



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Readecuación del Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Iván de Jesús Veras Arnó

Director

Luis Julián Zuluaga López

Tutor

Luis Rouco

1 de marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno:

Iván de Jesús Veras Arnó

EL DIRECTOR

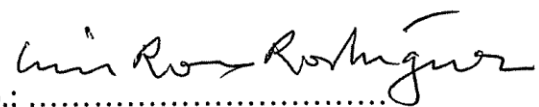
Luis Julián Zuluaga López

Fdo.: 

Fecha: 14 / 12 / 2012

EL TUTOR

Luis Rouco

Fdo.: 

Fecha: 21 / 12 / 2012

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Luis Olmos

Fdo.: 

Fecha: 12 / 02 / 2013

Resumen

A raíz de los diferentes procesos de restructuración que ha venido sufriendo la industria eléctrica de la República Dominicana, se hizo necesario que la Superintendencia de Electricidad (SIE) en el ejercicio de las funciones y atribuciones establecida en la Ley General de Electricidad emitiera por resolución las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefacto eléctricos. Esta norma emitida mediante la resolución 28-2004 es conocida como el Código de Conexión.

El código de conexión establece los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir los agentes para integrarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Este fue emitido en el año 2004, y nunca ha sido objeto de revisión, a pesar de los cambios tecnológicos de la industria y la incursión al SENI de líneas de extra alta tensión, generadores no convencionales, demandas con características especiales, entre otros.

En esta tesis se propone analizar todos los puntos del Código de Conexión que tratan las responsabilidades de los involucrados, la documentación técnica que deben presentar los agentes al solicitar su conexión al SENI, los requisitos de las protecciones y de los sistemas de control (SCADA); tanto desde el punto de vista técnico como regulatorio, apoyados en la experiencia obtenida durante su aplicación, en el estado de las artes y las experiencias internacionales.

El desarrollo de la tesis se inicia con una revisión de los fundamentos de cada uno de los puntos que trataremos de Código de Conexión Dominicano y de los aspectos regulatorios fundamentales que rigen estas normas.

Considerando que el principal objetivo de esta tesis es revisar el Código de Conexión Dominicano, iniciamos el capítulo con una revisión de la estructura del sector eléctrico dominicano y los principales aspectos normativos que dan soporte al referido código; luego revisaremos cada uno de los puntos, con especial atención en aquellos mencionados anteriormente, de los cuales analizaremos y destacaremos los principales

fallos. Es este se presentan ejemplos de instalaciones que han entrado en servicio sin cumplir con la totalidad del código con sus diversas razones, y como la misma falta de un código de planeamiento no facilita el cumplimiento de los requisitos del mismo código de conexión. También se destaca que el mismo crecimiento del sector ha hecho que el código quede obsoleto con la entrada de instalaciones que el actual no considera como las centrales eólicas, las líneas de extra alta tensión y cargas especiales, como las mineras.

En el siguiente capítulo se revisan las normas técnicas internacionales equivalentes al Código de Conexión, dentro de las cuales se encuentran, las chilenas, colombianas, peruanas y los sistemas insulares y extrapeninsulares españoles. En estos nos enfocamos en los puntos en los cuales encontramos carencias del caso dominicano, con el objetivo de proponer las mejoras a partir de estos.

Finalmente en el último capítulo realizamos la propuesta para eliminar las carencias del Código de Conexión Dominicano, lo cual nos trajo como resultado una propuesta de un nuevo código de conexión, la cual se coloca como anexo a esta tesis. De esta propuesta se plantea que sea estudiada por los agentes del sector eléctrico dominicano y que posteriormente se envíe a la Superintendencia de Electricidad (SIE) para que esta la emita vía resolución.

Tabla de Contenido

1. Introducción	6
2. Objetivos.....	7
3. El Estado de las Artes.....	8
3.1 Aspectos Técnicos.....	8
3.1.1 Estructura de los Sistemas de Energía.....	8
3.1.2 Calidad del Servicio.....	9
3.1.3 Protecciones de Sistema de Potencia	12
3.1.3.1 Protección primaria (o principal)	13
3.1.3.2 Protección de respaldo (o backup)	13
3.1.3.3 Protecciones de sobrecorriente.	14
3.1.3.4 Protecciones de distancia.....	15
3.1.3.5 Protecciones diferenciales.....	17
3.1.4 Control de Sistema de Potencia	18
3.2 Aspectos Regulatorios	20
3.2.1 Regulación del Sector Eléctrico.....	20
3.2.2 Las actividades de red y las actividades susceptibles de realizarse en competencia. 21	
3.2.2.1 Actividades de generación	22
3.2.2.2 Actividades de red.....	22
3.2.2.3 Actividades de transacción: mercado mayorista y comercialización	23
3.2.2.4 Operación del Sistema	24
3.2.3 Instituciones de regulación	24
3.2.4 Los organismos de regulación.....	25
3.3 Los Códigos de Redes.....	28
4. Caso Dominicano.....	30
4.1 Estructura del Sector Eléctrico Dominicano	30
4.1.1 Marco Regulatorio de Sector Eléctrico Dominicano	31
4.1.1.1 Ley General de Electricidad No.125-01	31
4.1.1.2 Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01.....	31
4.1.1.3 Ley de Incentivos a las Energías Renovables No. 57-07 y su Reglamento	32
4.1.1.4 Resoluciones Superintendencia de Electricidad	32
4.1.2 Instituciones de regulación del Sector Eléctrico Dominicano	33

4.2	Código de Conexión Dominicano	33
4.2.1	Base normativa del Código de Conexión dominicano	33
4.2.2	Código de Conexión Dominicano	34
4.2.2.1	Responsabilidades de los agentes	34
4.2.2.2	Protecciones	35
4.2.2.3	Documentación Técnica	38
4.2.2.4	Señales al Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA)	40
4.2.3	Aplicación de Código de Conexión Dominicano	42
4.2.4	Resumen Aspectos a Mejorar en el Código de Conexión Dominicano	44
5.	Experiencia Internacional	45
5.1	Caso Español – Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares	45
5.1.1	Solicitudes de acceso para conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte. 46	
5.1.2	P.O. 11.1: Criterios generales de protección	49
5.1.3	P.O.11.2: Criterios de instalación y funcionamiento de automatismos	50
5.1.4	P.O.11.3: Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos	50
5.1.5	P.O.9: Información a intercambiar con el operador del sistema	51
5.1.6	P.O.13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.	51
5.2	Caso Chileno – Sistema Interconectado Norte Grande	55
5.2.1	Exigencias mínimas para el diseño de las instalaciones	56
5.2.2	Capítulo 4. Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación	59
5.2.3	Procedimiento DO: Interconexión, Modificación y Retiro de instalaciones del SING	61
5.3	Caso Colombiano	63
5.3.1	Procedimiento de conexión	64
5.3.2	Contrato de conexión	66
5.3.3	Requisitos técnicos generales de la conexión	67
5.3.4	Requisitos para la conexión de generadores	67
5.3.5	Requisitos para la conexión de distribuidores, grandes consumidores y otros transportadores	68
5.3.6	Requisitos técnicos de las protecciones	70
5.3.7	Requisitos técnicos de los sistemas de supervisión y control	71
5.4	Caso Peruano	72

5.4.1	Responsabilidades	72
5.4.2	Documentación Técnica	73
5.4.3	Conexión de instalaciones al SEIN.....	74
5.4.3.1	Conclusión de la Operación Comercial.....	76
5.4.4	Requisitos de las Protecciones.....	76
5.4.4.1	Líneas de Transmisión	76
5.4.4.2	Transformadores y autotransformadores.....	77
5.4.5	Comunicaciones y Sistema SCADA	77
6.	Propuestas de Mejoras al Caso Dominicano.....	78
6.1	Identificación del problema y las causas raíces	79
6.2	Propuesta para Nuevo Código de Conexión Dominicano.....	80
7.	Conclusiones	82
8.	Bibliografía	84
9.	Anexo: Propuesta de Nuevo Código de Conexión	86

1. Introducción

A raíz de los diferentes procesos de restructuración que ha venido sufriendo la industria eléctrica de la República Dominicana, se hizo necesario que la Superintendencia de Electricidad (SIE) en el ejercicio de las funciones y atribuciones establecida en la Ley General de Electricidad emitiera por resolución las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefacto eléctricos. Esta norma emitida mediante la resolución 28-2004 es conocida como el Código de Conexión.

El código de conexión establece los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir los agentes para integrarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Este fue emitido en el año 2004, y nunca ha sido objeto de revisión, a pesar de los cambios tecnológicos de la industria y la incursión al SENI de líneas de extra alta tensión, generadores no convencionales, demandas con características especiales, entre otros. A estos cambios se suman muchos puntos del código que durante su aplicación actual se han detectado que resultan obsoletos y deben ser readecuados a las nuevas necesidades.

Se propone analizar todos los puntos del Código de Conexión que tratan las responsabilidades de los involucrados, la documentación técnica que deben presentar los agentes al solicitar su conexión al SENI, los requisitos de las protecciones y de los sistemas de control (SCADA); tanto desde el punto de vista técnico como regulatorio, apoyados en la experiencia obtenida durante su aplicación, en el estado de las artes y las experiencias internacionales, con el objetivo de recabar las mejores prácticas que lo adecuen a los nuevos tiempos, y que estas a su vez garanticen la incorporación de nuevas instalaciones al SENI, tal que permita la operación del SENI de manera adecuada y segura.

2. Objetivos

- Analizar todos los puntos del Código de Conexión actual que tratan las responsabilidades de los involucrados, la documentación técnica que deben presentar los agentes al solicitar su conexión al SENI, los requisitos de las protecciones y de los sistemas de control (SCADA) para determinar cuáles son los puntos que no son adecuados en la actualidad.
- Analizar los aspectos más relevantes de las experiencias internacionales y aplicables al SENI, para adecuar el Código de Conexión con aquellos que entendamos puedan ser aplicables en el SENI.
- Proponer las mejoras necesarias al Código de Conexión para que la incorporación de nuevas instalaciones al SENI permita que se garantice la operación de manera adecuada y segura.
- Recomendar a la Superintendencia de Electricidad la emisión mediante resolución de la actualización del Código de Conexión.

3. El Estado de las Artes

3.1 Aspectos Técnicos

3.1.1 Estructura de los Sistemas de Energía

Los sistemas de energía eléctrica han evolucionado de forma parecida en todos los países, convergiendo hacia una estructura y configuración técnica muy similar [LALOUX].

Se ha ido migrando de estructuras de grandes monopolios verticalmente integrados, a estructura horizontal, con empresas generadoras, de transmisión y distribución como instalaciones de negocios separadas.

A semejanza de otros sectores, los sistemas de energía eléctrica se estructuran en centros de generación, de transmisión y de distribución. Las centrales de generación generan a tensiones de algunos kilovoltios, y la transforman a tensiones que alcanzan centenares de kilovoltios; la elevación de la tensión permite trasladar grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias con una tecnología de cables relativamente baratas y sin grandes pérdidas de energía. La red de transporte conecta entre sí todos los centros de generación y los de consumo normalmente adoptando una configuración mallada para garantizar una mayor fiabilidad, puesto que existen caminos alternativos en caso de que fallen algunas líneas [EXPOSI].

Los nodos que enlazan la red de transporte son las llamadas subestaciones, y de estas salen las redes de distribución, que acercan a los consumidores a tensiones más adaptadas para su consumo. Las subestaciones, además de transformar la tensión de trabajo, sirven para centralizar los equipos de medida y protección de todo el sistema de transporte.

