisis de mantenimientos son realizados por ConEd, quien envía una propuesta al NYISO para que éste decida si aprueba o no los trabajos al analizar con la red completa y el mercado. Para estudios de estabilidad dinámica utilizan PSS/E.

La coordinación se hace entre transmisión y NYISO, para la ejecución de los trabajos, una vez avalados por este último el centro de transmisión se comunica con el de distribución telefónicamente.

Tienen el sistema SCADA con proveedor GE. Cuentan con PI para el seguimiento de las variables en tiempo real y tienen un esquema de gobernabilidad para el PI. Cuentan con una persona del sistema SCADA constantemente en el centro de control en horario de oficina y por fuera de este horario se maneja un esquema de disponibilidad.

2.1.9 MEJORES PRÁCTICAS ENCONTRADAS EN EL REFERENCIAMIENTO

Como conclusiones más importantes sobre el referenciamiento realizado a centros de control de energía, se pueden enumerar en cuanto al funcionamiento los siguientes aspectos:

- Para la operación *Multisite*, la opción más común es operar en paralelo desde al menos dos sitios de manera simultánea, esto con el fin de garantizar la continuidad del servicio de operación en tiempo real ante contingencias en uno de los CC. En este caso, los dos sitios son considerados principales y para ello cuentan con las mismas condiciones en cuanto a instalaciones físicas se refiere, con el objetivo de que para los operadores sea transparente desde que sitio se realice la labor de supervisión y control.
- Es muy relevante la coordinación de la generación, labor cumplida por al menos un operador en cada sitio de forma exclusiva, lo anterior con el objetivo de garantizar que tanto los cambios de generación como la función de AGC de las unidades se cumpla de forma correcta.

- En cada CC, según aplique, se tiene personal capacitado para controlar independientemente las actividades de generación de las maniobras necesarias en el sistema. Por lo cual se tiene al menos un operador de generación y uno de transmisión.
- En general, los centros de control sólo coordinan directamente las maniobras que son consideradas críticas para el sistema, el resto de las aperturas programadas son autorizadas con anticipación. En cualquiera de los casos debido a las exigencias en cuanto a supervisión de la red para los agentes del mercado, todas las maniobras son verificadas en los aplicativos de tiempo real antes y durante su ejecución. No se llevan tiempos de ejecución, confirmación o validación de eventos o maniobras.
- El redespacho realiza tanto el análisis energético y eléctrico con herramientas acopladas, es decir, el resultado de la generación despachada ya está validada eléctricamente. La forma como ejecutan el despacho con herramientas de tiempo real aseguran que este sea muy parecido al que se ejecuta en la realidad. Están enfocados a un despacho en firme.
- Para realizar el control operativo del sistema este se puede dividir de diferentes maneras: en áreas geográficas, en áreas operativas, en niveles de tensión o de acuerdo al tipo de eventos (eventos, mantenimientos programados y operativos).
- Todos los turnos tienen un supervisor jefe de turno, quien es la persona más experimentada y respetada del grupo. Tiene poder de decisión no sólo en asuntos operativos sino en asuntos administrativos.
- En tiempo real no se realizan labores post operativas, ni labores de planeación más allá del siguiente día. La mayor parte del tiempo el personal que labora en turnos está focalizado en el tiempo real.

- En los centros de control de Estados Unidos prueban el BCP por lo menos dos veces por año para revisar aspectos de funcionalidad, por lo general una es anunciada con anticipación, mientras que la otra es no avisada.
- Las medidas y las comunicaciones tienen que cumplir unos exigentes estándares de calidad y confiabilidad, que permitan asegurar que las medidas de los estimadores de estado tengan una alta confiabilidad, cercana al 100 %.
- Consideran los resultados del estimador de estado para soportar los estudios de seguridad para el sistema de potencia en tiempo real.
- Los pronósticos de la demanda son afectados con variables como el estado del tiempo, la luminosidad y otros factores que afectan la demanda en tiempo real. Este es uno de los insumos para el despacho de tiempo real.

Revisando las mejores prácticas con respecto a los procesos de apoyo al tiempo real se identifican los siguientes aspectos:

- El entrenamiento tiene una relevancia especial en todas las empresas visitadas, sus operarios están certificados por organismos como la NERC que exigen unos estándares mínimos, y por lo general mantienen un plan de capacitación que supera fácilmente estos requisitos mínimos. Los entrenadores son personas formadas no solo en la parte técnica sino en el campo de la formación pedagógica y son evaluados formalmente para poder desarrollar esta labor.
- Realizan entrenamiento en conjunto de los procedimientos de emergencia con todos los agentes por lo menos dos veces al año simulando escenarios y condiciones reales de operación.

- Esta extendida la utilización de interfaces orientadas a servicios SOA para todos los aplicativos que soportan la operación, manejan una sola base de datos, por lo que se minimiza el error humano por manipulación de información crítica como la topología, mantenimientos, entre otros. Todos toman información de tiempo real.
- Se observa un plan estratégico para tecnología unificado para toda la empresa, tienen una visión integral de los aspectos requeridos por tiempo real (SCADA, EMS, PI, etc.), contando con personal de apoyo para estas plataformas en equipos de trabajo cercanos a la operación, contando con personal disponible en horarios no comerciales.
- Es importante al momento de realizar cualquier cambio en el modelo de operación tener presente que se debe realizar un trabajo integral con todo el personal y las áreas de apoyo para la gestión del cambio, ya que uno de los componentes fundamental para que el modelo planeado funcione es que la gente se prepare para ello y pueda asumir las nuevas funciones a que dé lugar.

A continuación, se muestran dos tablas resumen con la información recopilada de acuerdo con los criterios revisados en el referenciamiento realizado en los diferentes centros de control. Se realizó en dos tablas separadas debido a que no todos los centros visitados cumplen funciones de operador del sistema nacional o de ISO o RTO.

En la Tabla 1 se presenta un resumen comparativo para los centros con funciones de operador nacional o de grandes áreas, en este caso están los centros de PJM, CAISO, ONS y CENACE. Los temas están divididos en seis aspectos: rol en el mercado, esquema de operación CC, coordinación de maniobras, conciencia situacional, despacho tiempo real y entrenamiento.

En la Tabla 2 se resume las funciones para los operadores con labores mayoritariamente de transmisores regionales como son: ConEd, SCE, INTERCOLOMBIA – TRANSELCA y CODENSA. Para estos se manejan las siguientes variables: rol en el mercado, esquema de operación CC, coordinación de maniobras, conciencia situacional y entrenamiento.

Tabla 1. Resumen de referenciamiento en centros con funciones de operadores de área o nacionales

ACTIVIDA	PJM	CAISO	ONS	CENACE
Rol en el Mercado	RTO	ISO	ISO	Empresa del estado opera como ISO
Esquema de operación CC	<ul style="list-style-type: none"> • Dos CCP en paralelo • Personal: 1 supervisor, 2 generación, 4 transmisión, 1 confiabilidad, 1 coordinador. • Turno de 12 horas de ciclos de seis semanas • SCADA marca Siemens • Persona de apoyo de SCADA hasta las 24 horas, luego se maneja disponibilidad. • Dos veces al año se realizan pruebas para revisar como un centro toma todas las funciones ante la contingencia del otro, una anunciada y otra no anunciada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dos principales en paralelo con posibilidad de un tercero en estudio. • Personal: 1 supervisor, 2 generación, 2 transmisión, 2 intercambios, 1 operador. • Turno de 12 horas de ciclos de seis semanas • SCADA marca ABB • Persona de apoyo de SCADA en horario de oficina, luego se maneja disponibilidad. • Dos veces al año se realizan pruebas para revisar como un centro toma todas las funciones ante la contingencia del otro, una anunciada y otra no anunciada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Un CCP y un CCR. Este último con funciones de CCR`s. • Personal: 1 supervisor, 1 generación y 3 transmisión. • Turno de 8 horas de ciclos de diez días. • SCADA marca Siemens-CEPEL <p>Se realizan pruebas para revisar como COSR-SE toma todas las funciones de CNOS ante la contingencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Un CCP y un CCR. Además cuenta con 8 centros regionales. • Personal: en CENAL trabajan Un coordinador, un operador y un operador auxiliar, que a su vez es el respaldo del operador • SCADA marca ABB • Para mantener actualizados los procedimientos, una vez al mes los operadores de CENALTE realizan las funciones operativas de CENAL y viceversa
Coordinación	• Coordinan maniobras de	• Coordinan maniobras de	• Coordinan maniobras	• Coordinan maniobras de

ACTIVIDA	PJM	CAISO	ONS	CENACE
de Maniobras	<p>transmisión superior a 345 kV-</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mantenimientos se aprueban en planeación operativa y confiabilidad (Estudio) • Los agentes llaman 30 minutos antes del inicio del mantenimiento. • El Ingeniero de Confiabilidad analiza y autoriza el inicio de maniobras de alto impacto. • Cuando son dos agentes ellos deben coordinar entre sí para entregar equipo 	<p>transmisión superior a 230 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mantenimientos se solicitan a través del OMS (máximo con 3 días de anticipación y acompañados de estudio). • Se aprueban desde ingeniería de operaciones. • Los mantenimientos se clasifican por importancia (algunos ni llaman). • Los que deben llamar lo hacen 30 minutos antes. • Si hay un mantenimiento autorizado a no llamar y pasan 15 minutos y no ha iniciado se cancela. 	<p>de transmisión superior a 138 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mantenimientos se aprueban por el equipo preoperativo. • Los mantenimientos se clasifican por orden de criticidad. • Previa verificación del cumplimiento de la seguridad, se le autoriza a los agentes desconectar los elementos y se consideran disponibles sólo cuando está listo para cerrar. 	<p>transmisión superior a 400 kV y algunas líneas importantes de 230 kV.</p> <ul style="list-style-type: none"> • CENAL solo coordina directamente los mantenimientos considerados consignaciones nacionales, es decir, las clasificadas como de alto impacto y aquellos que sean sobre la red de 400kV o las áreas de interconexión. • Los centros regionales coordinan las consignaciones locales.
Conciencia Situacional	<ul style="list-style-type: none"> • Manejan todos sus despliegues con PI (Elaborados entre la sala y tecnología) • Video wall muestra: Intercambios, precios por 	<ul style="list-style-type: none"> • Despliegues video wall en PI. Prioridad Revisan las líneas hacia Canadá. • Manejan 1 alarma sonora y colores (rojo, naranja, amarillo y verde) 	<p>Las decisiones operativas en el CC se soportan con los aplicativos integrados al SCADA, siempre con información de tiempo real o en su defecto con datos del estimador</p>	<p>El SCADA filtra gran cantidad de alarmas, es este solo muestra límites violados, tensiones violadas y estado de interruptores.</p>

ACTIVIDA	PJM	CAISO	ONS	CENACE
	<p>zonas, desviaciones de la frecuencia, el estado del tiempo, curva de carga del sistema, generación eólica, térmica y nuclear</p> <ul style="list-style-type: none"> • El principal flujo de potencia que supervisan hacia NY. • En transmisión manejan 3 colores: verde 345 kV, amarillo 500 kV, fucsia 765 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Consideran que el fondo negro es el mejor color para la supervisión en los <i>displays</i> 		
Despacho tiempo real	<ul style="list-style-type: none"> • Emplean herramienta de ALSTOM llamada SCED que tiene un modelo de red en ac y las restricciones del sistema. • En tiempo real corre cada 5 minutos con periodos de 15 minutos (Look-Ahead Dispatch) • 3 diferentes soluciones para los períodos intrahorarios de 5 minutos que son: el caso 	<ul style="list-style-type: none"> • El modelo se ejecuta para un horizonte de 4.5 Horas (períodos intrahorarios de 15 min) • Cada 5 minutos se ejecuta la herramienta con el fin de calcular y enviar los set points a todas las unidades de generación del sistema, para que se ajusten a los programas esperados de 15 minutos porque se considera 	<p>No existe un despacho automático en tiempo real. Se emplea el esquema de reserva terciaria, la cual se calcula como un 5% de la demanda del pronóstico para cada período.</p>	<p>No existe un despacho automático en tiempo real. Se emplea el esquema de reserva rodante y AGC para responder a las variaciones de la demanda. La holgura rodante es del 6% de la demanda, de los cuales el 2 % corresponde al AGC y el 4 % restante es reserva rodante.</p>

ACTIVIDA	PJM	CAISO	ONS	CENACE
	<p>base y los otros un caso con alta demanda y otro un escenario con baja demanda.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuando la herramienta encuentra una solución óptima, envía los pulsos a todas las centrales de generación para que cambien su punto de operación en el siguiente instante de tiempo. 	<p>velocidades de toma de carga.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los operadores del centro de control pueden llamar a los generadores con el fin de mover la generación. 		
Entrenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • En todos los centros de control referenciados se reentrenan una semana después de 6 semanas de ciclo de turno • Deben cumplir un mínimo de 200 horas de entrenamiento cada 3 años para obtener certificación de la NERC. En Procedimientos de emergencia las capacitaciones son mínimo de 30 horas. • Los entrenamientos en restablecimientos se realizan con todas las empresas (generadores y transmisores) con el fin de manejar una situación más cercana a la real y analizar decisiones en conjunto. • Hacen dos pruebas al año de apagones nacionales con todos los operadores. • Cuentan con profesionales capacitados para dictar los entrenamientos, con experiencia en la operación y los entrenan para cumplir con dicha función 		<p>Se tiene un programa fuertemente constituido para garantizar el entrenamiento continuo de los operadores que consiste de tres etapas: pre-entrenamiento, entrenamiento y reentrenamiento.</p>	

Tabla 2. Resumen de referenciamiento en centros con funciones de transmisores regionales

ACTIVIDAD	SCE	ConEd	INTERCOLOMBIA	CODENSA
Rol en el Mercado	TO	TO	TN	OR
Esquema de operación CC	<ul style="list-style-type: none"> • Uno CCP y un CCR. • Personal: Un solo Jefe de turno - Supervisor para los dos centros de control y tres personas en turno. • SCADA marca GE 	<ul style="list-style-type: none"> • Uno CCP y un CCR • Personal: Son en total 11 personas en turno y 4 coordinan la transmisión. Un solo Jefe de Turno. • SCADA marca GE 	<ul style="list-style-type: none"> • Dos CCP, funcionando en esquema Multisite. • Personal: Tres personas en turno, uno de ellos es el Coordinador de Turno. • Turnos de 8 ocho horas entre semana, con 12 horas los fines de semana y una semana de oficina. • SCADA marca Monarch, desarrollado por la empresa OSI. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dos CCP en paralelo • Personal: 4 operadores en media tensión, 2 para eventos no programados y 2 para no programados. En la noche es uno solo para cada tipo de eventos. Una persona con cargo de coordinador. Un operador para atención de alta tensión. En la noche el mismo de alta hace las veces del coordinador. • Turnos entre semana de 8 horas y los fines de semana de 12 horas, con seis personas en los turnos de mañana y tarde, y tres personas en