Las redes de distribución normalmente presentan una configuración radial y tratan de llegar hasta los lugares de consumo más lejanos, estas al desagregarse cada vez más transportan menos energía.

Los consumidores, dependiendo de su tamaño en cuanto a consumo de energía eléctrica, se conectarán en el nivel de tensión que le corresponda; los grandes consumidores se conectan directamente a la red de transporte o alta tensión, los medianos en las redes de distribución o media tensión y los pequeños en la red de baja tensión.

Por otra parte, existen pequeños centros de generación que no necesitan estar conectados en la red de alta tensión, sino que inyectan su energía directamente en las redes de distribución; estos suelen ser pequeñas centrales hidro, eólicas, solares, industrias cogeneradoras, o cualquier otro tipo de generación distribuida.

3.1.2 Calidad del Servicio

El consumo de la energía eléctrica puede ser muy sensible a las condiciones técnicas con las que se alimenta eléctricamente. Muchos equipos funcionan mal o simplemente no funcionan si la onda de tensión eléctrica no es una sinusoidal perfecta, de frecuencia y magnitud constante y estable en el tiempo. La precisión, la calidad, las prestaciones y el correcto servicio que prestan muchos equipos dependen de la calidad de la onda de tensión con los que se les alimenta. Son también conocidos los problemas en cualquier tipo de equipamiento eléctrico provocados por tensiones de alimentación demasiado bajas o altas. La mayoría de los equipos están dotados de sistemas de protección (fusibles, interruptores automáticos, diferenciales, etc.) para evitar daños provocados por excursiones de la tensión fuera de los márgenes aceptables, en especial aquellos equipos especialmente caros o que se consideran vitales para el funcionamiento correcto y seguro de procesos de todo tipo. Así por ejemplo, los motores que accionan las bombas de refrigeración de las centrales nucleares están provistos de protecciones contra subtensiones y sobretensiones que incluso disparan la central por ser elementos vitales para su funcionamiento seguro.

Por último, está claro que cortes en el suministro de pequeña o gran duración provocan grandes perjuicios en el servicio. Quién no ha sufrido cortes de luz que le han hecho perder varias horas de trabajo en el ordenador por la pérdida de información aún no

almacenada. Y qué decir de ciertos procesos industriales que no pueden permitirse una pausa, a riesgo de unas grandes pérdidas económicas, como por ejemplo las fundiciones o algunos procesos químicos o mecánicos. La falta de suministro y la calidad del mismo han adquirido tal importancia que muchos consumidores han invertido en equipos que les salvaguarden temporalmente de cortes y desvíos de la tensión llamados UPS (Uninterruptible Power Supply), y que automáticamente actúan al detectar cualquier incidencia o corte en el suministro eléctrico [EXPOSI].

Una vez garantizado el suministro universal de electricidad, los países desarrollados y en vía de desarrollo les prestan cada vez más atención a la calidad de suministro, exigiendo a las empresas que proporcionan el servicio una mejor calidad, como se hace con cualquier otro producto comercial. El consumo y los consumidores serán cada vez más exigentes en esta materia y los encargados de la regulación del sector eléctrico lo introducen ya con asiduidad en las leyes y normativas que establecen. El saber diseñar señales correctas que sepan conjugar adecuadamente un servicio económicamente eficiente y a la vez de calidad, es uno de los retos importantes de las nuevas regulaciones, ya que son objetivos muchas veces antagónicos y difíciles de comparar entre sí en una única escala de valoración [EXPOSI].

Sin entrar en muchos detalles, se citan brevemente a continuación aquellos que caracterizan y definen básicamente la calidad técnica del suministro eléctrico:

- Los cortes de suministro. Las interrupciones en el suministro pueden ser gravemente perjudiciales para el consumo. Estas interrupciones pueden ser de muy corta duración, llamadas también micro cortes, muchas veces provocadas por reenganches de interruptores después de un cortocircuito transitorio, o de larga duración. Normalmente el perjuicio ocasionado aumenta no linealmente con la duración del corte de suministro.
- Los huecos de tensión. Son bajadas transitorias de la tensión de alimentación provocadas por cortocircuitos y fallos en el sistema hasta que son despejados, o por el arranque cercano de motores que al consumir mucha intensidad en ese

momento provoca caídas de tensión en las redes de alimentación. Hay equipos particularmente sensibles a estas bajadas de tensión, entre ellos los propios motores cuyo par electro-magnético varía con el cuadrado de la tensión de alimentación.

- Los armónicos de la onda de tensión. Distorsiones en la forma puramente sinusoidal de la onda de tensión provocada por las saturaciones de los materiales ferromagnéticos (por ejemplo en los transformadores del sistema o los generadores) o por las propias cargas, pueden ser también perjudiciales para los dispositivos de consumo.
- Los fenómenos de flickers. Son oscilaciones en la amplitud de la tensión provocadas normalmente por ciertos tipos de cargas. Los hornos de arco y equipos electrónicos con tiristores pueden provocar este efecto, que perjudica el correcto funcionamiento de otras cargas. Es un problema delicado de resolver, ya que no depende del suministrador sino de las propias cargas.
- Las sobretensiones. Aumentos de la tensión provocados por cortocircuitos, faltas, rayos, o cualquier otro fenómeno pueden dañar gravemente a los elementos de consumo.

Finalmente, es importante señalar que el consumo eléctrico puede ser extremadamente variable dependiendo de la temperatura o de acontecimientos imprevistos. Lo relevante es que, como se ha indicado, esa demanda ha de ser servida instantáneamente de forma que el sistema de alimentación eléctrico (centrales, transporte y distribución) debe estar preparado para detectar y responder de forma inmediata a estas variaciones. El sistema tiene que estar provisto de sofisticados elementos de medida, control y supervisión, y debe tener siempre disponible generación de reserva lista para producir. Cuando en nuestras casas, oficinas o fábricas pulsamos el interruptor para encender una luz o poner en marcha un equipo, seguramente ni sospechamos que se ponen en marcha multitud de sistemas, servicios y procesos que garantizan el servicio que requerimos [EXPOSI].

3.1.3 Protecciones de Sistema de Potencia

En el proceso de explotación de los sistemas eléctricos de potencia pueden aparecer fallas y regímenes anormales en sus distintos elementos, los cuales pueden conducir a interrupciones de servicio a los consumidores y daños en el equipamiento.

El tipo más frecuente y peligroso de falla es el cortocircuito, que origina grandes incrementos de corriente y fuertes caídas de tensión en los elementos del sistema, lo cual puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, y afectar por baja tensión la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema. Entre los regímenes anormales, uno de los más importantes es la sobrecarga, que también origina valores de corriente superiores a los nominales, con el consiguiente sobrecalentamiento.

Cuando se produce una falla, las magnitudes las magnitudes asociadas al sistema pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas, con el riesgo que ello conlleva para los diferentes elementos que lo integran. En caso de no tomar ningún tipo de medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se extenderían. Esto provocará que importantes zonas de la red queden fuera de servicio y la calidad de suministro se resentirá, incluso en zonas alejadas al punto de falla [EXPOSI].

Tanto por razones técnicas como económicas, es imposible evitar que se produzcan fallas. El diseño de un sistema eléctrico de potencia debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los sistemas eléctricos de potencia incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

La actuación del sistema de protección va encaminada, por lo tanto, a mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante un tiempo mínimo. Para ello es necesario que la red

sea planificada de manera que permita ofrecer alternativas de operación que posibiliten la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se produzcan fallas que afecten a elementos de la generación, transporte o distribución.

Independientemente del punto donde se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el equipo en falta, para impedir que esta se propague y disminuir el tiempo de permanencia bajo sollicitaciones extremas de los equipos afectados. Una vez la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir los más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de funcionamiento.

3.1.3.1 Protección primaria (o principal)

Un sistema de protección que se diseña para operar, debido a su sensibilidad y velocidad, antes que respondan otros dispositivos, se dice que provee protección primaria o principal [ORDUÑA].

Ejemplo: Un relé diferencial que protege un transformador operará cuando se produzca una falla en su zona de protección. Otro dispositivo utilizado para proteger el transformador, tales como relés de sobrecorriente, operan si el relé diferencial falla al detectar la falla. En este caso el relé diferencial provee protección primaria para fallas en su zona de protección.

3.1.3.2 Protección de respaldo (o backup)

A pesar de los mejores esfuerzos de los proyectistas del sistema y de los especialistas en protección, y teniendo en cuenta adicionalmente que los relés de protección son componentes muy confiables, en algún momento ocurrirá que el sistema de protección principal fallará al actuar (falla del relé para detectar la perturbación o falla de la apertura del interruptor). Esto ha conducido a la práctica de asegurar que la falla de actuación de un dispositivo o sistema de protección nunca pueda resultar en la pérdida de la función de protección. Para ello se utiliza la técnica de la protección de respaldo

(también llamado backup) que son dispositivos de protección que proveen una segunda línea de defensa, la cual puede presentarse en diversas formas:

- Respaldo remoto: en el cual los relés de una zona tienen la capacidad de detectar también el problema en zonas adyacentes y normalmente se logra asignándoseles retardos de tiempos para asegurar la selectividad.

Ejemplo: Se puede utilizar relés de distancia para proveer protección primaria de una línea de transmisión. Se puede proveer adicionalmente protección de respaldo por medio de otros relés de distancia, instalados en otras estaciones vecinas remotas, con ajustes predeterminados que retardan su actuación para coordinar con el primero.

- Respaldo local: A menudo, los relés que están designados como respaldo emplean diferentes principios de medición, y en muchos esquemas conservativos, pueden emplear fuentes de señal totalmente diferentes y aún disparar diferentes interruptores utilizando diferentes baterías de alimentación y temporizados respecto a los principales.

Ejemplo: Un sistema de comparación de fase se puede utilizar para proveer protección primaria de líneas de transmisión. Se puede utilizar relés de distancia instalados en la misma estación, para proveer protección de respaldo de la línea.

3.1.3.3 Protecciones de sobrecorriente.

Las protecciones de sobrecorriente son las más sencillas de todas las existentes. Su operación se basa en la función de sobrecorriente, que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que concurren en el punto en que se instala el relé, por lo que debe ser reajustado convenientemente si la configuración del sistema cambia. La protección opera cuando la corriente de entrada supera el valor de la corriente de referencia. Por esta razón, las protecciones de sobreintensidad solamente pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula por el punto en que se instale cumple la condición de que la máxima

corriente de carga, correspondiente a condiciones normales del operación del sistema, es menor que la mínima corriente de falla [EXPOSI].

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobrecorriente se clasifican en:

1. Protecciones de sobrecorriente instantáneas.
2. Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido:
 - a. De tiempo fijo.
 - b. De tiempo inverso.

La principal desventaja de las protecciones de sobrecorriente es que individualmente son escasamente selectivas debido a que su respuesta es función únicamente del valor de la corriente que vigilan, con independencia de la causa que la origina, de su sentido de circulación o del punto en que se ha producido la falla. Por esta razón, la selectividad de las protecciones de sobrecorriente se define a nivel de conjunto, es decir, coordinando adecuadamente la respuesta de todas ellas. Esta coordinación se puede realizar mediante canales de comunicación, ajustes de tipo amperimétricos, ajustes de tipo cronométrico o técnicas resultantes de su combinación.

3.1.3.4 Protecciones de distancia.

Las protecciones de distancia son las más utilizadas en la protección de líneas de transporte. Aunque las protecciones de sobrecorriente aún se utilizan en algunas ocasiones, principalmente para la protección ante faltas fase-tierra o como apoyo de otras, las protecciones de distancias son más adecuadas debido a que, aunque son más complejas, ofrecen mejores prestaciones y este hecho prevalece sobre el coste cuando se trata de proteger un elemento tan importante como la red de transporte a alta tensión [EXPOSI].

Algunas ventajas de las protecciones de distancia frente a las de sobrecorriente son:

- Ofrecen mejor selectividad, debido a que son más fáciles de coordinar entre sí.
- Su coordinación permite respuestas más rápidas.

-
- Los cambios de configuración del sistema influyen menos en sus valores de ajustes.
 - Los péndulos de potencia les afectan menos.

Para dotar a las protecciones de distancia de una adecuada selectividad, y facilitar su coordinación, es norma habitual definir, a partir del extremo de la línea en que se ubica la protección, tres zonas de protección con alcances y tiempos de operación escalonados entre sí.

La primera zona abarca del orden del 80 o 90% de la longitud de la línea, contada a partir del extremo en que se ubica la protección. Esta protección se realiza mediante unidades instantáneas que, por tanto, operan tan rápido como permite su tecnología debido a que no introducen ningún tiempo intencionado de demora.

La segunda zona incluye toda la línea y, además, se extiende hasta un 20 o 30%, de la línea siguiente. En este caso se emplean unidades de tiempo definido que son ajustadas para operar en tiempos de 0.3 a 0.4 segundos.

La tercera zona abarca toda la línea y el 100% de la línea siguiente. Esta zona se suele extender incluso algo más con el fin de garantizar que incluya la totalidad de la línea siguiente. Esta protección también se realiza mediante unidades de tiempo definido con tiempos de operación mayores que los de segunda zona y que, típicamente, se sitúan en valores de 0.8 a 1 segundos.

Cuando ocurre una falla cerca de uno de los extremos de la línea, la protección de punto cercano a la falla vería la falla en primera zona, mientras la protección del otro extremo la vería en segunda zona y operaría en 0.3 o 0.4 segundos, ya que la primera zona no cubre el 100% de la línea. Debido a que en las líneas de transmisión de alta tensión es fundamental la rapidez en el despeje de fallas. Para evitar la demora correspondiente a la operación en segunda zona puede establecerse una comunicación entre las dos protecciones de modo que cuando una opere en primera

zona envíe a la otra una señal para que abra su interruptor sin esperar a que transcurra el tiempo de demora, ya que en este caso existe la certeza de que la falla es interna a la línea que protegen. Por otra parte, en caso de producirse algún fallo en cualquiera de las protecciones, actuarían las protecciones de respaldo.

Por lo tanto, la selectividad entre protecciones de distancia se consigue más fácilmente que entre las protecciones de sobrecorriente, ya que basta respetar los escalonamientos de alcances y tiempos de operación indicados para conseguir una operación selectiva del sistema de protección. Además, el establecimiento de comunicación entre las protecciones contribuye a aumentar la rapidez de respuesta al eliminar los tiempos de demora intencionada en su operación.

3.1.3.5 Protecciones diferenciales.

Las protecciones diferenciales se basan en la comparación de la composición de dos o más magnitudes con un valor de operación establecido que es fijado mediante el ajuste de la protección correspondiente. El tipo más comúnmente utilizado es la protección diferencial de corriente [EXPOSI].

La aplicación de la técnica diferencial a la protección de líneas está supeditada en gran medida al establecimiento de comunicación entre sus extremos. Ello es debido a que la elevada longitud de las líneas, en comparación con las de otros elementos como transformadores, generadores y barras, implica una gran distancia entre los transformadores de intensidad ubicados en sus extremos. En consecuencia, la realización de una conexión física entre sus secundarios conlleva el empleo de cables de gran longitud. Cuanto mayor sea la longitud de estos cables más se encarece la instalación y, sobre todo, más se perjudica su precisión. Por esta razón, las protecciones diferenciales han sido tradicionalmente poco utilizadas en líneas y su aplicación se ha limitado al ámbito de líneas cortas. Sin embargo, las ventajas que presentan frente a otros tipos de protecciones y el desarrollo que han experimentado en los últimos años las tecnologías de comunicación entre extremos, así como de

fabricación de los diversos elementos del equipo de protección, posibilitan actualmente la ampliación de su campo de aplicación a líneas de mayor longitud.

3.1.4 Control de Sistema de Potencia

Los elementos que componen el esqueleto principal del sistema (centros de generación, redes de alta tensión, grandes subestaciones de consumo) se vigilan y controlan centralizadamente desde un centro de control que supervisa y controla en tiempo real el estado del sistema (generación de centrales, flujos por las líneas, niveles de tensión, frecuencia de la onda de tensión, etc.) mediante medidas teletransmitidas y convenientemente procesadas (todo este sistema de supervisión y control recibe el nombre de SCADA). Estos centros de control velan por la seguridad del sistema pudiendo transmitir consignas de producción de energía activa y reactiva a las centrales, ordenando maniobras de red, cambiando las tomas de los transformadores o conectando bancos de condensadores, todo ello a la vista de los datos del sistema, basándose en la experiencia de los operadores o apoyándose en sofisticados modelos que analizan diversas condiciones de operación y determinan los flujos por las líneas o las tensiones en los nudos, en caso de hipotéticas contingencias [EXPOSI].

En segundo nivel están los sistemas o salas de control instalados en las centrales de producción, que controlan los programas de generación de sus plantas y apoyan la actuación de los reguladores automáticos de las unidades. Dos son los reguladores más importantes: el regulador de velocidad y el regulador de tensión. El regulador de velocidad se encarga de mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo en el conjunto del sistema. Cualquier incremento o disminución de la demanda debe ser compensado inmediatamente por la generación. Así mismo el disparo fortuito de grupos que estén generando en ese momento provoca un desequilibrio instantáneo entre la energía generada y la consumida que es necesario compensar sustituyendo el generador fallado por otro. Estos tienden a acelerarse o desacelerarse, provocando un cambio en la velocidad de giro, y una alteración en la frecuencia de la onda eléctrica generada. Las centrales están equipadas con un regulador de velocidad que detecta variaciones en la velocidad de giro de sus

alternadores o en la frecuencia de la onda generada y que automáticamente actúan sobre la correspondiente válvula para modificar en el sentido adecuado la generación de la central. Esto constituye la llamada regulación primaria de frecuencia en el control frecuencia-potencia. La respuesta es solidaria para todo el sistema interconectado, y evita que la frecuencia del sistema siga cayendo, pero no consigue restablecerla exactamente a su valor nominal. Es un segundo lazo de control llamado AGC (Automatic Generation Control), el que se encarga de restablecer la frecuencia a su valor nominal y los intercambios a sus valores iniciales. Constituye la denominada regulación secundaria que también suele ser automática, y en la que no participan todos los generadores. La nueva generación necesaria se redistribuye entre las centrales deseadas. Con ello también se regenera la llamada reserva primaria, de forma que el proceso pueda seguir sin paralizarse porque los grupos alcancen sus límites de generación. Finalmente se plantea un control terciario, éste ya no automático, en el que con más tiempo el centro de control modifica las consignas de generación de los grupos, siguiendo criterios más económicos y reponiendo la denominada reserva secundaria.

Las centrales están equipadas con un segundo sistema de control relacionado con las tensiones del sistema. Es importante para la seguridad del sistema y para garantizar una razonable calidad en la entrega dentro de ciertos márgenes permitidos. El nivel de tensiones de un sistema de energía eléctrica está estrechamente relacionado con el balance de potencias reactivas. Un fuerte consumo de reactiva tiende a hundir las tensiones del sistema y por el contrario una aportación de reactiva tiende a levantar las tensiones del sistema. Por ello, las centrales, que tienen el grado de libertad de producir o consumir energía reactiva con su alternador, son candidatas ideales para vigilar y corregir desviaciones peligrosas de las tensiones. El sistema de control mide la tensión en bornes del generador o en puntos seleccionados del sistema, la compara con un valor de referencia, y actúa correspondientemente sobre la corriente de excitación del alternador.

3.2 Aspectos Regulatorios

3.2.1 Regulación del Sector Eléctrico

La regulación del sector eléctrico tradicionalmente estaba basada en un sistema de planificación e intervención estatal que ha sido aplicado con bastante uniformidad en todo el mundo. En este sistema tradicional los precios se fijan para cubrir exactamente los costes incurridos por las empresas eléctricas y las inversiones o bien requieren la autorización del regulador o bien son planificadas directamente por el estado. En este modelo no existe un mercado eléctrico propiamente dicho y las transacciones se producen de acuerdo con las reglas fijadas por el regulador. Como consecuencia, la estructura vertical y horizontal de la industria no es importante y esto lleva, en muchas ocasiones, a que exista una única empresa en la industria, esto es, un monopolio verticalmente integrado [OCABAT].

Hoy, la regulación eléctrica ha cambiado en gran número de países. El principal ingrediente de ese cambio es la creación de mercados eléctricos para establecer los precios y realizar las transacciones. El primer paso para crear estos mercados se hace facilitando la competencia en el sector eléctrico. Esta es una tarea que, aunque requiere abundante conocimientos y análisis técnico, es relativamente fácil de llevar a cabo elaborando y aprobando una normativa eléctrica adecuada.

Por una parte, para que los mercados puedan funcionar competitivamente hace falta que existan varios competidores. Como quiera que en la industria eléctrica generalmente operaban pocas empresas y, con frecuencia, sólo una esto significa que con frecuencia es necesario tomar medidas. Estas pueden consistir en dividir el monopolio en varias empresas, facilitar el acceso al mercado de empresas de otros sistemas eléctricos o países interconectados, si esto es posible, o facilitar la entrada de nuevos competidores.

Por otra parte, la industria eléctrica es lo que se denomina una industria de red. Las actividades de red, como el transporte y la distribución no son susceptibles de ser

ofrecidas en competencia a través de un mercado. Es, por tanto, necesario separar las actividades de red, que seguirán en monopolio, de aquellas otras que serán competitivas y asegurar que todos los competidores tendrán acceso a la red. Esto es lo que se denomina el “Acceso de Terceros a la Red” (ATR).

En resumen, la reforma regulatoria consiste en:

- Derogar las prohibiciones y facilitar la competencia en las actividades como la generación que se van a realizar a través del mercado.
- Establecer un número suficiente de competidores en las actividades abiertas a la competencia.
- Asegurar el acceso efectivo de terceros a la red.

3.2.2 Las actividades de red y las actividades susceptibles de realizarse en competencia.

Un examen atento del proceso completo de abastecimiento de energía eléctrica a los consumos finales permite identificar diversas actividades, de naturaleza técnica y económica muy distinta, que son por tanto susceptibles de recibir un tratamiento regulatorio diferente. La división clásica separa generación, transporte y distribución. Esta clasificación es excesivamente gruesa y genera fallas estructurales, como por ejemplo integrar dentro de una única categoría, -“distribución”-, lo que al menos son dos actividades de naturaleza radicalmente distinta: el servicio de “red de distribución”, que permite hacer llegar físicamente la energía desde la red de transporte hasta los consumidores finales y que tiene características de monopolio natural, y el servicio de “comercialización” de esta energía, adquiriéndola al por mayor y vendiéndola al por menor, que puede realizarse en condiciones de competencia [OCABAT].

Una primera clasificación de carácter general permite agrupar las actividades en las categorías básicas de producción, de red, de intermediación o transacción y de coordinación, además de otras complementarias de las anteriores, como la medición y la facturación.