ACTIVIDAD	SCE	ConEd	INTERCOLOMBIA	CODENSA
				el turno de noche.
Coordinación de Maniobras	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinan desde los 66 kV y hasta los 500 kV. • Se realizan los análisis y se envían a CAISO • Los TO llaman a los CAISO y se comunican en teleconferencia cuando van a iniciar y finalizar maniobras con el fin de que todos tengan exactamente la misma información. Los TO realizan en línea las maniobras de apertura de interruptores y después el TO responsable, coordina las maniobras de despeje y aterrizaje. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinan desde 345 kV, 138 kV y hasta los 69 kV. • Se realizan los análisis y se envían a NYISO. • Se coordinan 30 minutos antes del inicio y solo se comunican telefónicamente para aquellos que tienen alto impacto en el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se cuenta con un sistema de información para elaboración de protocolos de maniobras. • Los protocolos para maniobras programadas se elaboran de forma anticipada, por parte del mismo personal del CSM, que se encuentra en oficina. • Se realizan las maniobras aplicando Chequeo Cruzado de Maniobras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinan desde 220 kV, 110 kV, 57.5 kV, 34.5 kV, 13.2 kV y 11.4kV.
Conciencia Situacional	<ul style="list-style-type: none"> • Los despliegues son en eDNA • El video wall tiene diagramas resúmenes para restablecimiento que 	Los despliegues son en PI todos	Se tienen despliegues del propio SCADA y de PI, para alertar sobre las condiciones anormales. Se maneja un código de colores para los	Se tienen despliegues en el propio SCADA. Se manejan códigos de colores para los diferentes niveles de tensión. Para el conocimiento del

ACTIVIDAD	SCE	ConEd	INTERCOLOMBIA	CODENSA
	indican la guía acordada en los entrenamientos.		diferentes niveles de tensión y unos niveles de alarmas, con cuatro sonidos diferentes, de acuerdo con la criticidad.	estado general de una falla se maneja una aplicación donde en tiempo real se va registrando la evolución de la falla.
Entrenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • En todos los centros de control referenciados se reentrenan una semana después de 6 semanas de ciclo de turno • Deben cumplir un mínimo de 200 horas de entrenamiento cada 3 años para obtener certificación de la NERC. En Procedimientos de emergencia las capacitaciones son mínimo de 30 horas. • Los entrenamientos en restablecimientos se realizan con todas las empresas (generadores y transmisores) con el fin de manejar una situación más cercana a la real y analizar decisiones en conjunto. • Hacen dos pruebas al año de apagones nacionales con todos los operadores. • Cuentan con profesionales capacitados para dictar los entrenamientos, con experiencia en la operación y los entrenan para cumplir con dicha función 		Se realizan reentrenamientos periódicos en temas técnicos y de factores humanos. Se realizan dos simulacros al año para revisar el Plan de Contingencias.	Dentro de la capacitación se maneja que el personal rota por los roles de media y alta tensión, para cuando se active el plan de contingencia sea capaz de asumir todas las funciones. Así mismo, una vez se supera el pico de trabajo de los eventos programados, más o menos hasta las 10 de la mañana, los operadores de programados comienzan a apoyar a los operadores de los no programados

2.2 ESQUEMAS TÍPICOS DE OPERACIÓN DE LOS CENTROS DE CONTROL DE ENERGIA

Para la operación de sistemas de potencia se pueden manejar de acuerdo con el referenciamiento tres posibles alternativas en la operación de centros de control, a continuación, se detallan cada una de ellas.

2.2.1 ESQUEMA DE OPERACIÓN CENTRO DE CONTROL PRINCIPAL MAS CENTRO DE CONTROL DE RESPALDO

Para este caso se tiene un CCP más un CCR, este último solamente funciona ante contingencias del primero, en la Figura 10 se muestra su esquema de funcionamiento, el cual es el usado por el CND. En este caso la plataforma tecnológica en el CCR apunta a la base de datos en tiempo real del CCP.



Figura 10. Esquema de Funcionamiento CCP mas CCR

Con el fin de evaluar que el CCR se encuentre operativo todo el tiempo y de que opere correctamente cuando se necesite, se deben realizar pruebas periódicas que garanticen su funcionalidad

Para este esquema funcione es conveniente que las organizaciones tengan toda una estrategia y un plan diseñado que indiquen como se debe activar el CCR ante contingencias.

Para el caso del CND, se maneja un plan de continuidad llamado BCP, el cual indica los pasos que se deben seguir para la activación del CCR, de acuerdo con la criticidad de la falla y los procesos que se vean afectados. En una falla del CCP, se tiene establecido que al CCR asiste el disponible del centro de control el cual se asegura que los equipos estén funcionando y asume parte de la operación, mientras el personal del CCP se desplaza hasta el CCR o llega el personal del turno que entra.

2.2.2 ESQUEMA DE OPERACIÓN CENTRO DE CONTROL PRINCIPAL CON CENTROS DE CONTROL DISTRIBUIDOS

Para este caso se tiene un CCP y por lo menos dos Centros de Control de Distribuidos – CCD's. El CCP está encargado de tener las actividades de más alto detalle, control de intercambios con los CCD's, manejo de AGC entre otras.

Para el caso del CCD se asigna las funciones de acuerdo a la zona que controle, es decir, que a nivel del sistema SCADA solo tendrán en su sistema control los elementos que son operados bajo su mando. La comunicación entre centros distribuidos es casi inexistente. (Caso actual Brasil). El funcionamiento de este esquema se puede apreciar en la Figura 11.

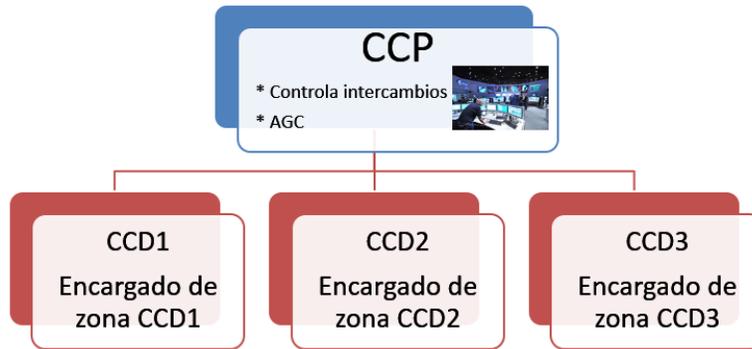


Figura 11. Esquema de Funcionamiento CCP mas CCD's

2.2.3 ESQUEMA DE OPERACIÓN DISTRIBUIDO O *MULTISITE*

La disponibilidad de la plataforma es crítica para cumplir con los requerimientos del sistema eléctrico, se debe contar entonces con esquemas de respaldo activo, para lograr que la arquitectura garantice la continuidad del negocio, dentro del concepto de alta disponibilidad de los diferentes sitios que se definan para cumplir con el objetivo de la operación de las empresas (Escenarios de Arquitectura MultiSite).

La implementación del esquema denominado *Multisite*, determina que se deben implementar elementos de una arquitectura que permita contar con escenarios claves que garanticen:

- El intercambio de información entre los sitios definidos.

- Asumir la responsabilidad por alguno de los sitios o inclusive repartir la responsabilidad entre sitios.
- Contar con la capacidad de acceder o recibir datos en tiempo real provenientes de las unidades terminales remotas - RTU, los elementos tele controlados y demás fuentes de datos en tiempo real, simultáneamente con el SCADA/EMS, en modo escucha.

Con el propósito de dar claridad a la operación sobre el concepto de *Multisite*, se precisa la definición de algunos términos asociados al tema.

- Área de información: está asociado al conjunto de información que compete a un centro de control. Es posible que existan áreas asociadas a dos centros de control simultáneamente. Por ejemplo, aquí se estaría haciendo referencia a la red eléctrica en general, como se observa en la Figura 12, donde se tiene un área para CC1 y otra para CC2.
- Área de responsabilidad: se define como el subconjunto de información dentro de un área de información, en la cual un operador con el perfil adecuado puede supervisar y controlar. Caso específico de esta área es una sub red eléctrica como se aprecia en la Figura 12 para CC1.
- Área de visibilidad: esta es el conjunto de la información visible de un área de información. Área en la que un operador con un perfil respectivo sólo puede supervisar pero no operar, mientras otro operador ni siquiera puede observar o supervisar, es decir, diagramas unifilares y listas de alarmas
- Área de control: se enmarca como el conjunto de información sobre la cual se realiza intervención o control. Por ejemplo, las funciones de ejecutar comandos

y secuencias de suicheo, la asignación de etiquetas, realizar entradas manuales, entre otras. Se considera la red eléctrica controlable.

En la Figura 12 también se puede observar, la red compartida o zona de intercambio para la cual los centros de control deben dialogar cuando se presenten mantenimientos o fallas.

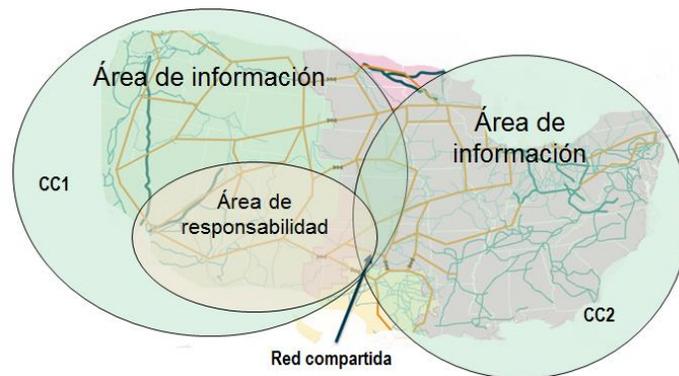


Figura 12. Esquema de Distribución de Áreas Operativas en Funcionamiento de Operación Distribuido

En este esquema, la plataforma tecnológica debe garantizar que las bases datos estén sincronizadas entre los dos centros, para que en el momento de presentarse una contingencia, cualquiera de los dos pueda asumir la operación completamente. En la Figura 13 se muestra un resumen del esquema.



Figura 13. Esquema de Funcionamiento Operación Distribuido

Las funciones se asignan de acuerdo con las áreas de responsabilidad que se le deleguen a cada operador o a las funciones que se deban ejecutar. Para este caso se tiene mínimo dos CCP trabajando en paralelo, y cada uno de ellos sería respaldo del otro ante contingencias. Caso actual PJM y CAISO

En la mayoría de los escenarios, la comunicación operativa entre centros de control es controlada por el supervisor, lo cual garantiza que se maneja de forma organizada la información que debe ser común.

2.2.3.1 Características de los centros de control con operación *Multisite*

Los avances tecnológicos en electrónica y telecomunicaciones hacen posible que hoy en día se cuentan con sistemas SCADA capaces de proporcionar

herramientas de supervisión y control más avanzadas, con capacidad de procesamiento de información mucho mayor que hace unos años y que puedan permitir esquemas de operación distribuida con altos estándares de seguridad y confiabilidad. Estos esquemas llamados *Multisite*, ofrecen no solo alternativas en línea para operación ante contingencia del sistema de control, sino que apoya también en la operación en condiciones normales. (SIEMENS, 1997) (WU, MOSLEHI, & BOSE, 2005)

A continuación, se describen las principales características de un sistema *Multisite*:

- Operación desde diferentes centros de control, mínimo desde dos lugares diferentes.
- División de la red eléctrica en subregiones o subáreas operativas con el fin de identificar claramente la responsabilidad de cada uno de los centros de control.
- Distribución de funciones de forma que garantiza la continuidad del sistema ante falla de uno de los centros de control.
- Supervisión e intercambio de información con el fin de garantizar una alta confiabilidad y contar permanentemente con un sitio de respaldo.

En consecuencia, las funciones de operación pueden ser distribuidas, soportando tanto conceptos de Centros de Control de respaldo, como esquemas más flexibles. Las empresas cuentan con los sitios donde se implementa la funcionalidad para soportar el esquema requerido. Se tienen canales de comunicación con todas las fuentes de datos o la posibilidad que las comunicaciones sean conmutadas hacia cualquiera de las fuentes de datos.

3. FUNCIONAMIENTO ACTUAL DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND

El CND se encarga de la labor de *“Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales”* (Ley 143 de 1994). Para realizar la labor de supervisión y control cuenta con un centro de control con personal laborando en turnos de forma continua, los 365 días del año.

Desde la cadena de valor de XM, se tienen identificados dos grandes procesos en la DCO, en la Figura 14 se muestran dichos procesos en forma de esquemático, los cuales se describen a continuación:

- Supervisión y control en tiempo real: en esta se encuentran enmarcadas las tareas de coordinar de maniobras, control de frecuencia, control de tensión, registrar y validar eventos y maniobras, elaborar el informe diario de operación y atender requerimientos de información.
- Realizar redespacho: en esta se encuentran enmarcadas las tareas de realizar el análisis eléctrico y energético del redespacho.

Para realizar estas actividades se tienen seis personas que trabajan en turno permanentemente, cada uno con un rol específico.

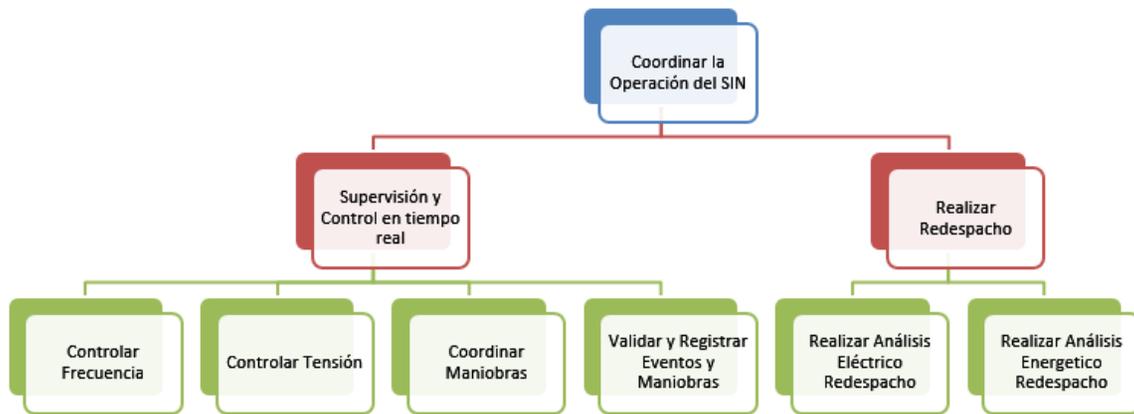


Figura 14. Procesos de la Dirección Coordinación de Operación

3.1 FUNCIONES Y ACTIVIDADES ACTUALES DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND

Se describe en las siguientes secciones las actividades realizadas por el personal del centro de control del CND, así como los medios tecnológicos usados para ejecutar dichas tareas y los indicadores que se manejan a nivel de XM para medir la calidad de la ejecución de la operación en tiempo real.

3.1.1 SECUENCIA DE LAS ACTIVIDADES DEL PROCESO DE COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIN

A nivel de actividades en la coordinación de operación del SIN, son ejecutadas las siguientes tareas en los diferentes turnos que se tienen programados en el día a día.

- Recepción del turno global y posteriormente de forma individual. En la entrega de turno global se entregan los aspectos más relevantes de la operación que tienen impacto hacia el futuro inmediato, para la entrega individual se entregan los aspectos propios de cada rol.
- Recepción del despacho de operación del día de operación +1 en los turnos de la tarde y de la noche. El turno que recibe el despacho es el turno de la tarde, en este quien debe revisar la calidad de la información entregada y en caso de ser necesario se procede a ejecutar los correctivos necesarios generando el respectivo redespacho.
- Realización del proceso del redespacho energético y eléctrico: en caso de que se presenten cambios topológicos en la red o indisponibilidades de las unidades de generación, se debe elaborar los análisis necesarios con el fin de ajustar la operación a estos cambios. La comunicación del redespacho a los agentes por regulación está establecida como media hora antes de la operación.
- Realización de la supervisión y control en tiempo real del SIN: Se ejecuta la supervisión y el control de las variables de frecuencia y voltaje del SIN a fin de mantenerlas dentro de los rangos operativos establecidos en la regulación vigente. Para realizar este control se realizan maniobras operativas, por eventos no programados y mantenimientos.
- Realizar todas las tareas asociadas a la gestión de la información: La información generada por la operación en tiempo real es procesada y pasa a evaluación de los equipos de post operativo, demandas operativas y a los procesos de liquidación del mercado, en estos últimos para la elaboración de las facturas respectivas.