3.2.2.1 Actividades de generación

Las actividades de generación comprenden la generación de energía en régimen ordinario, y la de régimen especial, -típicamente la cogeneración y las tecnologías de producción que utilizan recursos renovables- y los llamados servicios auxiliares o complementarios, cuando son proporcionados por los generadores [OCABAT].

La generación en régimen ordinario es una actividad que puede realizarse en competencia en la mayoría de los sistemas eléctricos. Sólo en sistemas de muy pequeña dimensión, el tamaño de la demanda no permite la existencia de un número suficiente de generadores que puedan competir entre sí. La generación especial, excepto por la existencia de diversos mecanismos económicos de promoción que la pueden distinguir, en nada más se diferencia de la generación ordinaria. Los servicios complementarios también pueden en algunas circunstancias ofrecerse en competencia pero esto depende de cada servicio concreto.

3.2.2.2 Actividades de red

Las actividades de red incluyen la planificación de las inversiones, la construcción, la planificación del mantenimiento, el mantenimiento, y la operación. Entre estas, sólo la construcción y el mantenimiento pueden realizarse en competencia por empresas especializadas, no necesariamente empresas eléctricas [OCABAT].

Las restantes actividades de red tienen características que hacen difícil o imposible que se realicen en competencia aunque algunas de ellas pueden realizarse por más de un agente, cada uno situado en una parte distinta de la red:

- La planificación de las inversiones es el proceso por el que se determina la fecha de entrada en servicio, la ubicación, la capacidad y demás características de los nuevos activos de una red.
- La planificación del mantenimiento es el proceso por el que se determinan los periodos de tiempo en los que cada línea estará fuera de servicio para que se

efectúen las reparaciones y tareas necesarias para mantenerlas operativas con un grado de fiabilidad adecuado.

- La operación de la red es el manejo de los flujos de energía en la red a partir de actuaciones directas sobre las instalaciones físicas de transporte, debiendo coordinarse con las actuaciones sobre las instalaciones de producción y consumo.
- Las redes pueden también participar en la provisión de determinados servicios complementarios, -como la regulación de tensión-, que en lo que se refiere a las redes suelen regularse directamente, incorporándoles a las anteriores actividades sin hacer intervenir mecanismos de mercado.

3.2.2.3 Actividades de transacción: mercado mayorista y comercialización

Como regla general, todas estas actividades consistentes en poner en contacto oferta y demanda y gestionar los riesgos asociados, pueden realizarse en competencia.

En el mercado mayorista, no existe ningún impedimento técnico o económico significativo para que los generadores, los consumidores y las entidades comercializadoras de cualquier tipo pueden realizar transacciones entre sí, ya sea a través de un mercado spot organizado o por medio de contratos bilaterales. Nada impide, en principio, que se establezcan varios mercados spot organizados y que los contratos bilaterales se negocien libremente entre las partes [OCABAT].

Aunque conceptualmente no sea imprescindible, todos los mercados eléctricos competitivos han establecido algún tipo de mercado organizado, con transacciones estandarizadas, generalmente con mecanismos anónimos (i.e., no bilaterales) de casación de las ofertas de producción y demanda. En todos los casos el mercado organizado incluye un mercado spot.

Además, en muchos mercados eléctricos se han creado mercados organizados de derivados o futuros eléctricos, que proporcionan a los agentes mecanismos de contratación más flexibles para gestionar su riesgo.

Los intercambios internacionales constituyen un caso particular de transacción en el mercado mayorista, en el que es frecuente tratar de manera distinta a los agentes externos.

A nivel minorista, también es factible que los consumidores contraten su suministro de electricidad a un precio libremente negociado con las comercializadoras y, por tanto, la comercialización se puede realizar en competencia. Tradicionalmente se ha considerado que la medición de los consumos y la facturación de los mismos eran parte integral de la actividad de comercialización. En la nueva regulación es en principio posible que estas actividades puedan realizarse independientemente por empresas especializadas que compitan por la prestación de estos servicios.

3.2.2.4 Operación del Sistema

La operación del sistema es la actividad que tiene por objeto garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y de forma que sea compatible con las decisiones de producción y consumo tomadas por los agentes del mercado. Por su naturaleza, la operación del sistema es una actividad que tiene que ser realizada centralizadamente y estar sujeta a regulación, tanto en lo que respecta a sus costes de servicio como a sus criterios de funcionamiento y al control de sus actuaciones [OCABAT].

3.2.3 Instituciones de regulación

La reforma de los mercados energéticos abarca un amplio conjunto de medidas que va más allá del mero cambio de la normativa. La reforma institucional, que adapta las organizaciones reguladoras a sus nuevas funciones, constituye una pieza básica en toda política de reforma eficaz. El marco institucional tiene un impacto importante sobre

la calidad y la eficacia de la regulación operando, en concreto, sobre los incentivos y expectativas de las empresas, los inversores y los consumidores [OCABAT].

La reforma del sector eléctrico requiere reguladores que lleven a cabo nuevas tareas como son asegurar el acceso a las redes o proteger la libertad de elección de los consumidores. El conocimiento y los medios necesarios para realizar estas tareas a menudo difieren de los que existían en el pasado. Los nuevos mercados requieren reguladores que operen de forma imparcial, sin discriminar entre los distintos agentes. Los reguladores deben ser independientes de las partes interesadas y sus actividades tienen que ser tan transparentes como sea posible. Para abordar estos desafíos se necesita, en general, una reforma de las instituciones.

A menudo, se pueden encontrar tres tipos de instituciones que comparten las competencias sobre la industria: un “ministerio del ramo”, una comisión reguladora independiente, en cierta medida, del ministerio y la autoridad de la competencia. En los países federales, estas instituciones pueden existir tanto a escala federal como a escala estatal.

3.2.4 Los organismos de regulación

Los principales actores, esto es, aquellos con poderes reguladores reales, son los ministerios, las comisiones reguladoras independientes y las autoridades de la competencia. Existen otras organizaciones sin poderes de regulación legalmente sancionados, pero con un papel potencialmente significativo, como son las agencias ministeriales y las agencias consultivas independientes [OCABAT].

El ministerio del ramo es la parte de la rama ejecutiva del gobierno específicamente responsable de la industria. El ministerio que habitualmente se ocupa de los asuntos energéticos es el ministerio de industria o el de economía. Sin embargo, en algunos países de la OCDE existe un ministerio de energía independiente. En algunos países se han creado agencias ministeriales vinculadas al correspondiente ministerio. Estas instituciones funcionan con un presupuesto independiente, tienen una gestión

autónoma y pueden estar sujetas a un marco legal diferenciado (por ejemplo, porque no se apliquen las normas que regulan a los cuerpos de funcionarios), aunque, en última instancia, están subordinadas al ministerio. Con todo, en la práctica, en algunos países las agencias ministeriales operan con un grado sustancial de independencia.

Las comisiones reguladoras independientes son organismos públicos encargados de regular aspectos específicos de una industria. Este último aspecto los distingue de los organismos meramente asesores o consultivos. Las comisiones de regulación comparten sus actividades reguladoras con otras entidades públicas, en especial el ministerio, y están aisladas, hasta cierto punto, de la influencia política a corto plazo. Las funciones de estas comisiones incluyen, a menudo, la regulación del acceso a la red y la determinación de tarifas de acceso a la red y de tarifas al usuario final. Las comisiones reguladoras pueden tener poderes judiciales, o casi judiciales, tales como fijar multas y sanciones por incumplimiento o actuar como árbitro en disputas entre los participantes de la industria. Algunas comisiones también tienen un mandato explícito de proteger a los usuarios finales, y regular la entrada y salida a través de la concesión de licencias.

Se pueden observar distintos tipos de comisiones independientes de acuerdo con el grado de independencia política y el conjunto de poderes que tienen asignados. Además de estar dotadas de independencia y poderes concretos, las comisiones reguladoras independientes se reparten las actividades reguladoras con el ministerio competente. En teoría al menos, la “división del trabajo” entre el ministerio y las comisiones asigna la toma de decisiones –el establecimiento de un marco general y la elaboración de las normas- al ministerio. La responsabilidad de la agencia reguladora sería la aplicación de dichas reglas. Sin embargo, la frontera entre política y regulación es borrosa e, inevitablemente, existe un cierto solapamiento.

Se puede asignar a las comisiones reguladoras un amplio conjunto de funciones, entre las que se incluyen:

-
- la regulación de los monopolios (reestructuración, fijación de precios y condiciones de acceso a la red, normas para el funcionamiento y seguridad del sistema).
 - las tarifas para el usuario final.
 - las normas de calidad.
 - el control del comportamiento de las empresas y del funcionamiento del mercado.
 - la aplicación de las leyes
 - la regulación de la entrada (concesión de licencias y autorizaciones)
 - la realización de informes para el gobierno
 - la resolución de conflictos.

La asignación de funciones depende tanto del marco regulador (cuál es el objeto de la regulación) como de la estructura institucional (en qué forma se dividen las funciones reguladoras entre la comisión, el ministerio y otras entidades). Existe un amplio abanico de posibilidades. Las funciones reguladoras pueden ser asignadas a una única organización o, menos frecuentemente, a dos o más organismos a la vez (como en el caso del Reino Unido donde las licencias pueden requerir la aprobación del ministerio y de la agencia reguladora). Los cuerpos legislativos pueden cambiar la regulación mediante la aprobación de nuevas leyes. La acción legislativa para cambiar las reglas debería ser una medida excepcional puesto que la legislación pretende la estabilidad. Con todo, durante los últimos años se ha observado una gran actividad legislativa en los sectores eléctrico y del gas y que refleja las reformas en curso.

El regulador de una industria habitualmente se responsabiliza de la regulación económica, ocupándose de las consecuencias de la competencia imperfecta y de los monopolios, o incluso puede restringirse tan sólo a éstos últimos. No es frecuente que las comisiones reguladoras asuman responsabilidades respecto a la regulación social, la cual incluiría cuestiones redistributivas como aliviar la “carencia de combustible” facilitando a las familias de renta baja el acceso a los servicios energéticos básicos. Las funciones reguladoras también pueden asignarse de tal forma que la organización

que elabora las reglas no sea la entidad encargada de aplicarlas. Esta separación pretendería evitar los conflictos de interés. También estaría destinada a subrayar el hecho de que la elaboración del marco normativo es un proceso más “político” que la aplicación de las reglas una vez que el marco ya se ha establecido. Sin embargo, en la práctica, resulta difícil trazar la línea que separa a ambas.

3.3 Los Códigos de Redes

Los códigos de redes son normas donde se establecen los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los sistemas eléctricos interconectados, y en la elaboración y ejecución de los planes de seguridad, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas. Estas son establecidas por la entidad de regulación correspondiente.

Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere de una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en estas normas se establecen las exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza (centrales eléctricas, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, etc.).

Dentro de los principales aspectos que cubren los códigos de redes se encuentran:

- Las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones y sus equipamientos.
- Los sistemas de información y comunicación requeridos.
- Los estándares mínimos que deben de cumplir la operación de cada sistema.
- Los estudios eléctricos donde se evidencie el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio.
- La habilitación y monitoreo de las instalaciones y su equipamiento.
- La información técnica de los elementos del sistema.
- Las responsabilidades entre los agentes involucrados.

Las exigencias mínimas para el diseño de las instalaciones y sus equipamientos abarcan materia como: diseño de las instalaciones, esquemas automáticos y/o

manuales para la desconexión de generación, transmisión y demanda, necesarios para un adecuado control de frecuencia, control de tensión y planes de recuperación de servicio.

Los sistemas de información y comunicación requeridos establecen las exigencias en materia de equipamientos de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación, sistemas de información y control.

Dentro de los estándares mínimos que deben de cumplir la operación de cada sistema se encuentran los estándares de seguridad y calidad de servicio, las exigencias para definir las capacidades y condiciones de operación de las instalaciones.

Los estudios eléctricos que se exigen normalmente en los códigos de redes son: flujo de carga, cortocircuito y estabilidad, según corresponda. Estos deben verificar el comportamiento del sistema en condiciones estacionarias, ante fenómenos transitorios producidos por perturbaciones o maniobras, la máxima transferencia de potencia entre elementos críticos para garantizar una operación segura y confiable, entre otros aspectos.

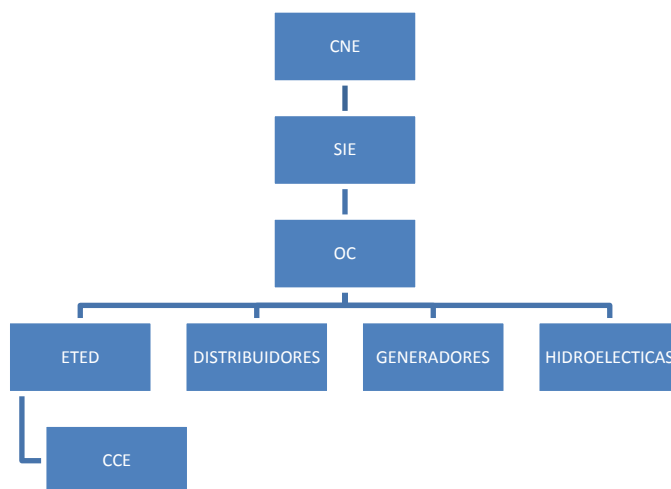
Con respecto a las informaciones técnicas de las instalaciones del sistema estos incluyen toda la información que deben suministrar los agentes, las cuales son utilizadas en los diferentes modelos de simulación y están disponibles para cualquier usuario o interesado.

4. Caso Dominicano

4.1 Estructura del Sector Eléctrico Dominicano

En 1999, el gobierno dominicano llevó a cabo la restructuración del sector eléctrico. Esta se basó en el una combinación del modelo regulatorio Chileno y en el modelo de capitalización Boliviano. Las metas principales de esta nueva estructura fueron crear un mercado competitivo en generación, crear un marco regulatorio racional para distribución, y proveer el capital necesario para realizar las mejoras que necesita el sistema. Los activos de transmisión y generación hidroeléctrica, permanecen bajo control estatal, a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

El mercado eléctrico dominicano fue desagregado en actividades separadas de generación, transmisión y distribución-comercialización, debiendo las empresas que deseen explotar obras de generación cumplir con todos los requerimientos establecidos en la normativa vigente del subsector, y con las normas ambientales. El sistema de transmisión opera sobre la base del libre acceso, con cargos de transmisión regulados. Con dicha separación de actividades, el mercado dominicano está dividido en la actualidad de la siguiente manera: Generación (15 empresas), Transporte (ETED), Operación del Sistema (CCE – ETED), Operación del Mercado (Organismo Coordinador), la Distribución y Comercialización (3 empresas).



4.1.1 Marco Regulatorio de Sector Eléctrico Dominicano

4.1.1.1 Ley General de Electricidad No.125-01

La Ley General de Electricidad (LGE), No. 125-01 fue promulgada en fecha 26 de julio del año 2001. Esta ley rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos del estado dominicano relacionados con estos aspectos. Esta señala como las instituciones de regulación del Sector Eléctrico, a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad, las cuales son estatales y al Organismo Coordinador de carácter privado.

4.1.1.2 Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01

El Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad (RLGE) No. 125-01 está contenido en el Decreto No. 555-02, de fecha 19 de julio del año 2002, el cual fue publicado en fecha 29 de julio del año 2002; este normará todas aquellas materias que de acuerdo con la Ley, deben ser objeto de una normativa complementaria a ser dictada por el Poder Ejecutivo y sus objetivos los siguientes:

- Promover la consecución de objetivos expresados en la Ley General de Electricidad en su Título II.
- Promover y garantizar la oferta de energía requerida por el desarrollo del país.
- Promover la participación privada en el desarrollo del sector.
- Promover sana competencia.
- Regular precios y evitar actividades de carácter monopólico.
- Asegurar protección derechos de usuarios.
- Velar porque el suministro y comercialización obedezcan a criterios de neutralidad y sin discriminación.

4.1.1.3 Ley de Incentivos a las Energías Renovables No. 57-07 y su Reglamento

La ley de incentivos a las energías renovables fue promulgada por el poder ejecutivo el 7 de mayo del año 2007 y sus principales objetivos son:

Aumentar la diversidad energética del país en cuanto a la capacidad de autoabastecimiento de los insumos estratégicos que significan los combustibles y la energía no convencionales, siempre que resulten más viables.

Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados;

- Estimular los proyectos de inversión privada, desarrollados a partir de fuentes renovables de energía.
- Propiciar que la participación de la inversión privada en la generación de electricidad a ser servida al SENI esté supeditada a las regulaciones de los organismos competentes y de conformidad al interés público.
- Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles.
- Propiciar la inversión social comunitaria en proyectos de energías renovables;
- Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica y biocombustibles, para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía.
- Contribuir al logro de las metas propuestas en el Plan Energético Nacional específicamente en lo relacionado con las fuentes de energías renovables, incluyendo los biocombustibles.

4.1.1.4 Resoluciones Superintendencia de Electricidad

Constituye un conjunto de pautas emitidas por la Superintendencia de Electricidad para lograr una aplicación justa de las instrucciones realizadas por la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

4.1.2 Instituciones de regulación del Sector Eléctrico Dominicano

Las instituciones reguladoras del sistema eléctrico dominicano son la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la superintendencia de Electricidad (SIE).

Dentro de las competencias de la CNE están: elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

Dentro de las competencias de la SIE están: Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. Evitar las prácticas monopólicas. Fijar las tarifas y peajes. Aplicar las multas y sanciones en casos de incumplimiento de la ley. Analizar y tramitar las solicitudes de concesión definitivas para la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad. Resolver, oyendo a los afectados, los reclamos por, entre o en contra de particulares, consumidores, concesionarios y propietarios y operadores de instalaciones eléctricas que se refieran a situaciones objeto de su fiscalización.

4.2 Código de Conexión Dominicano

4.2.1 Base normativa del Código de Conexión dominicano.

El artículo 27 de la LGE establece “La Superintendencia de Electricidad está facultada para establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones”.

El artículo 146 del RLGE en un párrafo establece “La SIE expedirá mediante resolución los códigos de conexión, procedimientos, especificaciones y normas técnicas que deberán seguir las Empresas Eléctricas para la instalación y puesta en servicio de Obras Eléctricas en el SENI y en Sistemas Aislados.

El Código de conexión del sistema dominicano fue establecido por la resolución de la **SIE 28-2004** en fecha 21 de junio del 2004. Dicha resolución establece lo siguiente:

- Forma parte integral de la presente resolución, el código de conexión con todos sus anexos y el cronograma de ejecución de los trabajos de adquisición de las señales que serán desplegadas en el CCE. En el mismo se definen los requisitos técnicos y operacionales que deberán cumplir los agentes para interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- El cumplimiento del presente Código de Conexión es de carácter obligatorio en todas sus partes para todos los agentes del MEM y para aquellos nuevos agentes que ingresen con nuevas instalaciones.

4.2.2 Código de Conexión Dominicano

El código de conexión dominicano establece en el **punto CC2** que todas las disposiciones establecidas en este son aplicable a todos los agentes **en los puntos de conexión de sus instalaciones con las de otros agentes.**

En el **punto CC3** se define como punto de conexión al conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares a través de los cuales se establece **la vinculación entre dos agentes y que delimita la propiedad de los mismos.**

4.2.2.1 Responsabilidades de los agentes

El punto CC3.1.1 establece que todo punto de conexión requerirá la firma de un Acuerdo de Responsabilidad Operativa entre los agentes involucrados, copia del cual deberá ser presentada al Organismo Coordinador y a la SIE, conteniendo como mínimo

la descripción de las instalaciones que conforman la interconexión. Fijando los límites de propiedad, así como las responsabilidades que asumen las partes al respecto.

El punto CC3.1.2 establece que el acuerdo de responsabilidad deberá considerar los siguientes aspectos:

1. Instalaciones involucradas de cada agente.
2. Definición de límite físico (sección desconectable o retirable) entre las instalaciones de cada agente.
3. Instalaciones de uso compartido.
4. Delimitación de las responsabilidades por la operación y el mantenimiento.
5. Especificaciones técnicas de las instalaciones involucradas.
6. Condiciones para el acceso a las instalaciones de cada agente.
7. Plazo de vigencia.

El punto CC3.1.3 establece que terminada la vigencia o denunciando el acuerdo de responsabilidad operativa, los agentes dispondrán de un plazo máximo de 60 días para acordar un nuevo acuerdo. En ese plazo se considerarán válidas las condiciones del acuerdo anterior.

Si transcurrido el plazo mencionado, las partes no hubieren firmado un nuevo acuerdo de responsabilidades operativas, **la superintendencia de electricidad establecerá las condiciones a cumplir** por ambos en el punto de conexión.

El punto CC3.2.1 establece que el Organismo Coordinador tendrá en todo momento la libertad de acceso a todo punto de conexión a fin de ejercer funciones de auditoria técnica.

4.2.2.2 Protecciones

El código de conexión en el **punto CC6.1.1** establece que todas las **instalaciones vinculadas en un punto de conexión** deberán contar con sistemas de protección adecuados que permitan minimizar el impacto recíproco de las fallas.

Este punto limita los requisitos de las protecciones solo a las instalaciones vinculadas en un punto de conexión, por lo cual el resto queda sin requisitos de protecciones.

El punto CC6.1.3 establece que el Organismo Coordinador es el encargado de mantener actualizado el estudio de coordinación de protecciones, debiendo contar con la información actualizada de todos los agentes.

Aquí no se establece cuando estos deben ser actualizados.

El punto CC6.2.1 establece que las líneas, transformadores y barras de subestaciones deberán ser equipados con los esquemas de protecciones congruentes con los sistemas existentes en el punto de conexión.

Este punto obvia que para el caso de las líneas la congruencia debe existir también con los extremos.

El punto CC6.2.2 establece que todos los puntos de conexión deberán contar con una protección de respaldo (backup) que actúe en caso de falla de la protección principal. Los puntos de conexión de 69 kV, 138 kV o mayores, deberán contar con una protección de fallas de interruptor que ordene la apertura de todos los interruptores adyacentes si aquel no despejara la falla en el tiempo provisto.

Cuando el esquema planteado involucre una línea corta (longitud menor de 5 km), el sistema de comunicación para transferir el disparo al otro extremo de la línea estará a cargo de la empresa de transmisión, pero los compromisos económicos serán de la exclusiva responsabilidad del nuevo agente.

En este punto tampoco cubre los elementos del sistema de transmisión que no corresponden a un punto de conexión y tampoco se especifica el tipo de protección de

respaldo, el nivel de redundancia ni los principios de operación según el nivel de tensión.

El punto CC6.3.1 establece los tiempos de despeje de fallas, los cuales no deberán superar los tiempos indicados a continuación:

- Sistemas a 69 kV → 500 milisegundos
- Sistemas a 138 kV → 150 milisegundos
- Sistemas mayores de 138 kV → 150 milisegundos
- Protección de respaldo → 500 ms

Estos tiempos son elevados al compararlos con las buenas prácticas de protecciones y los códigos de redes de otras naciones, además, la limitación de estos deben ser establecidos por estudios que determinen los tiempos críticos de despeje de fallas.