3.1.2 MEDIOS USADOS EN EL PROCESO COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SIN

Para la supervisión en tiempo real se usan los siguientes medios tecnológicos:

- Sistema SCADA, actualmente se cuenta con una plataforma *Sinaut Spectrum 4* de Siemens la cual está en proceso de cambio por una plataforma *Sinaut Spectrum 7* del mismo fabricante.
- Plataforma PI, plataforma de históricos con la cual se desarrollan los despliegues para la supervisión en tiempo real que se encuentran proyectados en el video wall
- Comunicaciones telefónicas realizadas a través de consolas telefónicas marca Siemens y que son grabadas en una plataforma Red Box.
- Aplicativos que se usan para el seguimiento en tiempo real:
 - Phasor Point, aplicativo con el que se realiza el seguimiento fasorial al SIN, teniendo como elementos de medidas de las PMU - *Phasor Measurement Unit* que están instaladas en diferentes subestaciones del SIN.
 - VSAT, aplicativo con el que se realiza el análisis del seguimiento a la estabilidad de tensión del sistema.
 - DigSilent, aplicativo para simulación de estudios de sistemas eléctricos de potencia, usado como herramienta para realizar los análisis eléctricos del CND.
 - DRP, aplicativo que contienen los modelos de áreas y un flujo de DC con los cortes para realizar el cálculo del despacho y redespacho energético del SIN. Para ello contiene el modelo de todos los recursos

de generación del sistema, con su disponibilidad y características técnicas

- Frecuencímetro, aplicativo donde se supervisa en tiempo real el comportamiento de la frecuencia.
- Aplicativos para la gestión de información en tiempo real
 - Herramientas Operativas - HEROPE: es un aplicativo donde los agentes del SIN ingresan diariamente información sobre los movimientos - cambios de estado, indisponibilidades, mantenimientos, valores de generación diaria de los activos del STN, del STR y las unidades de generación. Dicha información es revisada por personal de la DCO del CND y validada dentro de los tiempos establecidos en la regulación. Aplica solo para generadores, operadores de red y transmisores nacionales.
 - Modoper, aplicativo donde se registran por parte de los operadores de la DCO las autorizaciones de las unidades de generación durante el día.
 - Informe Diario de Operación - IDO, que toma la información operativa más relevante del día desde el sistema HEROPE.
 - Sistema Nacional de Consignaciones - SNC, es un sistema de información por medio del cual las empresas propietarias u operadoras de los activos de uso, conexión, STR, otros y las unidades de generación de energía eléctrica, pueden gestionar la solicitud de mantenimientos y/o desconexiones de los equipos que conforman el SIN.

Así mismo para agilidad de los procesos se usan diferentes macros las cuales sirven para realizar seguimiento, control y registro de la información operativa. Entre las principales se encuentran:

- Macro Evaluación Seguridad en Mantenimientos
- Macro de Cortes
- Macro de Generación
- Macro AGC
- Macro redespacho
- Planilla validación de maniobras
- Planilla de autorizaciones
- Macro para la evaluación de la regulación primaria

3.1.3 MEDICIONES ACTUALES DEL PROCESO - INDICADORES

Con el fin de asegurar la calidad del proceso de coordinación de la operación del SIN, mensualmente se manejan diferentes indicadores, algunos de ellos de tipo regulatorio, que permiten identificar las variables o las actividades que presentan desviaciones en cuanto a lo esperado. A continuación, se describen cada uno de los indicadores, así como los resultados obtenidos en el año 2015.

- **Variaciones de Frecuencia:** Número de eventos de frecuencia con duración mayor a un minuto con la frecuencia por fuera de los valores establecidos por la regulación vigente. Para el año 2015 este indicador fue de cero variaciones.

- **Variaciones de Tensión:** Número de eventos de tensión con duración mayor a un minuto con la tensión por fuera de los valores establecidos por la regulación vigente en las barras del STN. Para el año 2015 este indicador fue de cero eventos de tensión.

Tipo de Serie	enero 2015	febrero 2015	marzo 2015	abril 2015	mayo 2015	junio 2015	julio 2015	agosto 2015	septiembre 2015	octubre 2015	noviembre 2015	diciembre 2015
Valor Actual	0	1	1	1	2	4	2	2	2	0	0	0

- **No. de maniobras erradas atribuibles al CND:** Maniobras sobre el sistema que afecten la atención de demanda del SIN. Entendiéndose por maniobras todas las acciones sobre los elementos conectados al STN y los movimientos de generación de las unidades del SIN. Para el año 2015 este indicador fue de cero errores.
- **Uso de Holgura:** Para el cálculo de este indicador se sumará el tiempo durante en el cuál se utilizó la reserva más del 80% del AGC del sistema, y se calculara el porcentaje mensual correspondiente. Para el año 2015 este indicador fue de 0.55% de uso.

enero 2015	febrero 2015	marzo 2015	abril 2015	mayo 2015	junio 2015	julio 2015	agosto 2015	septiembre 2015	octubre 2015	noviembre 2015	diciembre 2015
0,17%	0,41%	0,51%	0,61%	0,53%	0,55%	0,53%	0,52%	0,54%	0,92%	0,59%	0,57%

- **Información:** Número de reclamaciones accedidas por errores en la información registrada en la sala de control. Para el año 2015 este indicador fue de 28 errores.
- **Oportunidad del redespacho:** Porcentaje de redespachos informados fuera del tiempo establecido en la reglamentación. Para el año 2015 este indicador fue de 0.63% de oportunidad.

enero 2015	febrero 2015	marzo 2015	abril 2015	mayo 2015	junio 2015	julio 2015	agosto 2015	septiembre 2015	octubre 2015	noviembre 2015	diciembre 2015
0%	1,73%	0,4%	1,04%	0%	0%	0,2%	0,48%	0,49%	0,85%	0,29%	0,98%

- **Calidad del redespacho:** Número de errores detectados en el redespacho detectados por el equipo post operativo y/o la operación en tiempo real, acumulados en el año. Para el año 2015 este indicador fue de 10 errores.
- **Errores en el análisis eléctrico:** Número de errores detectados en el Análisis Eléctrico detectados por el equipo post operativo y/o la operación en tiempo real, acumulados en el año. Para el año 2015 este indicador fue de seis errores.

3.2 OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND

En el centro de control laboran constantemente seis personas cada una con un rol asignado y funciones definidas. A continuación, se describe las actividades propias de cada uno de los roles y con base en la información operativa del año 2015 se realiza un estimado de la carga de trabajo según la labor desempeñada.

3.2.1 ROL COORDINADOR

El coordinador es una persona con experiencia en la Sala de Control y dentro de cada turno es un referente a la hora de tomar decisiones. Dentro de las actividades más importantes de este rol están las siguientes:

- Balancear cargas de trabajo de acuerdo a las capacidades de las personas y actividades a ser ejecutadas, esto con el objetivo de entre otros planear la coordinación de la ejecución de los mantenimientos.
- Realizar tareas administrativas entre las que se tienen: liderar la reunión postoperativa entre las diferentes áreas del CDN, hacer seguimientos a la atención de reclamaciones por cada uno de los procesos de la sala de control, gestionar la atención oportuna de las fallas que se presenten en las aplicaciones operativas por el personal de soporte técnico, coordinar los grupos primarios al inicio de ciclo de turno.
- Garantizar la transferencia de la información importante durante los cambios de turno, por grupo y al coordinador que le reciba
- Evaluación de las consignaciones, esta es una de las actividades más importantes, ya que es el enlace más cercano entre el programa de despacho y la operación en tiempo real. En esta actividad se revisan las maniobras para el día siguiente a la operación y con base en la criticidad de la misma se decide cuáles de éstas pueden ser pre autorizadas, por ser consideradas sin impacto para el sistema y cuales son consideradas con impacto.
- En caso de apagones es el encargado de realizar la coordinación del restablecimiento, redistribuyendo las tareas en cada una de las personas que se encuentran en la Sala de Control.
- **Consignaciones Programadas del SNC para análisis durante el año 2015.**

Las consignaciones programadas deben ser analizadas diariamente por el Coordinador del turno de tarde con el fin de identificar cuales tienen impacto en la operación y cuáles no. De tal forma, que las primeras requieren alguna gestión por parte del Operador debido a la naturaleza de los trabajos, y para las otras se

informa mediante correo electrónico a los agentes que pueden ejecutarse dentro de los plazos programados para el día de operación.

La Figura 15 muestra, las consignaciones programadas a lo largo de todo el 2015, en esta se observa que durante todos los meses el promedio de consignaciones es superior a las 22 diarias, aunque este número puede ser mayor para algunos días donde empiezan los planes semestrales de mantenimiento o puede ser menor en algunas épocas que coincide con temporada de vacaciones, semana santa o condiciones de CAOP donde se limitan las intervenciones sobre los equipos y unidades de generación.

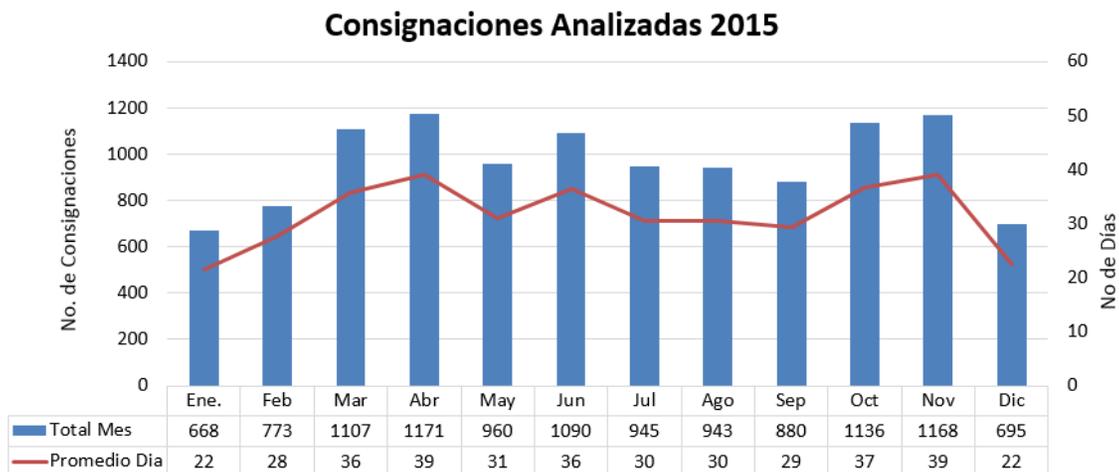


Figura 15. Consignaciones Analizadas por Meses

Para evidenciar que esta actividad consume gran parte del tiempo del Coordinador del turno de la tarde, en la Figura 16 se muestra, los días que presentaron un número de consignaciones para analizar superior a las 40 diarias. En total esta situación se presentó en 107 días del año, lo que representa el 30% de los días del año, con un máximo de 83 consignaciones para analizar en un día del mes de

junio. Así mismo en 40 días se presentaron más de 50 consignaciones para analizar por día.

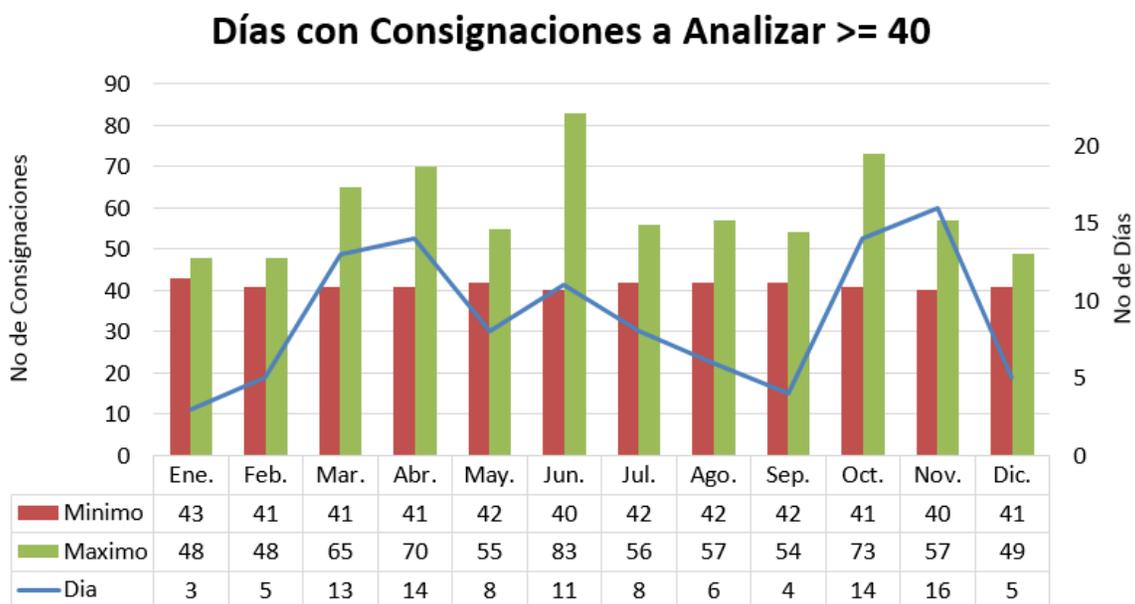


Figura 16. Días con Consignaciones a Analizar mayores o iguales a 40

Lo anterior muestra que la actividad de análisis de consignaciones implica un tiempo alto de la labor del Coordinador debido a los volúmenes altos que se pueden manejar para algunos días, el éxito de esta actividad implica que la carga de trabajo en el centro de control en cuanto al tema de mantenimientos se refiere sea optimizado. Aunque también se observa que en algunos casos el elevado número de consignaciones pueden ser superior a la capacidad de respuesta del centro de control, teniendo en cuenta que la mayoría de trabajos empiezan o terminan en los mismos periodos horarios, esta situación en particular se detalla para el rol operador, el cual se describe a continuación.

3.2.2 ROL OPERADOR

El rol Operador maneja gran parte del que hacer en la Sala de Control, es una persona que por lo general ha realizado los roles de analista energético y eléctrico. A nivel macro maneja tres grupos de actividades, cada una de ellas con una serie de tareas, descrita en la siguiente sección.

3.2.2.1 Control de Frecuencia

Para realizar esta actividad el Operador debe tener en cuenta las siguientes variables:

- Cambios horarios de generación periodo a periodo, con el objetivo de identificar como se deben coordinar los movimientos de subir o bajar generación de acuerdo al comportamiento de la demanda.
- Programación de AGC, con el fin de revisar que se cumpla la holgura de AGC determinada para cada periodo horario y que se enganchen la señal de las unidades que realizarán la función AGC.

Para realizar esta actividad también debe tener en cuenta otras variables inherentes a la operación diaria del sistema:

- Unidades de Generación que se encuentren en pruebas no autorizadas, es importante debido a que en caso de que las unidades no cumplan sus valores de generación asignado esta debe ser reemplazada por otras unidades en tiempo real.

- Conocimiento de las características técnicas de las unidades de generación, mínimos y máximos técnicos, unidades elegibles para AGC, entre otras variables.
- Programación de intercambios internacionales, con el fin de modificar el valor del intercambio según lo programado y acondicionar el sistema para que no se presenten variaciones debido a cambios en los valores de intercambio.
- Seguimiento a las recomendaciones eléctricas en tiempo real, en este se muestran las generaciones de seguridad asociadas a eventos y mantenimientos.
- Supervisar forma de onda de frecuencia, esto de acuerdo a la experiencia operativa, teniendo especial atención cuando hay la generación térmica es poca.
- Autorizaciones de unidades de generación que se desvían de la generación programada.

Si bien existen diferentes etapas en la planeación de la operación que buscan garantizar que la operación en tiempo real sea lo más cercano posible a la realidad, debido a la dinámica del sistema esto no es siempre posible por lo cual sobre el Operador es quien recae la responsabilidad de tomar las decisiones con el fin de adaptar los recursos a las condiciones reales del sistema.

3.2.2.2 Control de Tensión

Para realizar esta actividad el Operador debe tener en cuenta las siguientes variables:

- Reserva de potencia reactiva tanto de las unidades como los de los elementos pasivos y dinámicos para el control de tensión.
- Seguimiento a las recomendaciones eléctricas en tiempo real, en este se muestran las generaciones de seguridad asociadas a eventos y mantenimientos, así como las tensiones objetivo.
- Pruebas de reactiva y autorizadas sobre las unidades de generación.

3.2.2.3 Ejecución de Maniobras

Las maniobras se pueden clasificar en tres grupos.

- Mantenimientos, intervenciones sobre el SIN planeadas por el despacho o el redespacho sobre las cuales se han realizado análisis previos. Por lo cual el Operador debe tener en cuenta las siguientes variables a la hora de realizar la ejecución de las mismas: pruebas de potencia reactiva, pruebas autorizadas de unidades de generación, cambio de generación periodo a periodo.
- Maniobras operativas, son aquellas acciones que se deben realizar según las recomendaciones eléctricas en tiempo real.
- Eventos, situaciones que suceden de manera intempestiva en el SIN, estas situaciones ponen a prueba la experticia y pericia del Operador, ya que debe evaluar la situación y tomar las acciones necesarias con el apoyo del analista eléctrico según la criticidad del evento.

Para estimar la carga de trabajo que esta actividad representa para el Operador, a continuación, se presentarán diferentes estadísticas con la información disponible de los sistemas de información.

- **Aperturas Programadas en Consignaciones del SNC durante el año 2015.**

La Figura 17, muestra las maniobras de apertura programadas en consignaciones ejecutadas a lo largo de todo el 2015. De esta se observa que los meses con mayor número de maniobras son los de noviembre y octubre en este orden, esto debido a que en esta época por lo general los agentes están culminando sus programas de mantenimiento periódico y además porque en el mes de diciembre, por ser la demanda más alta del sistema, los trabajos de mantenimiento se restringen.

Se observa que en promedio un día de alta demanda se pueden tener un promedio de 55 aperturas, lo cual es un número bastante alto teniendo en cuenta que usualmente las consignaciones inician entre las 6:30 a.m. y las 7:30 a.m. Aunque este número en la práctica es mayor y puede llegar a ser el doble o más, esto debido a que el centro de control no solo se debe dar instrucciones de apertura y cierre de elementos, sino que acuerdo a los procedimientos establecidos en las resoluciones CREG 025 del 1995 y la resolución CREG 080 del 1999, también se deben coordinar a nivel del STN el despeje y aterrizaje de los activos y para el caso del STR se deja a potestad del CND como realizar la coordinación, pero de acuerdo con los procedimientos establecidos en la DCO el despeje y aterrizaje es explícito en el STR cuando se trata de trabajos donde intervienen más de un operador.

Maniobras de Aperturas en Consignaciones

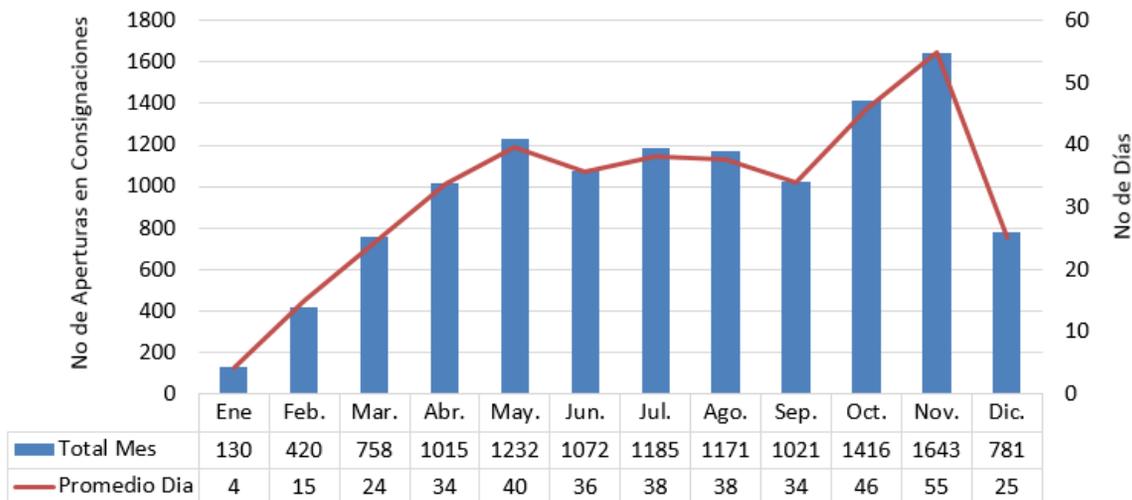


Figura 17. Maniobra de Aperturas en Consignaciones por Meses

- **Maniobras Ejecutadas Registradas en el HEROPE durante el año 2015.**

Así mismo también se pueden realizar una comparación de cuántas de estas maniobras que se programan son ejecutadas. En la Figura 18, se aprecian las maniobras registradas en el aplicativo HEROPE, donde se muestra que, durante el 2015, se realizaron en promedio día un mínimo de 70 maniobras y un máximo de 122. Esta diferencia entre las Figuras 17 y 18, se debe a que la información del SNC no siempre tiene el detalle de todas las maniobras y particularmente porque en la Figura 18 están incluidas las maniobras debido a eventos, pero solo para el caso de cierres y aperturas de equipos sin tensión.

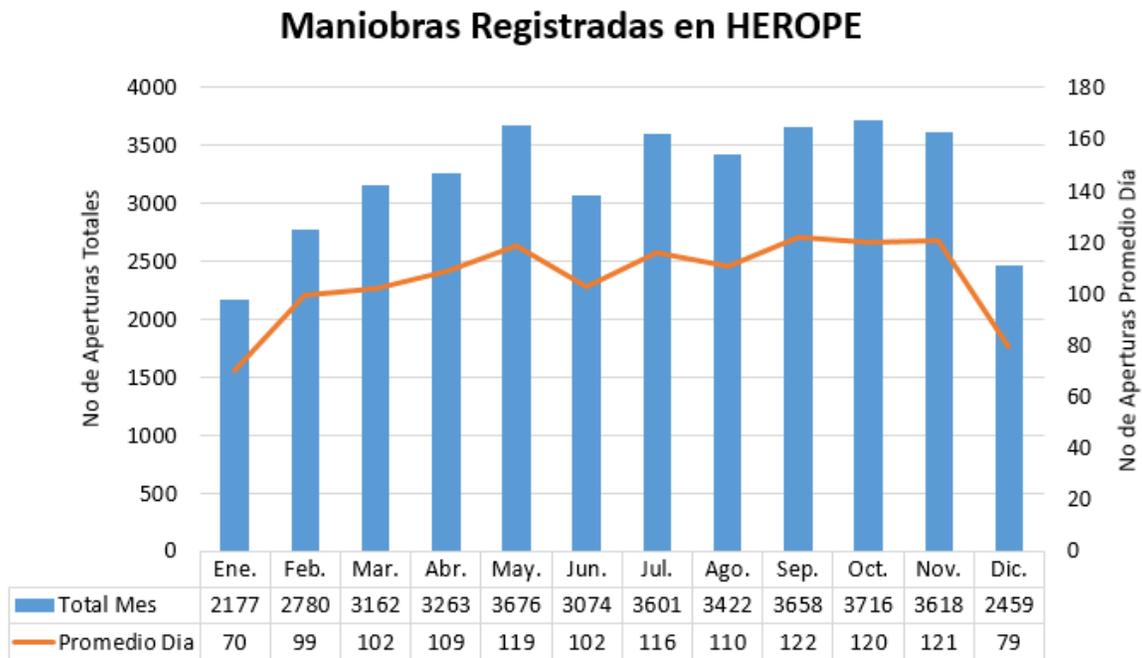


Figura 18. Maniobra de Aperturas Registradas en HEROPE por Meses

Para analizar como la carga de maniobras afecta el Operador, es importante revisar los periodos en que se presentan un mayor número de maniobras, esta situación se puede observar mejor detalle en la Figura 19, donde se aprecia que un domingo, día que en promedio presenta el más alto número de mantenimientos por el día de menor demanda, se puede tener entre los periodos 7 y 8, en promedio, 25 aperturas de elementos en el sistema.

Maniobras de Apertura en Consignaciones en Períodos 7 y 8

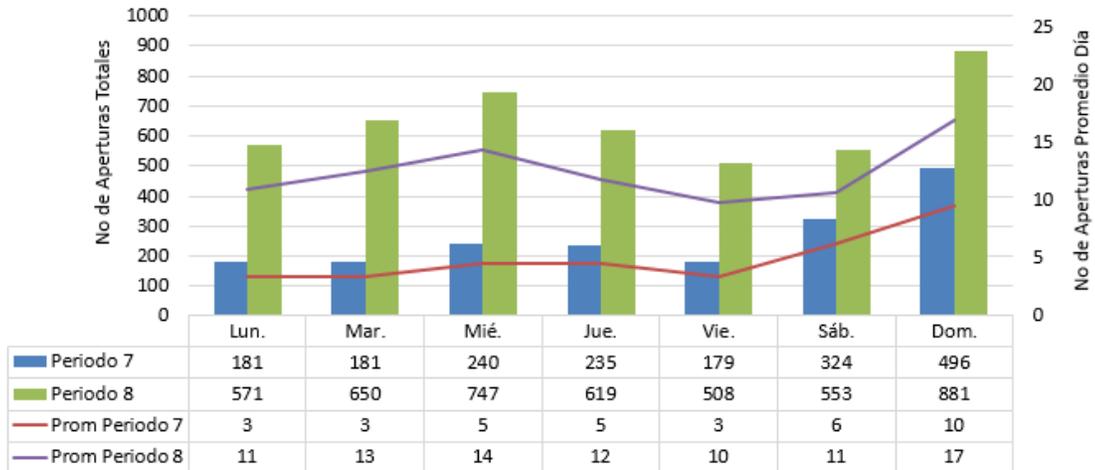


Figura 19. Maniobra de Aperturas en Consignaciones por días

Así mismo también se pueden realizar una comparación de cuantas de estas maniobras programadas se ejecutan. En la Figura 20, se aprecian las maniobras registradas en el aplicativo HEROPE para los periodos del 7 al 9, de estas maniobras se retiraron las asociadas a los movimientos de tensión, con el fin de reflejar solo las maniobras por mantenimientos o restablecimientos. En esta se muestra que el periodo 8 es donde más se realizan maniobras, con un máximo de 17 maniobras el día miércoles, lo cual indica una maniobra cada tres minutos y medio. La diferencia entre la Figura 19 y la Figura 20, se debe a que la información del SNC no siempre tiene el detalle de todas las maniobras y particularmente porque están incluidas las maniobras debido a eventos.

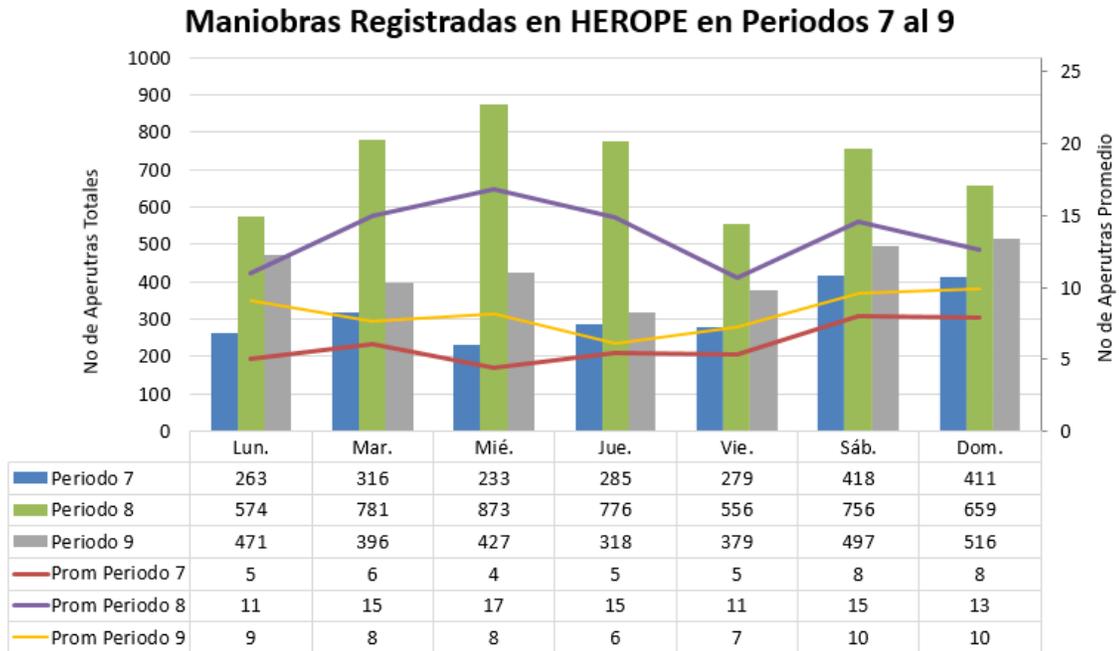


Figura 20. Maniobra Registradas en HEROPE por días

- **Llamadas Entrantes o Salientes durante todo el año 2015.**

Se debe revisar de igual manera el número de llamadas que se atiende en el centro de control, y de estas que porcentaje son atendidas o efectuadas por cada uno de los roles que se manejan.

Debido al alto número de llamadas que se realizan diariamente y por manejo de la consulta, Se tomaron muestras de tres días de la semana (martes, sábado y domingo) del mes de octubre, el cual se encuentra, junto a septiembre y noviembre, con los valores más altos de maniobras, ya sea por mantenimientos u por maniobras operativas.

En la Figura 21 se observa la distribución de llamadas por rol, donde se identifica que el mayor número de llamadas son atendidas por el Operador, con un 42% de

ellas, lo cual equivale a 350 llamadas en un día de operación, es decir, una llamada cada cuatro minutos. Este número tan elevado de llamadas se debe, como se ha dicho a que este rol es el que más tareas asignadas tiene en el hacer del centro de control, ya que está encargado de gran parte de las maniobras y la coordinación de la generación.