El punto CC6.4.1 establece que las líneas de 138 kV o tensión superior **de hasta 5 km de longitud**, deberán contar con protección diferencial, protección de comparación direccional u otra protección con prestaciones similares. El OC será el responsable de comprobar la activación de estas protecciones.

Una longitud de 5 km no es un referente adecuado para determinar si una línea es corta o larga, las buenas prácticas sugieren utilizar medidas como el Source Impedance Ratio (SIR). Además tampoco se especifica el tipo de protección a utilizar para líneas de menor tensión.

El punto CC6.4.2 establece que **las líneas de mayor longitud** deberán contar con protección de distancia con interdisparo mediante transmisión de onda portadora u otro esquema de comunicación, protección direccional de tierra, protección direccional de fase, protección de sobrecorriente de tierra y protección de sobrecorriente de fase.

El caso dominicano no establece los detalles de las funciones y características que deben poseer las protecciones de líneas, transformadores, capacitores y barras.

El punto CC6.4.3 establece que cada terminal de protección deberá **incluir disparo unipolar y/o tripolar y esquema de recierre**. El recierre tripolar deberá efectuarse utilizando verificador de sincronismo. El OC determinará a través de estudios, los puntos donde se instalaran cierre tripolares.

Este punto al especificar unipolar y/o tripolar, se interpreta que con uno de los dos tipos de disparo es suficiente, cuando debería unipolar y tripolar.

4.2.2.3 Documentación Técnica

El punto CC8.1.1 establece que la documentación técnica a presentar por todo agente que solicite su conexión al SENI, deberá presentarse **a la SIE por lo menos con 60 días de anticipación** a la fecha de puesta en servicio. La SIE dispondrá de un **plazo máximo de 45 días** a partir de recibida la solicitud del interesado para efectuar dicha verificación. **Vencido este plazo** sin que la SIE emita su pronunciamiento, se considerará que las obras **cumplen con los requisitos necesarios** para entrar en operación.

Se debe especificar que los 60 días empiezan a contar cuando se entregue el total de la información requerida.

El punto CC8.2.1 establece que al solicitar su conexión al SENI los agentes deberán presentar a la SIE, al OC y a los agentes involucrados en el punto de conexión, según corresponda, la siguiente documentación:

1. Plano de ubicación del punto de conexión.
2. Esquema unifilar y descripción de las instalaciones de vinculación con el SENI.
3. Esquema y descripción de las instalaciones a vincular.
4. Cronograma de trabajos.
5. Estudios eléctricos de operación.
6. Documentación requerida en el capítulo V del título IX del RLGE, en particular lo establecido en su artículo 337 (Requisitos de los equipos de medición comercial).

El punto CC8.3.1 establece que antes de la puesta en servicio de las nuevas instalaciones los agentes que soliciten una conexión deberán presentar los **estudios eléctricos actualizados** necesarios para definir las especificaciones de los equipos de conexión.

El punto CC8.3.2 establece que los estudios eléctricos deberán permitir **evaluar los efectos** de las cargas pronosticadas, así como la incorporación de nuevas unidades generadoras, instalaciones de transmisión y nuevas conexiones de carga, de esta forma se podrá conocer el comportamiento del Sistema de Transmisión. Al mismo tiempo deberán permitir **identificar las acciones correctivas necesarias** para eliminar las deficiencias.

En el supuesto caso de que el nuevo agente al interconectarse al sistema modifique las condiciones de explotación normales y de falla, **será responsable de los costos relacionados con las modificaciones correctivas**, a fin de eliminar deficiencias, incluyendo el reemplazo de equipos propiedades de tercero, conectados previamente en el punto.

El punto CC8.3.3 establece que los estudios eléctricos deberán verificar los siguientes aspectos:

1. Comportamiento del SENI en condiciones estacionarias.
2. Máxima capacidad de transferencia de potencia en elementos críticos, de manera que asegure una operación segura y confiable.
3. Comportamiento del SENI como consecuencia de fenómenos transitorios producidos por perturbación o maniobras.
4. Límites y restricciones del Sistema de Transmisión.

Este carece de detalles de los aspectos que se deben considerar para la realización de los estudios y que se debe verificar en cada uno de ellos. Adicionalmente no se consideran estudios para cargas especiales, como son de armónicos; para líneas de

extra alta tensión, como transitorios electromagnético y swicheos, además de los casos para las energías no convencionales.

El punto CC8.4.1 establece que a mas tardar **60 días antes de la fecha de energización** de un punto de conexión, el agente responsable deberá presentar a la SIE con copia al OC la información detallada en el Anexo 1. Esta se detalla a continuación:

1. Datos de diseño de unidades generadoras.
2. Parámetros de respuestas de unidades generadoras.
3. Datos de subestaciones.
4. Datos de líneas de transmisión.
5. Ajustes de equipos de control y protección de subestaciones.
6. Ajustes de equipos de control y protección de generadores.
7. Características de demandas.

Estas planillas establecen una serie de datos que no son útiles y carecen de otros que si lo son. Adicionalmente no se cuenta con planillas para centrales de energía renovables, entre otras.

El punto CC8.4.3 establece que cada agente será responsable de informar al OC toda vez que se produzca una modificación en algunos de los datos mencionados.

4.2.2.4 Señales al Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA)

El punto CC10.1.1 establece que todos los agentes según corresponda, deberán cumplir con los requisitos necesarios para la operación del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA). En el presente documento se especifican las **características de los enlaces de comunicaciones** necesarios y en Anexo 2 se detallan **las señales a proveer por cada agente**.

El punto CC10.1.2 establece que los centros de control propiedad de los agentes deben de **contar los equipos GPS** (sistema de posicionamiento geográfico) para sincronización de sus relojes.

El punto CC10.2.1 establece que las mediciones deberán obtenerse de aparatos cuya clase de precisión sea como mínimo la que se indica a continuación:

- Transformadores de corriente y voltaje → 1.0
- Transductores de voltaje y potencia activa → 1.0
- Transductores de corriente y potencia reactiva → 1.0

El punto CC10.2.2 establece que los transductores de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0.01 Hz.

El punto CC10.2.3 establece que el error de codificación de las mediciones analógicas convertidas a digitales no deberá superar el 0.1%.

El punto CC10.2.4 establece que los convertidores analógicos digital (A/D) deberán tener capacidad de control de integridad en dos puntos ($\pm 90\%$) de su rango normal de escala.

El punto CC10.2.5 establece que cada ciclo de transmisión al Centro de Control de Energía no deberá exceder los 10 segundos, con datos de antigüedad no mayor de 20 segundos.

El punto CC10.3.1 establece que el estado de los interruptores y seccionadores deberá ser transmitido al CCE en el ciclo siguiente al de ocurrencia del cambio y toda vez que lo solicite el operador del CCE.

El punto CC10.3.2 establece que la posición de los conmutadores de tomas (taps) de los transformadores podrá transmitirse de la misma forma que los estados o bien en forma cíclica, junto con las mediciones.

El punto CC10.3.3 establece que las alarmas deberán ser transmitidas al CCE en el ciclo siguiente al de ocurrencia.

El punto CC10.3.4 establece que la información referida a estados deberá ser enviada conjuntamente con el horario de ocurrencia de los cambios. Ese horario deberá corresponder a la hora de referencia establecida por el CCE, con un error no superior a los 5 milisegundos.

Este no incluye requisitos de disponibilidad de equipos, ni tampoco los pasos a seguir por los agentes para la inclusión de nuevos puntos. Además de que estos ya no se adaptan a las nuevas tecnologías.

4.2.3 Aplicación de Código de Conexión Dominicano

Durante los años 2011 y lo que ha transcurrido del 2012, según el Organismo Coordinador se han presentados 60 solicitudes de conexión, de las cuales algunas han sido autorizadas a conectarse por la SIE de manera provisional hasta tanto cumplan con la totalidad del código. Esta autorización provisional no concuerda con lo estipulado en el **punto CC9.2** que establece que para la energización es ineludible haber presentado los siguientes puntos:

- La documentación de planeamiento (estudios, planos, etc.).
- Información técnica.
- Acuerdo de responsabilidad operativa.
- Sistema de medición comercial.
- Tener en operación el sistema SCADA.
- Todas las autorizaciones gubernamentales.

Equipo o Instalación	Tipo de autorización otorgada por la SIE	Fecha de la autorización de la SIE	Fecha de culminación del plazo otorgado por la SIE	Estado del cumplimiento del Código de Conexión a la fecha presente	Cuestiones pendientes por cumplir a la fecha presente
LINEA HAINAMOSA-LOS MINA-PALAMARA	PROVISIONAL	25-Apr-11	25-Jul-12	PARCIAL	SCADA
GRUPO RAMOS UNR	DEFINITIVA	19-Jun-11	INDEFINIDO	PARCIAL	DATOS PLANILLA A.1.5
SUBESTACIÓN REMODELADA DE FALCONDO	PROVISIONAL	22-Jul-11	10-Oct-11	PARCIAL	SCADA
PARQUE EOLICO LOS COCOS	PROVISIONAL	20-Sep-11	20-Dec-11	PARCIAL	SCADA
TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN LOS COCOS	PROVISIONAL	20-Sep-11	20-Dec-11	PARCIAL	SCADA, ACUERDO DE RESPONSABILIDAD OPERATIVA
CENTRAL PARQUE EOLICO QUILVIO CABRERA	PROVISIONAL	10-Oct-11	10-Jan-12	PARCIAL	ACUERDO RESPONSABILIDAD OPERATIVA, PLANILLA A1.6, ACLARACION DEL ESQUEMA DE MEDICION COMERCIAL COMPARTIDA CON LOS COCOS
SUBESTACIÓN DUVERGE 69/138 KV	PROVISIONAL	19-Oct-11	INDEFINIDO	PARCIAL	SCADA
SUBESTACIÓN ENVIROGOLD (LAS LAGUNAS)	PROVISIONAL	20-Dec-11	INDEFINIDO	PARCIAL	SCADA, PROTECCION DE RESPALDO
CENTRAL SAN LORENZO	PROVISIONAL	22-Feb-12	22-May-12	PARCIAL	SCADA
LINEA HAINAMOSA-LOS MINA-PALAMARA	PROVISIONAL	3-May-12	3-Aug-12	PARCIAL	SCADA

Muchas de estas instalaciones, no cumplieron con los requerimientos del código, a pesar de que se cumplió el plazo provisional establecido por la SIE, la cual no ha tomado ninguna acción conocida para asegurar el cumplimiento. En la tabla se puede notar que el punto que mayormente está pendiente es el relativo a los sistemas SCADA.

Adicional a estos se han presentados casos de entrada de instalaciones que ponen en riesgo la seguridad del sistema, debido a que la zonas donde son instaladas no cumplen con el criterio de seguridad N-1. Esto se debe principalmente a que se planifican las obras considerando ciertos refuerzos en la red, que finalmente no son construidos para la puesta en servicio. El código de conexión no establece en ningún punto que especifique que los estudios deben incluir análisis para evaluar que se cumpla con este nivel de seguridad. Este problema se arrastra desde la planificación de

la red, ya que en la actualidad no contamos con un código de planeación que trace las pautas a seguir.

Otro punto a destacar es que al SENI se han integrado en los últimos años empresas de minería, las cuales tienen cargas considerables y con características especiales, además de líneas de alta tensión (230 kV y 345 kV) y parques de generación a través de fuentes no convencionales. El código de conexión actual no considera ninguno de estos tipos de instalaciones.