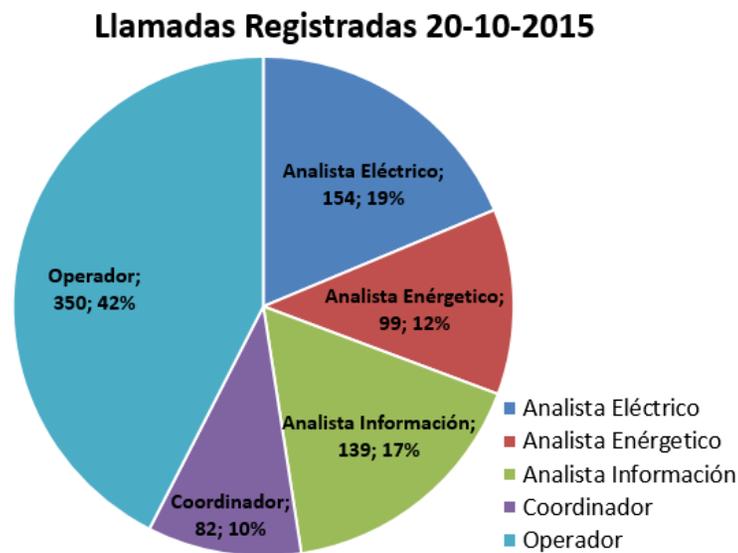


Figura 21. Llamadas Registradas para el 20 de octubre del 2015

En la Tabla 3 se puede ver la distribución en detalle de llamadas por periodos y para cada rol, mostrando los registros para el día 20 de octubre de 2015

Se observa que para los periodos 7, 8 y 9, para el rol Operador, un promedio de 34 llamadas por periodo, campos resaltados en amarillo, lo cual equivale a una llamada cada dos minutos, un valor bastante alto si se tienen en cuenta las responsabilidades de este rol. El alto número de llamadas para estos periodos se debe al incremento de la demanda, lo cual implica un mayor esfuerzo en la coordinación de la generación, y es coincidente con las maniobras de inicio de los mantenimientos programados.

Tabla 3. Llamadas Registradas para el 20 de octubre del 2015

ROL	PERIODOS																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Eléctrico	3	11	10	10		5	4	17	12	3	8			1	7	5	2	3	10	3	2	19	13	6
Energético	8	2	5	12		1	8	3	10	3		2	2	3	2	6	2	1	4	3	12	3		7
Información				3	10	7	4	27	6	5	9	8	13	6	6	6	5	10	2		3	6		3
Coordinador	2	4	9					3	7	8	1	1	4	1		7	10	9	2		4	4	3	3
Operador	4				7	15	8	36	34	19	10	17	4	14	11	11	20	32	20	13	11	19	19	26
Total general	17	17	24	25	17	28	24	86	69	38	28	28	23	25	26	35	39	55	38	19	32	51	35	45

En la figura 22 se observa un comportamiento similar para los días 10 y 11 de octubre de 2015 al descrito anteriormente, donde si bien el número de llamadas se reduce en alrededor de 80 para cada día, el porcentaje para el Operador permanece casi igual con 42% para el 10 y 43 para el 11.

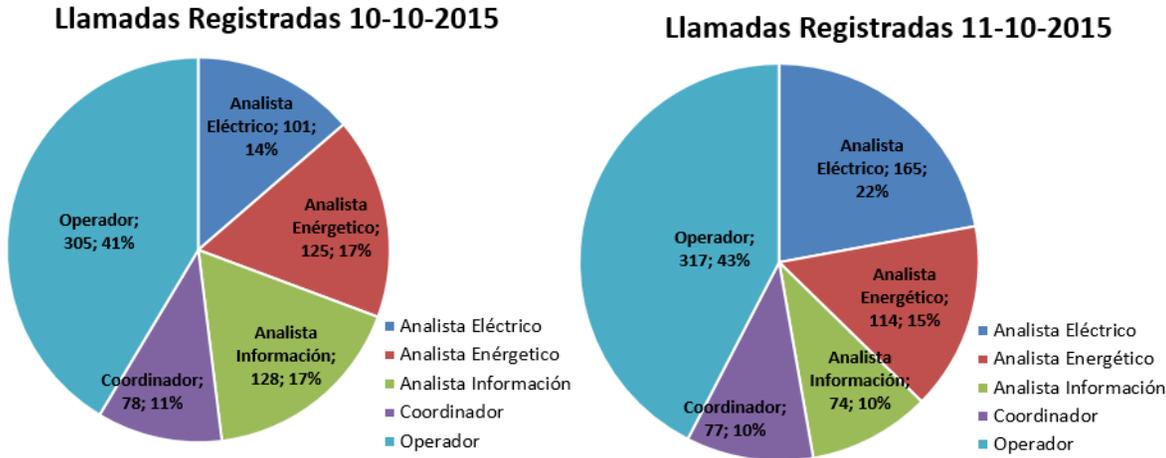


Figura 22. Llamadas Registradas para el 10 y 11 de octubre del 2015

3.2.3 ROL ANALISTA ELÉCTRICO DEL REDESPACHO

Las actividades de este rol están enmarcadas en la tarea de realizar el análisis eléctrico para el redespacho, para ello se tienen las siguientes actividades:

- Evaluación de consignaciones de emergencia que no están contempladas en la programación del despacho.
- Realizar las maniobras operativas necesarias para el control de tensiones y aquellas que le sean asignadas por el coordinador en la distribución de maniobras prevista en la evaluación diaria de mantenimientos.
- Evaluar eléctricamente las modificaciones realizadas en el redespacho energético, cuando estas se presenten.
- Revisar y ajustar las recomendaciones eléctricas en tiempo real de acuerdo a los cambios topológicos que se presenten.
- Evaluar los cambios de acuerdo a las condiciones topológicas que se presenten en tiempo real, realizando análisis de contingencias N-1 o N-2, este caso cuando aplique.

Debido a la naturaleza impredecible de las actividades, es decir, la mayoría de ellas se activan ante cambios en la topología del sistema, esto implica que en ocasiones no se pueden realizar de forma serial las tareas y además que en algunos casos se deben ejecutar más de dos a la vez.

A continuación, en la Figura 23 se muestran todas las consignaciones con generación de seguridad, sobre los cuales el analista debe realizar una evaluación

constante con el objetivo de tomar acciones necesarias para mitigar los posibles riesgos.

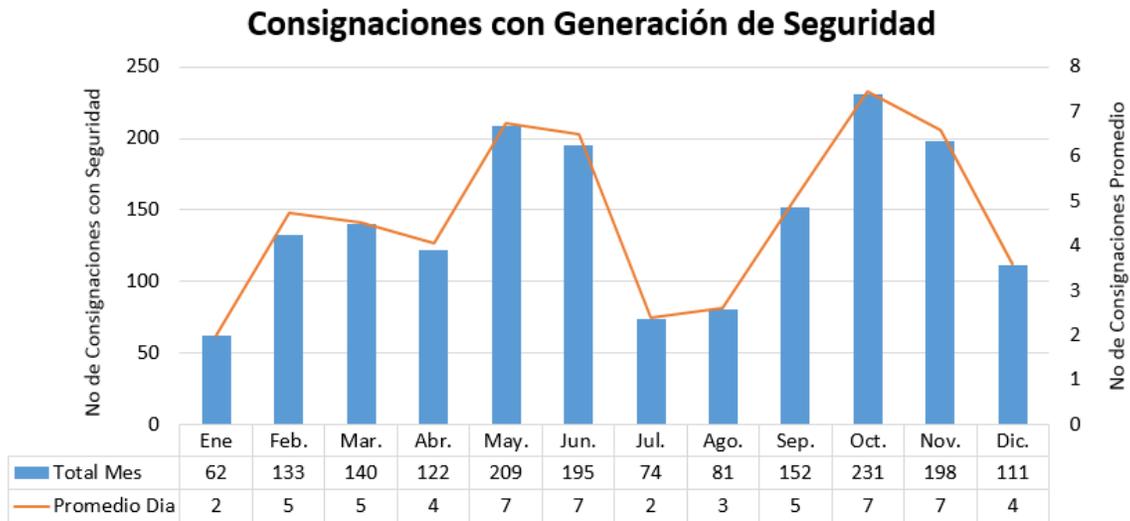


Figura 23. Consignaciones con Generación de Seguridad

En la Tabla 4, se muestran todas las maniobras realizadas para el control de tensión durante el mes de enero del 2015 registradas en el aplicativo HEROPE, las cuales tienen valores mayores durante los periodos 7 al 9 y del 21 al 23, esto debido a los cambios de la demanda. A este número también debe agregarse las realizadas con los agentes generadores para que aumenten o disminuyan su aporte en potencias reactiva, ya que no quedan registradas en ningún sistema.

Tabla 4. Número de Maniobras Realizadas para el Control de Tensión – Enero 2015

ROL	PERIODOS																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lunes	3	7	2	2	2	10	14	25	9	11	9	4	3		7	1	1	5	4	6	19	20	17	12
Martes	8	7	2	1	3	11	17	19	30	7	2	8	1		4	1		3	3	9	21	13	21	18
Miércoles	1	8	4	4	5	10	26	14	21	4	9	3			8		2	2		4	28	4	22	13
Jueves	15	5	2	2	4	9	24	15	24	6	6	6	2	1	4	2	1	7	7	3	15	23	22	13
Viernes	6	5	2	2	5	12	19	38	21	9	15	2	2	1	11	2	5	1	5	4	28	18	19	22
Sábado	14	8	2	2		2	15	13	22	13	7	7	1	2	5	2	5		11	4	17	37	14	10
Domingo	6	5	5	1	3	5	5	6	18	6	5	6	3	1	1	1		1	7	1	1	17	7	6
Total	53	45	19	14	22	59	120	130	145	56	53	36	12	5	40	9	14	19	37	31	129	132	122	94

Así mismo, el analista eléctrico, debe velar por realizar un seguimiento en tiempo real de los cortes naturales del Sistema y darle las recomendaciones oportunas al Operador con fin de que tomen las medidas necesarias para eliminar o mitigar los riesgos. Dentro de las actividades del analista eléctrico, se deben tener en cuenta que todos los redespachos realizados son validados eléctricamente, y este número es bastante alto, como se observa en la Figura 23.

También todas las situaciones de eventos en el SIN son analizadas eléctricamente con el fin de que se realicen las operaciones necesarias y adecuadas que lleven el sistema de un estado de emergencia a un estado normal, si bien algunas de ellas pueden no revestir mayor complejidad en el SIN siempre se conocer cuáles son las acciones a tomar.

En la Figura 24, se pueden observar los eventos sobre los activos del STN y STR, los cuales tienen un promedio alto elevado en la época de lluvia debido a que aumentan los disparos por descargas atmosféricas.

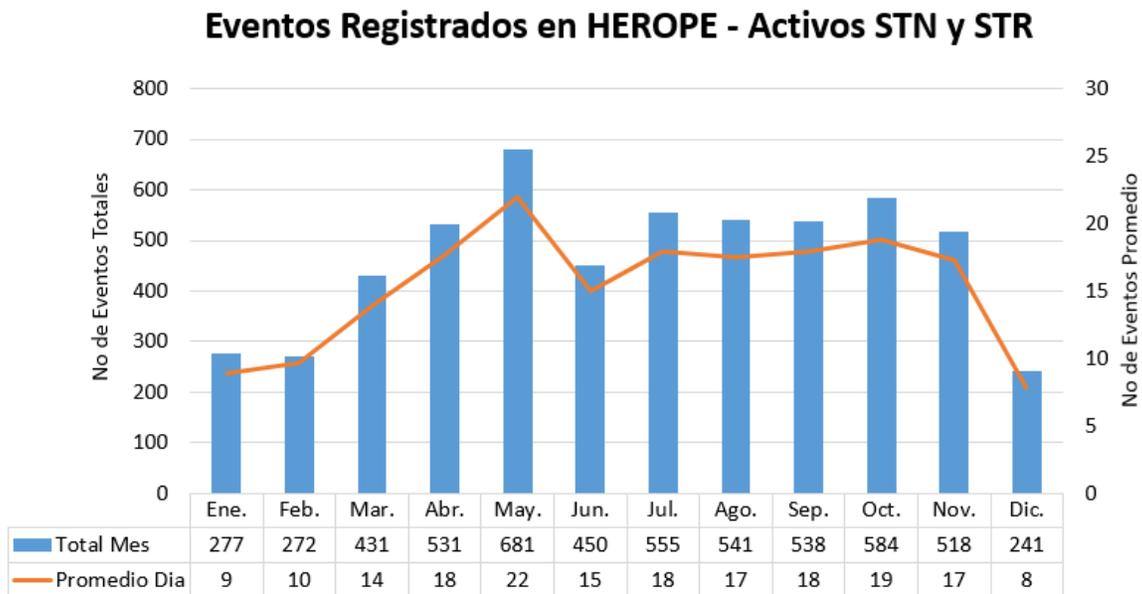


Figura 24. Eventos Registrados en HEROPE – STN y STR

3.2.4 ROL ANALISTA ENERGÉTICO DEL REDESPACHO

Las actividades de este rol están enmarcadas en la tarea de realizar redespacho, para ello se tienen las siguientes actividades:

- Ingresar y procesar en el DRP los redespachos solicitados por los agentes generadores o los que surjan por recomendación del analista eléctrico. Para el desarrollo de esta actividad se debe tener en cuenta las variables asociadas a las unidades térmicas como son: rampas de arranque y apagado, tiempo de aviso, costos de arranque y parada, tiempos en línea, entre otras situaciones que aumentan la complejidad de la actividad.
- Ejecutar, publicar e informar los redespachos. Esta actividad cuenta con unos tiempos establecidos en la regulación eléctrica actual.
- Ingresar ajustes al despacho económico, cuando sean necesarios.
- Programar pruebas de disponibilidad según lo establecido en la regulación vigente.
- Entregar variables a la liquidación para realizar la misma. Entre estas están la clasificación de seguridad de las unidades de generación y la verificación de las banderas para que se efectúen los pagos de arranque y parada a las unidades térmicas.
- Realizar maniobras que le sean asignadas por el coordinador en la distribución de maniobras prevista en la evaluación diaria de mantenimientos.

Debido a la naturaleza impredecible de las solicitudes de redespacho, generadas la mayoría de ellas por los agentes, este rol puede tener una alta demanda en

algunos periodos horarios. Para realizar seguimiento de los redespachos generados y procesados diariamente, los analistas energéticos diligencian una planilla donde se ingresan las solicitudes que se generaron, esta información de forma tabular se observa en la Figura 25. A continuación, se presentan algunas conclusiones de esta.

El mes con el menor número de redespachos fue febrero con un total de 171 y un promedio 6 por día, mientras que el mayor valor de redespachos fue octubre con 658 y un promedio de 21 redespachos diarios. Si bien no todos los redespachos implican el mismo análisis, si se debe tener en cuenta que la actividad puede ser demandante en algunos periodos.

Para el final de año 2015, se observa un incremento en los valores de los redespachos solicitados, esto debido al fenómeno del niño. Calculando el promedio día entre los meses de enero a septiembre se tienen un valor de 10 redespachos, este valor en los tres últimos tres meses se establece en 18 redespachos promedio día.