4.2.4 Resumen Aspectos a Mejorar en el Código de Conexión Dominicano

En la tabla siguiente se muestra un resumen de los aspectos en los cuales debe mejorar el Código de Conexión Dominicano.

Problemas	Posible Solución
El CC no considera generadores no convencionales.	Incluirlos en el CC.
El CC no considera demanda con características especiales.	Incluirlos en el CC.
El CC solo es aplicable a los puntos de conexión entre agentes, solo el SCADA es para todo el sistema de transmisión.	Modificar el punto, estableciendo que también aplica para todo el sistema de transmisión.
Solo establece que las protecciones deben ser congruentes en el punto de conexión, y no considera los extremos de las líneas.	Especificar que estas también deben ser congruentes con los extremos de las líneas.
No especifica el tipo de protección de respaldo que deben tener las instalaciones.	Especificar los tipos de protección de respaldo, diferenciando los respaldos remotos y locales.
Los tiempos de despeje de fallas son altos en comparación con la experiencia internacional y las nuevas tecnologías.	Reducirlo a niveles acordes a las nuevas prácticas, e incluir que estos sean comparados con los tiempos críticos de fallas.
Considera como líneas cortas solo aquellas menores a 5 km, sin considerar el nivel de tensión ni la impedancia de la línea. Estas deben tener protección diferencial.	Se debe incluir que una línea que presente un Source Impedance Ratio mayor a 4, también debe ser considerada como corta, por lo tanto, también deberá tener protección diferencial.
No especifica las protecciones de las líneas menores a 138 kV, barras, transformadores y banco de capacitores	Incluirlos en el CC.

Problemas	Posible Solución
Al especificar que las terminales de protección deben contar con disparo tripolar y/o unipolar, deja abierta la posibilidad de que se instale solo uno de los dos tipos	Cambiar el y/o solo por y, y especificar que solo es para las líneas de transmisión.
El plazo de 60 días para revisar la documentación no establece que este se inicia cuando se entregue toda la información.	Establecer que el plazo inicia al completar toda la información.
Los requerimientos de estudios son muy generales, se muestran pocos detalles de lo que se debe verificar mediante estos.	Establecer los análisis que se deben realizar para cada tipo de estudios.
Las planillas de datos solicitan datos obsoletos y a la vez carecen de datos importantes. Estas tampoco incluyen generación no convencional, entre otros.	Actualizar c/u de las tablas
Los requisitos del sistema SCADA no están acordes a los nuevos tiempos.	Actualizar los requisitos del SCADA
No incluye requisitos para la declaración comercial.	Incluirlos en el CC.
No incluye requisitos para retiro de instalaciones.	Incluirlos en el CC.
No considera ningún criterio de pre-aprobación para antes del inicio de la construcción, este solo se limita a 60 días.	Incluirlos en el CC, considerando los estudios que exige la normativa actual para solicitar acceso al SENI.

5. Experiencia Internacional

5.1 Caso Español – Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

El código de red de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares de España fue emitido mediante resolución de la Secretaria General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. En esta se establecen el conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Este es un anexo que contiene diferentes procedimientos de operación del sistema, como son previsión de la demanda, planes de mantenimiento de unidades de producción y redes de transporte, servicios complementarios, criterios de operación, criterios generales de protección, instalación y funcionamiento de automatismos,

solicitudes de acceso para conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte, entre otros.

5.1.1 Solicitudes de acceso para conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.

El proceso de solicitud de nuevo acceso está normado por el procedimiento P.O.12.1 y en este se establecen:

- Las condiciones de acceso de nuevas instalaciones a la red de transporte de energía eléctrica o ampliación de las existentes, el proceso de solicitud asociado, el suministro de información y los criterios empleados por el operador del sistema, para la concesión o denegación de las solicitudes de acceso, así como los criterios para establecer, en caso de denegación, alternativas para el acceso.
- Las condiciones de conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o ampliación de las existentes, el proceso de solicitud asociado, el suministro de información y los criterios empleados en el proceso por el operador del sistema.

El punto 4.1 establece que todos los agentes tienen derecho a conectarse a la red de transporte, y dicho derecho solo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro.

Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso.

El punto 4.2 establece que la determinación de la capacidad de acceso y la definición de eventuales refuerzos tendrán en cuenta los criterios de seguridad, regularidad y calidad de suministro, siendo el horizonte temporal el correspondiente al último plan o programa de desarrollo aprobado.

En la determinación de la capacidad de acceso serán de aplicación los siguientes criterios:

- Acceso para el consumo: El operador del sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de transporte como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, con la garantía de suministro establecida de la aplicación de los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema.
- Acceso para generación: El operador del sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto considerando el consumo previsto para el horizonte de estudio y sobre la red de referencia y cumpliendo con las siguientes condiciones:
 - En condiciones de disponibilidad total de la red y situaciones de indisponibilidad establecidas en los procedimientos de operación de los SEIE, cumpliendo los criterios de seguridad y del sistemas establecidos para esta situación.
 - Cumplimiento de las condiciones de seguridad, regularidad y calidad referidas al comportamiento dinámico del sistema aceptable en los regímenes transitorios y otros criterios.

El punto 4.3 establece que las solicitudes de acceso se deben realizar al operador del sistema. Esta debe contener la información necesaria para la realización por parte del operador del sistema de los estudios para establecer la existencia de capacidad de acceso.

La solicitud de acceso será admitida cuando el solicitante haya completado debidamente la solicitud con la información referida en el anexo correspondiente y esta haya sido recibida por el operador del sistema.

Una vez completada la información requerida, el operador del sistema informará en el plazo máximo de 2 meses sobre los siguientes aspectos:

- La existencia de capacidad suficiente de la red de transporte en el punto solicitado, en virtud de lo establecido en la normativa.
- La solución de conexión adoptada conforme a las directrices básicas de mallado de red y, en general, de diseño y desarrollo de la red de transporte.
- En su caso, este informe contendrá propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o, si ello fuere posible, de realización de los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso.

Ante la falla de emisión del informe por parte del operador del sistema, el solicitante podrá plantear un conflicto ante la autoridad competente.

El punto 5 establece que una vez obtenido el informe favorable del operador del sistema sobre la existencia de suficiente capacidad de acceso a la red de transporte en el punto requerido, el agente peticionario presentará a la empresa transportista propietaria de la red ya existente en dicho punto, el proyecto básico de la instalación, su programa de ejecución.

Para la conexión de las nuevas instalaciones, el proceso de solicitud de acceso y de solicitud de conexión podrá llevarse a cabo de manera simultánea, siendo en todo caso la concesión previa de acceso requisito necesario e imprescindible para la concesión del permiso de conexión. La empresa propietaria del punto de conexión tendrá en cuenta, en la elaboración de su informe, los requisitos establecidos en:

- P.O.11.1. Criterios generales de protección de la red de transporte.
- P.O.11.2. Criterios de instalación y funcionamiento de automatismos.
- P.O.11.3. Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema.
- P.O.12.2 Requisitos mínimos de equipamiento de las instalaciones conectadas a la red de transporte.

5.1.2 P.O. 11.1: Criterios generales de protección

El punto 3 de este procedimiento establece que los equipos que constituyen el sistema de protección de la red de transporte e instalaciones a ella conectada deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el operador del sistema en el documento de “Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares”.

Cada agente será responsable de sus instalaciones estén acordes con los criterios, a requerimiento del operador del sistema. Estos informaran sobre las carencias existentes y los plazos para su resolución.

El operador del sistema revisará periódicamente los criterios generales de protección, en función de la problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la autoridad competente. Para estas revisiones contará con la colaboración de los agentes implicados.

El punto 4.1 establece que para fallas internas en sus instalaciones, los generadores ajustarán sus protecciones evitando que los grupos desconecten innecesariamente, y por otro lado asegurando la actuación requerida para cada caso, con el fin de evitar una evolución que afecte al resto del sistema. En caso de fallas externas, como cortocircuitos en la red de transporte, desequilibrio generación-carga, o variaciones bruscas de tensión, las protecciones de los generadores deberán dar prioridad a la actuación de las propias protecciones de la red de transporte en la solución del problema.

El punto 4.2 establece que las protecciones de los elementos de la red de distribución frontera con la red de transporte deberán tener en cuenta los criterios de ajustes establecidos en la red de transporte, de forma que se garantice un comportamiento selectivo ante faltas internas en la red de distribución.

5.1.3 P.O.11.2: Criterios de instalación y funcionamiento de automatismos.

En el punto 4.3 se establece que el objetivo de los automatismos de deslastre de carga es aliviar el hundimiento de la frecuencia o tensión, en caso de un fuerte desequilibrio generación-demanda o perturbaciones en el sistema eléctrico.

La carga a deslastrar y la características de los sistemas de deslastre serán establecidos en los planes de deslastres correspondientes.

El punto 9.2.2.2 del P.O.1 establece que el operador del sistema determinará:

- Los nudos de la red en los que deberá deslastrarse la carga.
- La magnitud de la potencia a deslastrar y la empresa de distribución suministradora de dicha potencia.
- La asignación de la potencia que deberá deslastrar cada empresa de distribución será función directa de su cuota de mercado correspondiente al último año en la zona afectada.

5.1.4 P.O.11.3: Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos

El punto 3 de este procedimiento establece que el operador del sistema creará y coordinará un grupo de trabajo conjunto con las empresas transportistas y generadoras, así como con los gestores de distribución y consumidores conectados directamente a la red de transporte afectados, para analizar la información relativa a los incidentes y para valorar la actuación de los sistemas de protección y automatismos ante incidentes que se hayan producidos en el sistema.

De los análisis efectuados se podrán derivar las actuaciones necesarias para la instalación, mantenimiento y ajustes de los sistemas de protección y automatismos, estableciéndose un plazo para que su propietario proceda a la resolución de las anomalías o carencias detectadas.

5.1.5 P.O.9: Información a intercambiar con el operador del sistema

En el punto 7 de este procedimiento se establece que el operador del sistema debe recibir en su sistema de control de la operación en tiempo real y de forma automática toda la información de las instalaciones de transporte y producción, incluida la generación en régimen especial y la red observable.

Las informaciones a captar se han clasificado de la siguiente manera:

1. Señalizaciones.- Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estado de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).
2. Alarmas.- Incluye señalizaciones de acciones de dispositivos o eventos, que por la naturaleza de la captación son pulsos de muy corta duración. Esto incluye, aunque no exclusivamente, actuaciones de protecciones que provocan apertura de interruptores.
3. Anomalías.- Incluye señalizaciones asociadas a posiciones o estados de funcionamiento normal/anormal de equipos o elementos. Cada anomalía vendrá indicada por un estado cerrado independientemente de cual sea el estado físico del dispositivo de captación.
4. Medidas.- Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación.

Existe un anexo donde se detallan todas las señales a captar.

5.1.6 P.O.13: Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Como parte del proceso de planificación se deben considerar criterios de seguridad, que incluyan contingencias de nivel 1 (n-1) y nivel 2 (n-x). Para contingencias de nivel 1 el sistema debe ser aceptable según los límites que según los límites que se establecen en este apartado.

Las sobrecargas transitorias permitidas en situación de contingencia son las siguientes:

- Un 15% para líneas aéreas. En cables subterráneos y submarinos no se permiten sobrecargas.
- Un 15% para los transformadores en invierno y un 10% en primavera y otoño en contingencias de nivel 1. Para contingencias mayores se admitirán sobrecargas de un 20% en invierno, 15% en primavera y otoño y el 10% en verano.