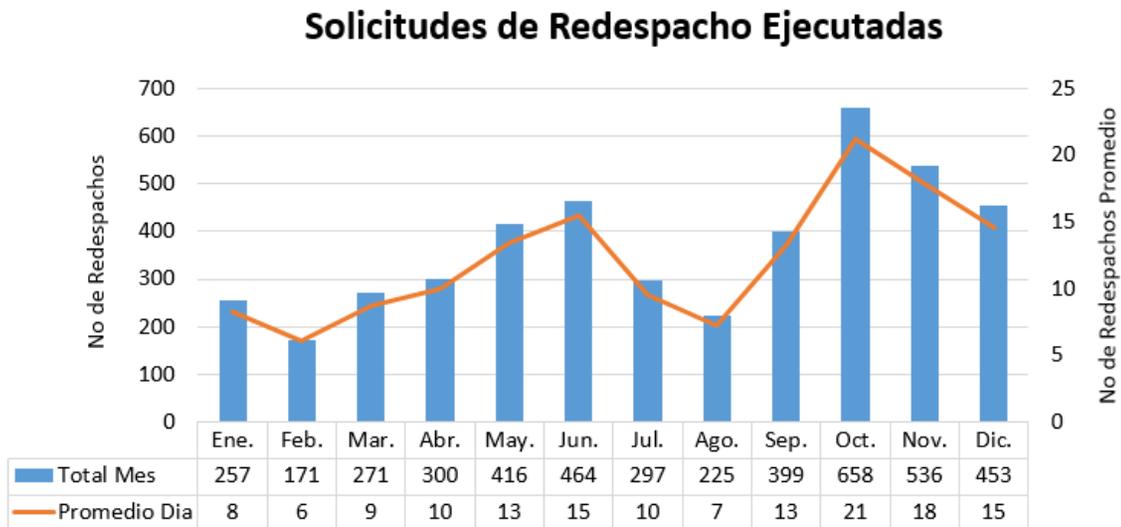


Figura 25. Solicitudes de redespacho Ejecutadas

3.2.5 ROL ANALISTA DE INFORMACIÓN

De las actividades realizadas por las dos personas que se encuentran en turno permanentemente realizando este rol, se pueden considerar varias de ellas como post operativas, debido a que se desencadenan después del día de operación.

Los resultados que se entregan en las actividades de este rol son el insumo para los procesos de liquidación, así como de análisis de eventos según lo establecido por la regulación vigente. El rol de analista de la información tiene las siguientes actividades:

- Validación de eventos y maniobras tanto de los activos del STN como del STR de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente. Esta actividad en algunas ocasiones es demandante debido a las reglas actuales de la validación

y que aún algunos agentes tienen confusiones a la hora de registrar la información en el aplicativo diseñado para esto.

- Validación de los movimientos diarios de las unidades de generación.
- Creación de los eventos objeto de cálculo de ENS, de acuerdo con los criterios establecidos en la regulación actual, esto teniendo como base los registros validados en HEROPE diariamente.
- Envío de los eventos de ENS al equipo de Demandas Operativas.
- Atención de las reclamaciones asociadas a los procesos de la DCO.
- Generación y publicación del Informe Diario de Operación – IDO.
- Generar los archivos para evaluación de la regulación primaria ante eventos de frecuencia en el SIN.
- Enviar información a los agentes, sobre las consignaciones diarias, pre-aprobadas para el día, por considerarse que no causan impacto al sistema.

Por el esquema actual de calidad para los activos del STN y STR, las personas encargadas del rol de Información de la Sala de Control deben validar diariamente gran cantidad de información, con un promedio máximo para octubre del año 2015 de 253 registros diarios, como se observa en la Figura 26. El proceso de validación se realiza con los tiempos establecidos en la regulación vigente.

Al finalizar el mes con los eventos y maniobras registrados en HEROPE, se realizan los cálculos de índices de calidad que son entregados al proceso de la liquidación para la estimación de cargos mensuales tanto para los OR`s y los TN`s.

Registros validados en HEROPE - Activos STN y STR

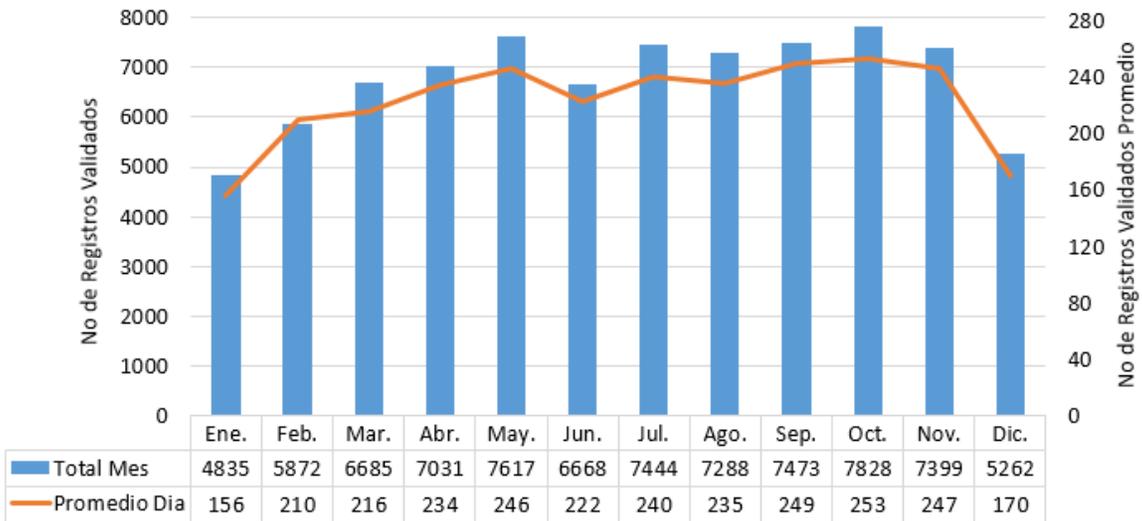


Figura 26. Registros Validado del STR - STN

Al igual que para los activos de los sistemas del STN y STR para las unidades de generación en el centro de control se validan los movimientos asociados a los arranques, paradas y cambios de disponibilidad que sucedan sobre dichas unidades. Los valores por mes y diarios en cuanto al número de registros validados de este tipo se pueden ver en la Figura 27.

Con la información registrada y validada de las unidades de generación diariamente se realiza el cálculo de la disponibilidad por recurso, la cual es entregada a los procesos de liquidación para realizar los cálculos correspondientes a la liquidación para los agentes generadores.

Movimientos de Unidades Registrados en HEROPE

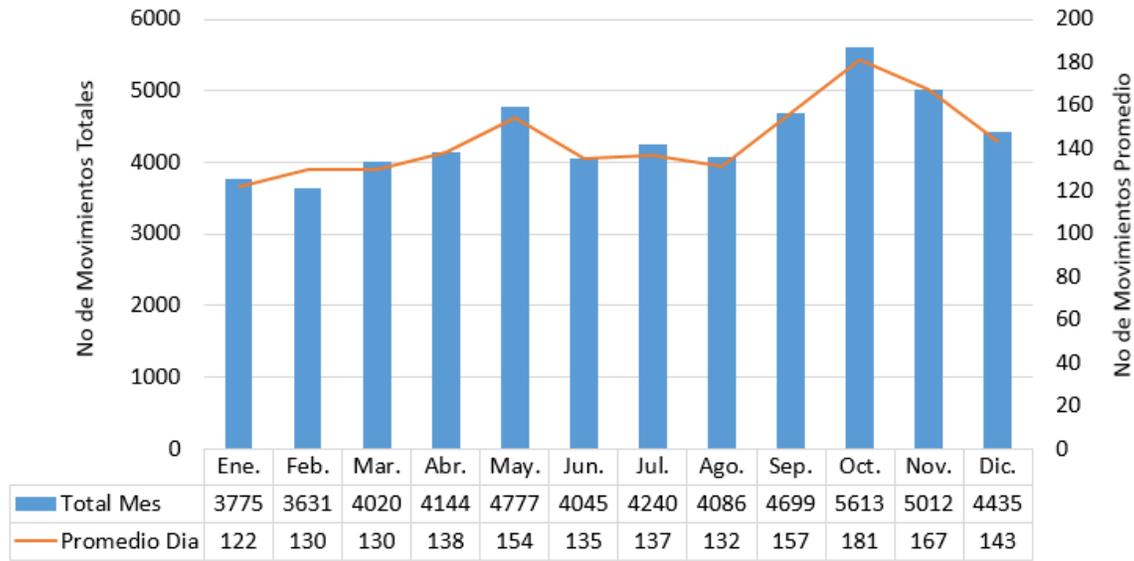


Figura 27. Registros Validados de Generación

Otro producto que entregan el Analista de Información es los eventos objeto de Cálculo de ENS, al proceso de Demandas Operativas. Este proceso se realiza de forma diaria. En la Figura 28, se observan los valores mensuales y promedios diarios de estos eventos.

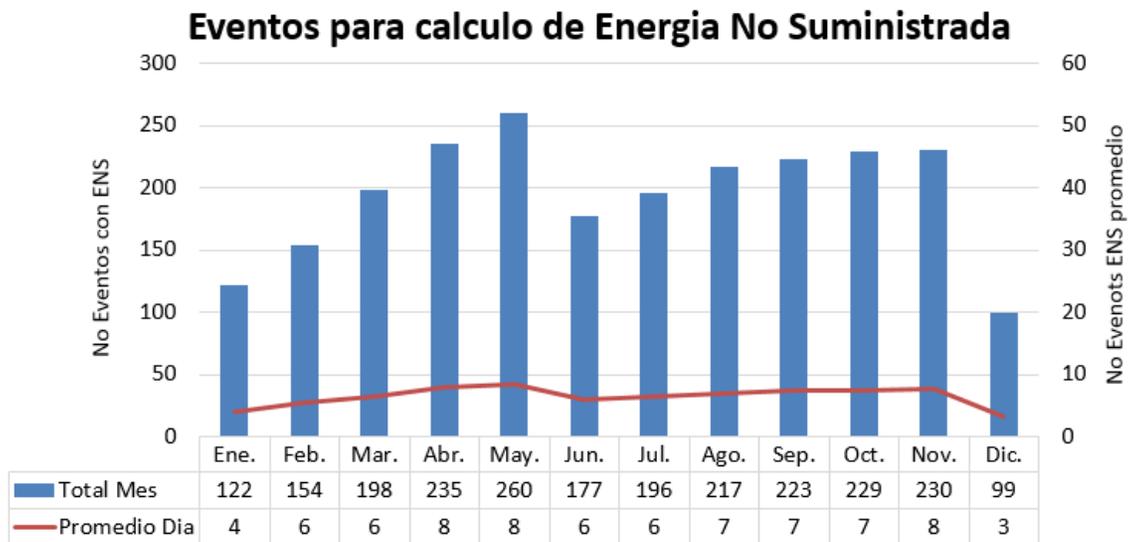


Figura 28. Registros De Eventos para Calculo de ENS

Por último, se muestran las reclamaciones que se atienden mensualmente sobre los procesos, estos valores se pueden observar en la Figura 29.

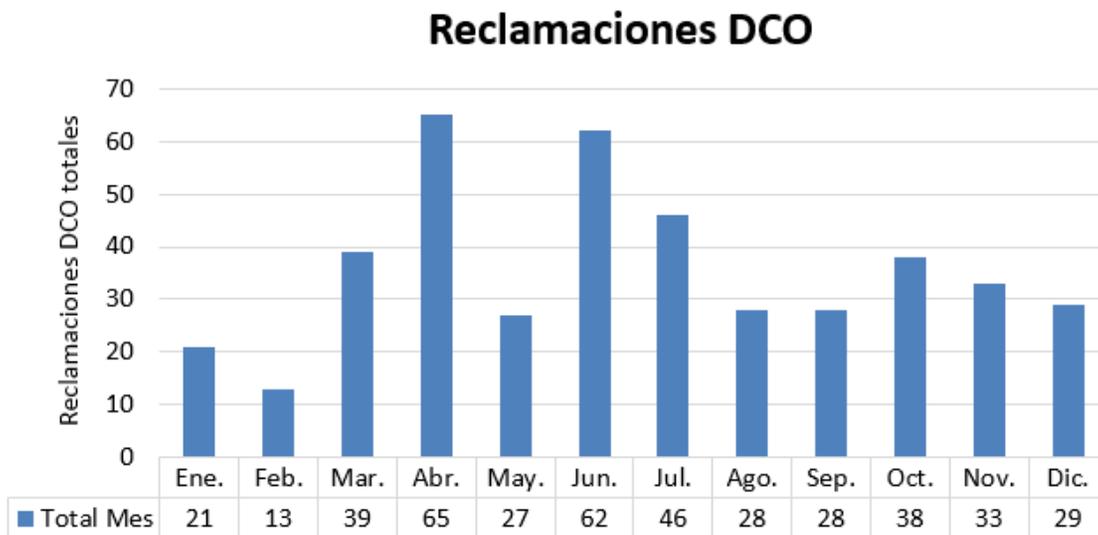


Figura 29. Reclamaciones asociadas a la DCO - 2015

4. PROPUESTA PARA FUNCIONAMIENTO *MULTISITE* DEL CENTRO DE CONTROL DEL CND

4.1 RIESGOS ACTUALES

Una vez identificadas las mejores prácticas, se identifican algunas brechas importantes entre estas y la forma en que se realiza la operación del SIN por parte del centro de control del CND, por lo que es necesario establecer un plan para cerrar las mismas. Entre las brechas más importantes que se han identificado están las siguientes:

- La mayoría de las actividades en tiempo real están concentradas en el rol Operador, debido a que en este recaen funciones tanto de maniobras en transmisión y distribución como de movimientos de las unidades de generación. Esto genera un riesgo para el proceso dado que hay períodos de tiempo en que este rol se encuentra sobrecargado de actividades, pudiéndose generar algún error, por lo cual es necesario reasignar actividades, aún en la condición de operación actual, y sin que se realice la migración de la operación a un esquema *Multisite*.
- Regulatoriamente el procedimiento que se tiene para la ejecución de maniobras y eventos en tiempo real, implica un gran número interacciones con los agentes mediante llamadas telefónicas, debido a que se manejan tiempo de instrucción, ejecución y reporte, así como de despeje y aterrizaje, lo cual concentra la atención del Operador en unas actividades a las que fácilmente se les podría realizar seguimiento mediante la supervisión en el sistema SCADA.

- La red sobre la cual el CND tiene injerencia y debe controlar no está supervisada al 100% con la calidad debida, debido a que no existen en Colombia estándares exigibles de calidad y oportunidad de la información en tiempo real. Por lo anterior, el estimador de estado, que es herramienta básica para los estudios eléctricos de tiempo real, presenta en ocasiones imprecisiones o divergencias que pueden conllevar a riesgos operativos.
- Se debería identificar los activos sobre los cuales los operadores de red podrían ser autónomos para su operación para el control de tensión o en caso de restablecimientos, al tratarse de elementos cuya actuación le compete al área de injerencia de dicho OR, como por ejemplo bancos de compensación, o normalización de circuitos con topología radial, entre otros elementos. Esto ayudaría a que el centro de control del CND se concentrara en los activos con mayor impacto para el sistema.
- No se cuenta con una herramienta para el pronóstico de carga en tiempo real, que garantice la incorporación de las variaciones apreciables de la demanda en los análisis de seguridad que se realizan para la validación del redespacho.
- Existen algunas labores de procesos post operativos y de planeación que son realizadas por personal de turnos, lo cual se puede convertir en un distractor de su principal actividad que es la atención en tiempo real. La mayor parte de estas actividades son realizadas por el personal del rol analista de información. Es importante aclarar que estas labores se deben realizar por cumplimiento de la reglamentación vigente.
- El entrenamiento no está incluido en la programación rutinaria de turnos, es decir, después del descanso largo en la mayoría de los países referenciados existe un ciclo de entrenamiento antes de ingresar nuevamente al turno. Tampoco se realizan simulacros de restablecimientos ni de áreas específicas o generales con los operadores de los diferentes centros de control.

- Los aplicativos corporativos están desacoplados, no existe aún una plataforma orientada a servicios (SOA) que los interconecte adecuadamente, es decir, cada proceso está manejando su base de datos independiente
- Cambios regulatorios frecuentes de acuerdo a la situación operativa del SIN, lo cual dificulta su asimilación por parte de los procesos y las personas.

Otras situaciones que deben ser evaluadas al momento de realizar una operación *Multisite* son las siguientes:

- Para la operación *Multisite* se deben manejar altos estándares de disponibilidad y rendimiento en cuanto a los aplicativos sobre los cuales se soportan los procesos de la operación en tiempo real tales como el DRP, SNC y HEROPE.
- Comunicaciones telefónicas con intermitencia. En ciertas ocasiones se presentan fallas tanto en la calidad como en la disponibilidad de las comunicaciones con los diferentes agentes del mercado, que también pueden provocar incumplimientos regulatorios y riesgos operativos para el SIN.

4.2 PROPUESTAS DE OPERACIÓN DE ESQUEMA *MULTISITE* EN EL CENTRO DE CONTROL DEL CND

Para la implementación de una operación en *Multisite* se deben tener en cuenta las siguientes características inherentes a este tipo de sistemas:

- Eficiencia: Distribución de las actividades de acuerdo a las áreas de responsabilidad asignadas y al nivel de ocupación.

- Transparencia: No importa el lugar en que se realice la actividad, debe ser transparente para el cliente.
- Flexibilidad: Adaptación a los cambios.
- Escalabilidad: Debe funcionar para uno, dos o más centros de control
- Alto nivel de disponibilidad y seguridad.

Es importante enumerar ciertas actividades que se deben tener en cuenta a la hora de plantear la operación del esquema *Multisite*:

- Previo a la entrada en funcionamiento del esquema *Multisite* es necesario realizar un reentrenamiento de todo el personal con el fin de que se identifiquen, en escenarios reales de ser posible, las nuevas actividades que se manejarán en cada rol.
- Así mismo, en caso de que la alternativa seleccionada implique aumentar la planta de personal se deben realizar las contrataciones con la suficiente anticipación, con el fin objetivo de tener todo el personal capacitado para iniciar con el nuevo esquema.
- Establecimiento de reglas claras para la delegación de responsabilidades entre roles, bien sea por ausencia de una persona en el centro de control o por contingencia en alguno de los sitios.
- Realizar enrutamiento de las llamadas telefónicas de acuerdo a los roles que operen en cada centro de control, esto con el fin de canalizar las llamadas adecuadamente según las actividades que se definan.
- Tener información centralizada del seguimiento en tiempo real a las maniobras operativas y los cambios en generación, esto con el fin de que se puede asumir efectivamente la operación desde uno de los centros ante contingencia en el otro.

Para plantear los escenarios de distribución *Multisite* se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- La distribución de roles de trabajo desde el punto de vista observado en el referenciamiento realizado, es decir, el tema de mejores prácticas.
- Garantizar el cumplimiento de todas las tareas que se desarrollan actualmente en el CC.
- Realizar una redistribución de responsabilidades de acuerdo con los datos analizados de la operación en tiempo real para el año 2015.

A continuación, y con base en los anteriores criterios se plantean dos escenarios de distribución *Multisite* para el centro de control del CND.

4.2.1 ESCENARIO 1

Este escenario plantea redistribuir las tareas incluyendo una persona más en los turnos de forma permanentemente. En la Figura 30, se plantea el esquema de distribución propuesto en cada uno de los centros de control.



Figura 30. Escenario 1 - Operación *Multisite*

Teniendo como base la Figura 30, se tendrían entonces para cada rol las siguientes actividades.

4.2.1.1 Rol Coordinador

Este rol conservaría básicamente las mismas actividades que tiene actualmente:

- Realizar tareas administrativas.
- Balancear cargas de trabajo de acuerdo a las capacidades de las personas y actividades a ser ejecutadas.
- Planeación de la coordinación de la ejecución de los mantenimientos.
- Coordinar los restablecimientos.
- Garantizar la transferencia de la información importante durante los cambios de turno, esta última actividad cobra más relevancia ya que al trabajar con este

nuevo esquema se debe garantizar que tipo de información se debe comunicar a los centros de control por su importancia y cual no.

- Es recomendable que el Coordinador rote entre los centros de control, dado que el equipo trabajo se encuentra ubicado en dos sitios diferentes. Esta rotación se podría programar por ciclos o dependiendo de las necesidades por mantenimientos o maniobras que se tengan en la operación, identificadas desde el despacho.

4.2.1.2 Rol Operador Generación

Este nuevo rol se encargaría de lo que actualmente realiza el rol Operador en la actividad de Control de Frecuencia.

- Regulación de frecuencia: primaria, secundaria y terciaria.
- Respaldo de las funciones del rol Coordinador en caso de ausencia y/o por ocupación específica de este.

4.2.1.3 Roles Operador Transmisión Zona 1 y Operador Transmisión Zona 2

Estos nuevos roles se les asignará un área específica o área de responsabilidad a coordinar, de la cual cada uno de ellos sería responsable de:

- Ejecución de la coordinación de maniobras operativas, en mantenimientos y en eventos.
- Análisis eléctricos en línea previos a la ejecución de las maniobras operativas, en mantenimientos y en eventos.
- Cada uno de los operadores podrá ser encargado del área contraria de responsabilidad para realizar la coordinación de maniobras asociadas a los

mantenimientos, cuando se presenten eventos en esa área, esto con el fin, de que el operador propio de la zona se concentre en ejecutar el restablecimiento.

- Se debe aclarar que para darle continuidad a los mantenimientos, se debe verificar en las herramientas de análisis eléctrico el cambio topológico dado por el evento.

4.2.1.4 Rol Analista de redespacho

El rol de analista de Redespacho sería un nuevo rol, abarcando las funciones que actualmente realizan el rol del analista eléctrico y energético para los análisis fuera de línea y la de programación del redespacho de unidades.

- Análisis eléctrico fuera de línea
- Análisis Energético

4.2.1.5 Roles Analista Eléctrico Z1 y Z2

Estos roles estarían encargados de:

- Funciones realizadas por los analistas de la información, en cuanto a las variables de la operación en tiempo real.
- Gestionar los mantenimientos de los operadores de transmisión de Z1 o Z2 ante eventos y/o picos de trabajo en las áreas de responsabilidad asignada.
- Análisis de las consignaciones de emergencia en caso de no poder ser procesadas por el analista de redespacho, o por los operadores de transmisión.

4.2.1.6 Estructura para delegación de responsabilidades ante contingencias

El objetivo de un *Multisite* a nivel de procesos es tener respaldos constantes de las actividades en cada uno de los centros que se tengan ante contingencias. Con esta premisa se muestra a continuación en la Tabla 5 se definen los respaldos para cada rol en el Escenario 1.

Tabla 5. Estructura para delegación de responsabilidades ante contingencias

SITIO	ROL	RESPALDO ANTE CONTINGENCIAS
1	Rol Analista Redespacho	Rol Operador Generador
	Rol Operador Transmisión Z1	Rol Operador Transmisión Z2
	Rol Analista Eléctrico Z1	Rol Analista Eléctrico Z2
2	Rol Operador Generador	Rol Analista Redespacho
	Rol Operador Transmisión Z2	Rol Operador Transmisión Z1
	Rol Analista Eléctrico Z2	Rol Analista Eléctrico Z1

Cabe aclarar que de acuerdo con los ejemplos mostrados de CC, es óptimo que la distancia entre centros no sea muy grande, permitiendo el desplazamiento de las personas desde un centro de control al otro en caso de falla. Es decir, los respaldos son medidas temporales, mientras llega el resto del equipo de trabajo o se restablecen las condiciones en el sitio afectado.

4.2.1.7 Estructura para delegación de responsabilidades ante picos de trabajo

Si bien no hace parte de la distribución *Multisite* se plantea también para cada uno de los roles respaldo ante picos de trabajos en el Escenario 1. Para la reasignación de trabajos y respaldos no se tuvo en cuenta el rol Coordinador, esto con el objetivo de que no se vea comprometida su función de supervisión y

balanceo de cargas de trabajo. En la Tabla 6, se observa cómo se tendría la esta estructura.

Tabla 6. Estructura para delegación de responsabilidades ante picos de trabajo

SITIO	ROL	RESPALDO ANTE PICOS DE TRABAJO
1	Rol Analista Redespacho	Rol Operador Generador
	Rol Operador Transmisión Z1	Rol Analista Eléctrico Z1
	Rol Analista Eléctrico Z1	Rol Analista Eléctrico Z2
2	Rol Operador Generador	Rol Coordinador
	Rol Operador Transmisión Z2	Rol Analista Eléctrico Z2
	Rol Analista Eléctrico Z2	Rol Analista Eléctrico Z1

Para el caso del rol de Analista de Redespacho se plantea que el respaldo sea considerado de acuerdo con las dos funciones:

- En situaciones de pico de trabajo este asociado con el análisis eléctrico el respaldo sería el rol Operador de Transmisión de la zona donde se necesite analizar la consignación de emergencia, y en caso de que este no pueda, sería el operador de la otra zona.
- En escenarios de que el pico de trabajo este asociado con el análisis energético el respaldo sería el rol Generador

Al ser estas situaciones más comunes que las contingencias, es necesario que se planteen reglas lo suficientemente claras que faciliten el trabajo en el centro de control y que estos respaldos funcionen de forma fluida en tiempo real.

4.2.1.8 Ventajas y Desventajas del Escenario 1

Una de las principales ventajas del Escenario 1 es tener un Coordinador con la capacidad de rotar constantemente en cada uno de los centros de control, logrando la cohesión en el equipo.

Otra ventaja es la separación de las actividades de control de frecuencia y coordinación de maniobras operativas en diferentes roles, con el fin de disminuir la alta carga de responsabilidades actuales que maneja el Operador.

Una posible desventaja es no lograr una distribución adecuada de las áreas de responsabilidad para los roles de Operador de Transmisión, las cuales podrían ocasionar sobrecargas de trabajo en alguno de estos. Por lo cual, sería conveniente entonces que dichas las áreas fueran dinámicas, con el objetivo de que variarían ante situaciones particulares de la red: mantenimientos, indisponibilidades de activos, entre otras.

4.2.1 ESCENARIO 2

En la Figura 31, se plantea el Escenario 2 con las mismas tareas actuales, pero redistribuyéndolas entre las mismas personas que laboran actualmente en cada turno de operación.



Figura 31. Escenario 2 - Operación *Multisite*

4.2.1.1 Rol Coordinador

Este rol conservaría básicamente las mismas actividades que tiene actualmente:

- Realizar tareas administrativas.
- Balancear cargas de trabajo de acuerdo a las capacidades de las personas y actividades a ser ejecutadas.
- Planeación de la coordinación de la ejecución de los mantenimientos.
- Coordinar los restablecimientos.
- Garantizar la transferencia de la información de conocimiento común a cada centro control durante los cambios de turnos. Esta actividad cobra relevancia, ya que, al trabajar con este esquema, puede presentarse pérdida de datos que se deben conocer en los dos centros.

4.2.1.2 Rol Operador Generación

Este nuevo rol se encargaría de las labores que actualmente realiza el Operador con respecto al control de frecuencia.

- Regulación de frecuencia: primaria, secundaria y terciaria.
- Respaldo de las funciones del rol Coordinador en caso de ausencia y/o por ocupación específica de este.

4.2.1.3 Roles Operador Transmisión

Este nuevo rol tendría las siguientes tareas asignadas:

- Ejecución de la coordinación de maniobras operativas, en mantenimientos y en eventos.
- Análisis eléctricos en línea previos a la ejecución de las maniobras operativas, en mantenimientos y en eventos.

4.2.1.4 Rol Analista de Redespacho

Este sería un nuevo rol ya que abarcaría las funciones que actualmente realizan el rol del Analista Eléctrico y Energético para los análisis fuera de línea y la de programación del redespacho de unidades.

- Análisis Eléctrico fuera de línea
- Análisis Energético

4.2.1.5 Roles Analista Eléctrico Z1 y Z2

Estos roles estarían encargados de:

- Funciones actuales de los analistas de información, en cuanto a todo el tema de manejo de datos en tiempo real.
- Gestionar los mantenimientos del operador de transmisión ante eventos y/o picos de trabajo en las áreas de responsabilidad asignada.
- Análisis de las consignaciones de emergencia en caso de no poder ser procesadas por el analista de redespacho.

4.2.1.6 Estructura para delegación de responsabilidades ante contingencias

El objetivo de un *Multisite* a nivel de procesos es tener respaldos constantes de las actividades en cada uno de los centros que se tengan ante contingencias. De acuerdo a esto en la Tabla 7 se muestra, la definición de los respaldos para cada rol.

Tabla 7. Estructura para delegación de responsabilidades ante contingencias

SITIO	ROL	RESPALDO ANTE CONTINGENCIAS
1	Rol Coordinador	Rol Operador Generación
	Rol Operador Transmisión	Rol Analista Redespacho
	Rol Analista Eléctrico Z1	Rol Analista Eléctrico Z2
2	Rol Operador Generación	Rol Coordinador
	Rol Analista Redespacho	Rol Operador Transmisión
	Rol Analista Eléctrico Z2	Rol Analista Eléctrico Z1

Nuevamente se debe tener en cuenta que los respaldos son medidas temporales mientras que llega el resto del equipo de trabajo.

4.2.1.7 Estructura para delegación de responsabilidades ante picos de trabajo

Si bien no hace parte de la distribución *Multisite* se plantea también para cada uno de los roles respaldos ante picos de trabajos en el Escenario 2. Para la delegación de trabajos y respaldos no se tuvo en cuenta el rol Coordinador, esto con el objetivo de que no se vea comprometida su función de supervisión y balanceo de cargas de trabajo. En la Tabla 8 se observa la estructura propuesta.

Tabla 8. Estructura para delegación de responsabilidades ante picos de trabajo

SITIO	ROL	RESPALDO ANTE CONTINGENCIAS
1	Rol Coordinador	Rol Generación
	Rol Operador Transmisión	Roles Analista Eléctrico Z1 y Z2
	Rol Analista Eléctrico Z1	Rol Analista Eléctrico Z2
2	Rol Operador Generación	Rol Redespacho y Rol Coordinador
	Rol Analista Redespacho	Rol Operador Transmisión y Roles Analista Eléctrico Z1 y Z2
	Rol Analista Eléctrico Z2	Rol Analista Eléctrico Z1

Si se presenten picos de trabajos en la actividad de realizar maniobras se plantea que los respaldos sean los analistas eléctricos Z1 y Z2.

Para el caso del rol de analista de redespacho se plantea que el respaldo sea considerado de acuerdo con las dos funciones:

- En situaciones que el pico de trabajo este asociado con el análisis eléctrico el respaldo seria los roles de analista eléctrico Z1 y Z2.
- En escenarios de que el pico de trabajo este asociado con el análisis energético el respaldo seria el rol generador

4.2.1.8 Ventajas y Desventajas del Escenario 2

Al igual que el Escenario 1, una de las principales ventajas del Escenario 2, es la separación de las actividades de control de frecuencia y coordinación de maniobras operativas en diferentes roles, con el fin de disminuir la alta carga de responsabilidades actuales que maneja el Operador.

Una desventaja es que Coordinador al ser respaldo del Operador de Generación ante contingencias y al tener que asumir un rol operativo, se puede perder el rol de Coordinación, el cual es fundamental a la hora de tomar decisiones en este tipo de escenarios.

4.3 REVISION DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

En la Tabla 9, se visualiza cómo en los dos escenarios planteados se cubren los dos grandes procesos que se realizan actualmente en el Centro del Control del CND. También se observan los porcentajes de las actividades que estarían a cargo de cada rol, en cada uno de los escenarios según las tareas asignadas.

Para la revisión de las tareas no se incluye el Coordinador debido a que el ideal es que este rol no tenga tareas específicas con el fin de que pueda tener un panorama general del SIN, y evitar que disminuya su grado de conciencia situacional al encargarse de actividades de forma rutinaria.

En los dos escenarios propuestos se observa cómo se logra disminuir la alta carga de responsabilidades que actualmente maneja el rol Operador; esta nueva distribución de tareas disminuiría los riesgos identificados en el proceso de Supervisión y Control en tiempo real.

Tabla 9. Revisión de las Alternativas Propuestas

PROCESO	FUNCIONES		ESCENARIO ACTUAL		ESCENARIO 1		ESCENARIO 2	
			ROL	PESO	ROL	PESO	ROL	PESO
Supervisión y Control en tiempo real	Controlar Frecuencia		Operador	100%	Operador Generación	100%	Operador Generación	100%
	Controlar Tensión		Operador Analista Eléctrico	20% 80%	Operador Transmisión Z1 Operador Transmisión Z2	50% 50%	Operador Transmisión	100%
	Coordinar Maniobras		Operador	100%	Operador Transmisión Z1 Operador Transmisión Z2	50% 50%	Operador Transmisión	100%
	Validar y Registrar Eventos y Maniobras		Analista de Información 1 Analista de Información 2	50% 50%	Analista Eléctrico Z1 Analista Eléctrico Z2	50% 50%	Analista Eléctrico Z1 Analista Eléctrico Z2	50% 50%
Realizar Redespacho	Realizar Análisis Eléctrico Redespacho	Actividades en Tiempo Real	Analista Eléctrico	50%	Operador Transmisión Z1 Operador Transmisión Z2	30% 30%	Operador Transmisión	50%
		Actividades Fuera Línea	Analista Eléctrico	50%	Analista Redespacho	40%	Analista Redespacho	50%
	Realizar Análisis Energético Redespacho		Analista Energético	100%	Analista Redespacho	100%	Analista Redespacho	100%

4.4 RIESGOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA *MULTISITE*

Al ser la tarea de supervisión y control en tiempo real una actividad que se desarrolla sobre un sistema de un alto grado de complejidad, que maneja riesgos latentes donde se pueden establecer ambientes caóticos, se debe estar siempre preparado para reaccionar ante eventos no controlables que ocurren dentro del mismo. Por lo tanto, realizar cambios sobre este implica un aumento del nivel de riesgo y trae consigo la aparición de riesgos inexistentes, entre los cuales se puede tener:

- No adaptación del personal a los cambios.
 - Los factores humanos toman un factor clave, ya que los cambios afectan directamente al personal del centro de control.
 - Es importante trabajar desde el principio un proceso adecuado de gestión de cambio que minimice los riesgos. El personal afectado debe ser entrenado para cumplir con sus actividades, logrando una motivación a través de explicaciones que aclaren las ventajas que traen el cambio. Es necesario invertir tiempo en capacitaciones que simulen posibles eventos garantizando la toma de decisiones adecuadas.
- Distribución poco uniforme de las cargas de trabajo
 - La actividad de reasignación de funciones debe ser revisada y evaluada posterior a su implementación, esto con el fin de identificar aspectos a mejorar.
 - Un caso de evaluación constante fue la implementación realizada por el equipo de operación de CODENSA, donde la distribución sufrió ajustes

durante tres años mientras se encontraba un equilibrio adecuado de labores.

- Para probar la correcta distribución de cargas laborales, se deben realizar simulacros en los que se presenten contingencias en cada centro, donde su contraparte asuma las tareas, verificando los tiempos de respuesta.
- Otra manera de revisar la distribución de roles es simular un evento de gran magnitud para evaluar el trabajo coordinado de los centros, ya que del esquema MultiSite, es la formación de islas de operación por la distancia física.
- Al tener un sistema distribuido aumenta la responsabilidad de cada individuo, incrementando la conciencia situacional, garantizando que ante una contingencia, uno de los centros puede asumir la operación de todo el sistema.

4.5 ASPECTOS Y REGLAS DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL PARA REVISAR

Desde el punto de vista regulatorio existen diferentes actividades que se deben revisar con la CREG, así como con el CNO, con el fin de que la operación en tiempo sea más dinámica y posibilitar al operador del sistema se concentre en las funciones en tiempo real. Entre las principales propuestas se tendrían:

- Procurar la coordinación de maniobras se más ágil, sencilla y segura la operación del SIN en tiempo real. Por ejemplo, actualmente, para realizar una apertura y cierre de una línea de 500 kV, se pueden requerir hasta dieciséis

llamadas entre el CC y los operadores, implicando una alta demanda para una actividad cuyo procedimiento se puede seguir desde el SCADA.

- Gestionar la implementación de altos estándares de calidad y disponibilidad para las medidas enviadas por los OR`s, TN`s y generadores. En lo posible garantizar desde la regulación cuáles serían las sanciones económicas en que incurrían ante fallas en la supervisión de sus equipos.
- Dar autonomía a los operadores de red con el fin de que ejecuten mantenimientos sobre sus equipos sin tener que comunicarse con el CDN, esta misma disposición puede aplicarse para eventos sobre ciertas áreas radiales del SIN.
- Los registros y la validación de datos de eventos y maniobras de los activos del STN y el STR ocupan gran tiempo y esfuerzo por parte de los agentes del SIN y el personal del CDN. Esto es debido a la complejidad de las reglas para la obtención y cálculo de los índices de calidad. En los países referenciados todos los índices son obtenidos a través de información proporcionada por el sistema SCADA.
- Con una regulación cambiante, es recomendable gestionar ante la CREG un manual general para la operación del SIN, tal como está dispuesto en la mayoría de países.
- Estandarizar los procedimientos para habilitar y certificar operadores, garantizando cumplimiento de los procesos establecidos para la operación en tiempo real del SIN por parte de los agentes. También se debe garantizar el entrenamiento en restablecimientos de forma periódica.

5. RECOMENDACIONES

Si bien es cierto que para realizar la distribución de la operación en forma *Multisite* es necesario revisar los procesos actuales con el fin de facilitar la transición, existen situaciones en la actualidad merecen ser analizadas y que se tomen acciones en el corto plazo con el fin de mitigar riesgos en la operación. Algunas de estas son:

- Debido a la alta carga de tareas que actualmente están concentradas en el rol Operador, se debe pensar en dividir o reasignar parte de las actividades que esté ejecuta en algunos de los otros roles que se manejan en el centro de control.
- En los centros de control encargados de la operación en tiempo real, CENACE, ONS, PJM y CAISO, es muy relevante la coordinación de la generación de forma exclusiva por una o dos personas según el esquema de operación que se trabaje.
- Revisar la implementación de acuerdos operativos a través del CNO, el mejoramiento de los procesos para autorizar de forma con anticipada, la ejecución de maniobras por parte de los operadores de forma autónoma. Esto haría que el centro de control se concentre en las maniobras críticas para el sistema.
- Implementar capacitaciones con escenarios reales de restablecimiento que involucren a los operadores de los activos del STN y del STR, y los operadores de las plantas de generación. Es recomendable que estas se lleven a cabo con cierta periodicidad.
- Estructurar un esquema de capacitación para el personal de turno que regresa de semana de oficina, con el objetivo de garantizar un alto grado de conciencia situacional de que ingresa a turno.

- Exigir a los operadores de transmisión y generación un mínimo de capacitación para interactuar con el CND. Esto asegura el cumplimiento del protocolo de comunicaciones operativa, así como el cumplimiento de las funciones que se puedan hacer de forma autónoma.
- Eliminar las labores posoperativas realizadas en tiempo real, así como las labores de planeación más allá del siguiente día. Esto para permitir que el personal que labora en turnos está focalizado en la supervisión del SIN. Se puede pensar en un esquema donde se tenga personal constantemente de oficina de la DCO.

6. CONCLUSIONES

Para la operación en tiempo real de sistemas eléctricos de potencia se cuenta con diferentes alternativas como son: CCP mas CCR, CCP mas CCD`s y en otros casos CCP`s operando de forma paralela. Este último esquema es el más adoptado por los centros que tienen funciones de ISO, debido a que garantizan la continuidad del negocio de forma inmediata.

Para garantizar que el esquema de respaldo en los centros de control funcione correctamente ante contingencias, es necesario contar con procesos de entrenamiento altamente estructurados y la realización de pruebas anuales, donde se verifique que las responsabilidades pueden ser asumidas completamente por uno de los centros.

En la manera que opera el centro de control del CND actualmente, se presenta una saturación de actividades asignadas al rol Operador, lo que plantea riesgos a la hora de tomar decisiones. Es necesario entonces que en el corto plazo se revise la posibilidad de redistribución de tareas con el fin de mitigar este riesgo.

En el ejercicio de levantamiento de actividades realizado, se observa que hay una alta carga de actividades posoperativas desarrolladas por el personal en la DCO. Por lo anterior, es conveniente que se revise el tema, y en lo posible se opte por implementar un esquema en el cual se tenga personal de oficina constantemente para apoyo de estas tareas.

Del referenciamiento realizado se plantea que lo más conveniente, es tener las actividades de control de generación y ejecución de maniobras de forma separada. Para esta última actividad, se plantea que para el caso colombiano se

debe evaluar la posibilidad de dar mayor autonomía a los OR`s y TN`s en la ejecución de maniobras durante mantenimientos y restablecimientos de ciertas áreas del SIN.

La operación *Multisite* es indispensable para garantizar una rápida respuesta ante contingencias. Aunque el CND cuenta con un plan de continuidad, los tiempos de respuesta son superiores a los que se podrían obtener operando con el esquema *Multisite*, en cuanto a procesos.

Plantear un esquema de operación *Multisite* a nivel del CND requiere el cierre de brechas a nivel de procesos, con el fin de garantizar que la redistribución de responsabilidades pueda ser cumplida de forma idónea por los integrantes del centro de control.

La adecuada adopción del esquema de trabajo *Multisite* propuesto, depende en gran medida del trabajo de gestión del cambio que se ejecute con el personal de la DCO, para mostrar los beneficios a nivel técnico y administrativo que recibirán con el nuevo esquema.

Cualquiera de los esquemas que se plantean para la operación *Multisite* debe estar abierto a cambios y mejoras administrativas. Es necesario entonces, realizar seguimientos periódicos tanto al personal de la DCO como a los agentes del SIN con el fin de identificar problemas y brechas que se estén presentando y poder plantear así alternativas de solución.

7. TRABAJOS FUTUROS

De acuerdo con la información recolectada, los análisis realizados y considerando todos los elementos que requiere el diseño del proceso para implementar el esquema *Multisite*, se plantea entonces una segunda fase del proyecto donde se deben revisar entre otros temas:

- Implementación de esquema *Multisite* piloto en el centro de control actual, es decir, sin necesidad de dividir físicamente el personal poner en funcionamiento una de las opciones planteadas de operación. El propósito sería identificar los ajustes necesarios para desarrollar este esquema en un futuro.
- Necesidades y limitantes desde el punto de vista tecnológico para la implementación de un modelo *Multisite*.
- Si bien el punto focal del trabajo era la operación distribuida, un tema importante a revisar en detalle es el mejoramiento para la coordinación de maniobras en el SIN con el fin de plantear una forma más ágil de realizarla. Para lo cual es necesario optimizar el proceso entre el CND y los operadores, así como también, incentivar un cambio regulatorio.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Aceituno, M. (24 de Abril de 2015). Funcionamiento Southern California Edison - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Alarian, H. (27 de Abril de 2015). Funcionamiento CAISO - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Alirez, K. (24 de Abril de 2015). Funcionamiento Southern California Edison - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- ANKALIKI, S. (2011.). Energy Control Center Functions For Power System. . *International Journal of Mathematical Sciences, Technology and Humanities.*, Volume 2, Issue 1, Pages: 205 – 212. .
- Asrahfi, F. (24 de Abril de 2015). Funcionamiento Southern California Edison - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- BARRERO G, F. (2004). *Sistemas de Energía Eléctrica*. Madrid: Ediciones Paraninfo S.A.
- Bayetti, R. (27 de abril de 2015). Funcionamiento CAISO - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Bocka, J. (24 de Abril de 2015). Funcionamiento Southern California Edison - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Cuellar, M. (5 de 1 de 2015). Funcionamiento Centro de Control CENACE - Mexico. (L. Mazo, Entrevistador)
- D'Antonio, P. (20 de abril de 2015). Funcionamiento PJM - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Franks, C. (20 de abril de 2015). Funcionamiento PJM - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)

- INTERCOLOMBIA. (2014). *PROCEDIMIENTOS PARA ATENCIÓN DE CONTINGENCIAS EN EL CENTRO DE SUPERVISIÓN Y MANIOBRAS (CSM)*. Medellín.
- Kirby, J. (20 de abril de 2015). Funcionamiento PJM - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Kovler, S. (20 de abril de 2015). Funcionamiento PJM - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- Ley 143 de 1994*. (s.f.). Bogotá: Diario Oficial No. 41434, de 12 de julio de 1994. .
- Londoño, J. (22 de abril de 2015). Funcionamiento ConEdison - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- ONS. (2010). Módulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação. Brasilia.
- ONS. (2010). Módulo 8 - Programação diária da operação eletroenergética. Brasilia.
- Pabón, W. (2014). Experiencias en la Implementación de un Sistemas SCADA MultiSite, con EMS y OTS, para las Empresas de Transporte de Energía del Grupo ISA. *CIER*.
- Pabón, W. (9 de 3 de 2015). Funcionamiento CSM - INTERCOLOMBIA y TRANSELCA. (D. Guerrero, Entrevistador)
- PJM. (2015). PJM Manual 19: Load Forecasting & Analysis. Valley Forge.
- PJM. (2015). PJM Manual 37: Reliability Coordination. Valley Forge.
- PJM. (2015). PJM Manual 38: Operations Planning. Valley Forge.
- Salazar, A. (24 de Abril de 2015). Funcionamiento Southern California Edison - USA. (C. Vanegas, Entrevistador)
- SIEMENS. (1997). *Efficient Power System Operation in Multi-Site Control Centres* . Nuremberg.
- WU, F., MOSLEHI, K., & BOSE, A. (2005). Power System Control Centers: Past, Present, and Future. *Proceedings of the IEEE*, vol.93, no.11, pp.1890 - 1908.

- XM. (2015). *Informe Propuesta Preliminar del Diseño de la Coordinación de la Operación Multisitio*. Medellín.
- XM. (2015). *Proyecto para la Operación Distribuida del CND - Informe de Referenciamiento*. Medellín.