Los límites de tensión permitidos en situación de contingencia son los siguientes:

- 0.93 a 1.11 p.u. para los elementos de la red 220 kV.
- 0.93 a 1.1 p.u. para los elementos de la red 132 kV.
- 0.91 a 1.09 p.u. para los elementos de la red a 66 kV.

Para los análisis de comportamiento dinámico se tendrá en cuenta la respuesta transitoria del sistema frente a contingencias:

- Pérdida intempestiva de grupos de generadores importantes.
- Cortocircuitos trifásicos en las líneas que ocasionen las peores condiciones de evacuación de grupos de generación importantes, situando la falla en el extremo próximo al generador y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección, tanto en selectividad como en tiempo de despeje.
- Cortocircuitos trifásicos en líneas de transporte con carga elevada y que ejerzan funciones de interconexión interzonal. Se estudiará la situación de la falla en ambos extremos y bajo la hipótesis de actuación correcta del sistema de protección, tanto en selectividad como en tiempo de despeje.

Se evaluará el impacto que las nuevas instalaciones introduzcan en los tiempos críticos de despeje de fallas, para lo cual se calcularán dichos tiempos.

No debe perderse más generación y/o mercado de lo postulado en cada contingencia por propia selectividad; por consiguiente se vigilará que no se produzcan pérdidas de

sincronismo en generadores y que durante el hueco de tensión no se den condiciones de disparo de relés de mínima tensión que afecten a la generación y/o mercado.

No debe perderse ningún elemento de transporte adicional al postulado en la contingencia n-1, por lo tanto se vigilará que en las oscilaciones de potencia no se alcancen condiciones de disparo por protecciones mientras no se alcance el régimen permanente. Se comprobará que no aparezca ninguna pérdida de sincronismo en líneas y/o transformadores.

Se comprobará que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la red de transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes. Se buscará que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas.

Para la capacidad máxima de generación y suministro en un nudo se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- a) Desde el punto de vista de los análisis estáticos, los límites que resulten de la aplicación de contingencias n-1.
- b) Desde el punto de vista de la estabilidad dinámica del sistema, todas las nuevas subestaciones deben cumplir con el criterio de máxima capacidad de producción y suministro de la demanda por nudo o zona eléctrica.

Con respecto al diseño de las líneas de transportes, este establece que no se permiten configuraciones en "T". Y en los procesos de planificación se procurará eliminar las configuraciones en "T" existentes.

Para las pruebas en vacío el transportista titular de la instalación procederá a la elaboración de los protocolos de pruebas y a la ejecución y verificación de estas.

El protocolo contemplará las comprobaciones necesarias que permitan:

-
- Evaluar el comportamiento de los equipos y sistemas para las condiciones previstas de funcionamiento.
 - Comprobar que las características de diseño se ajustan a las previstas.
 - Verificar el diseño de las instalaciones.

Los protocolos incluirán los criterios de aceptación y/o rangos de valores admisibles para cada una de las comprobaciones a efectuar.

Las pruebas en vacío se realizarán de acuerdo con los protocolos correspondientes, cumplimentando todo lo requerido en éstos, y serán realizadas por personal debidamente cualificado conforme a la legislación vigente.

Una vez ejecutadas las pruebas en vacío se verificarán los correspondientes protocolos, significando esta verificación la conformidad final respecto a los datos de diseño.

Para la programación de las pruebas en tensión y de la puesta en servicio de la nueva instalación, la empresa propietaria de la misma tramitará ante el operador del sistema su propuesta con antelación suficiente, mínima de dos meses, de forma que pueda ser integrada en el plan anual de mantenimiento de la red de transporte.

En los protocolos de pruebas con tensión se deben incluir los apartados necesarios para registrar las distintas medidas y comprobaciones a realizar en la instalación y los criterios de aceptación y/o rangos de valores admisibles. Estas pruebas deberán ser realizadas por personal calificado.

Si durante el transcurso de las pruebas se hubieren detectados defectos de actuación en la instalación, el transportista procederá a repetir las pruebas una vez corregidos los defectos detectados, no pudiéndose poner en servicio instalación alguna que no haya superado satisfactoriamente las pruebas previstas.

5.2 Caso Chileno – Sistema Interconectado Norte Grande

El código de red del sistema chileno es conocido como la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. Este fue emitido en octubre de 2009 por la Comisión Nacional de Energía.

La ley general de servicios eléctricos y su reglamentación vigente establecen que el objetivo general de este es establecer las exigencias de seguridad y calidad de servicio de los sistemas interconectados (SI).

Las principales materias contempladas en esta norma técnica son:

- Las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones y sus equipamientos.
- Los sistemas de información y comunicación requeridos.
- Los estándares mínimos que debe cumplir la operación de cada sistema.
- Los estudios de programación para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio.
- La programación y gestión de la seguridad y calidad de servicio.
- La habilitación y monitoreo de las instalaciones y sus equipamientos.
- La información técnica del sistema interconectado.

Como exigencia general la norma chilena establece que las condiciones de aplicación específica respecto a los estudios del sistema, procedimientos, metodologías, formatos y criterio de detalles serán establecidos por la Dirección de Operación del CDEC (DO) y la Dirección de Peaje del CDEC, según corresponda.

Entre los procedimientos y Estudios de la DO y DP tenemos:

- Cálculo del nivel máximo de cortocircuito.
- Requisitos técnicos mínimos de las instalaciones que se interconectan al sistema interconectado.
- Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos del Sistema de Información de Tiempo Real (SIRT).

-
- Información técnica de instalaciones y equipamiento.
 - Verificación de la coordinación de las protecciones.

5.2.1 Exigencias mínimas para el diseño de las instalaciones

Las instalaciones de unidades generadoras que operen en sincronismo y las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas y condiciones básicas:

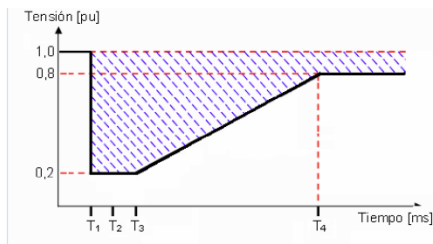
- El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizará de acuerdo a las normas chilenas aplicables. Cuando dichas normas nacionales específicas no existan, se aplicarán normas internacionales emitidas por organismos como la IEC, IEEE, etc.
- Para asegurar la calidad asísmica, en el diseño se aplicarán las normas chilenas. Cuando no existan, se especifican otras.
- Deberán soportar al menos el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en cada punto del sistema interconectado.
- Deberán disponer de un nivel de aislación del equipamiento del sistema interconectado en los puntos de conexión debidamente coordinado con aquel del equipamiento al cual se conecta.

Las instalaciones y equipamientos de medios de generación que operen en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- Si la potencia nominal de cualquier nueva unidad generadora que se instale en un SI, es mayor que la potencia nominal máxima de la mayor unidad existente, el propietario de la nueva unidad deberá realizar estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para demostrar que su desconexión intempestiva del SI, ya sea por causas propias o externas, no producirá desconexiones automáticas de carga adicionales por subfrecuencia respecto de aquellos causados por la salida de las unidades generadoras existentes.
- La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

-
- El tiempo máximo para despeje de falla (TMDF) en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos, el cual será determinado por el propietario.
 - Cada unidad generadora conectada al SI, deberá disponer de la protección de respaldo para fallas en instalaciones del Sistema de Transmisión, debiendo los propietarios de dichas instalaciones disponer de similar protección para fallas que ocurran en las instalaciones de la unidad generadora.
 - Los interruptores del punto de conexión de las unidades generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes.
 - El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten al área del punto de conexión deberá estar coordinado en forma previa a la conexión de acuerdo a lo que establezca el Estudio Específico que desarrolle la DO para tal efecto.
 - Las protecciones de máxima y mínima frecuencia deberán estar coordinadas de acuerdo a los límites de frecuencia establecidos.
 - Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.

En **el artículo 3-8** la norma técnica chilena establece que las unidades de un parque eólico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio cuando la tensión en el Punto de Conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la figura que se indica a continuación.



Siendo:
 $T_1 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.
 $T_2 = T_{MDF}$
 $T_3 = T_2 + 20$ [ms]
 $T_4 = 1000$ [ms]

El artículo 3-28 establece que las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán estar equipadas con esquemas de protecciones eléctricas que sean capaces de aislar el componente fallado en forma rápida, oportuna y selectiva ante la ocurrencia de cortocircuitos entre fases y a tierra. Además, dichas protecciones deberán estar respaldadas local o remotamente frente al evento que ante la ocurrencia de una falla en la instalación protegida, uno de los elementos que constituye el esquema de protección no cumpla su función. Dichos sistemas de protecciones dependen del nivel de tensión de la instalación.

La norma técnica chilena en su **artículo 3-29** establece que las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Troncal deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática.

Las subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal, sin alterar la configuración topológica del sistema.

5.2.2 Capítulo 4. Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación

En el **artículo 3-36** la norma chilena establece que las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán contar con el sistema de comunicación para proveer al centro de despacho y control toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en tiempo real. Sin perjuicio que la DO y el centro de despacho del SI puedan requerir otras magnitudes adicionales, el conjunto mínimo de magnitudes a supervisar será el indicado a continuación:

- Flujos de potencias activa y reactiva por cada línea del Sistema de Transmisión, medido en cada extremo de la línea e indicando la dirección del flujo.
- Flujos de potencia activa y reactiva por equipo de transformación, indicando la dirección del flujo.
- Tensiones de barra.
- Potencia reactiva inyectada o absorbida por los equipos de compensación de potencia reactiva.
- Frecuencia medida en diferentes barras del Sistema de Transmisión.
- Temperatura ambiente en subestaciones con barras en nivel de tensión igual o superior a 66 kV.

Asimismo, deberán obtenerse señales para supervisar, como mínimo, los siguientes estados:

- Posición de interruptores de líneas y transformadores.
- Posición de los tap de los transformadores con regulación bajo carga, con indicación de operación remota.
- Posición de interruptores asociados a los equipos de compensación de potencia reactiva.
- Estado Local / Remoto de los controles accionados a distancia por telecomando.
- Indicación de alarmas.

La norma chilena establece en su **artículo 4-7** que los Coordinados deberán instalar los equipos que intervienen en la adquisición de datos con una precisión Clase 2 ANSI, esto es, 2 % de error, u otra Clase de menor error.

En **el artículo 4-13** se establece que los Coordinados deberán asegurar que su equipamiento de comunicación dispone del respaldo de alimentación necesario para evitar que se interrumpa su comunicación como consecuencia de una interrupción de suministro eléctrico.

En **el artículo 4-16** se establece que la información requerida para el SITR debe contar con la debida sincronización horaria, para lo cual será transmitida al centro de despacho con su marca de tiempo real de ocurrencia, entendiéndose por tal, la indicación de la Hora Oficial de ocurrencia de cada evento, con un error de + 5 [ms], respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón que defina la DO.

El artículo 5-5 del capítulo de estándares de seguridad y calidad del servicio establece que la planificación para el desarrollo del SI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

El artículo 6-35 del capítulo de estudios para la programación de la seguridad y calidad de servicio establece que el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones que debe realizar la DO, cuya periodicidad será cada dos años y que podrá ser revisado y ajustado en períodos menores si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar sus resultados, tiene por objeto confirmar que el desempeño de los sistemas de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia, barras y unidades generadoras, garantizan al menos:

- La Calidad del Suministro al proteger debidamente a las instalaciones;

-
- La actuación selectiva en el menor tiempo posible ante la ocurrencia de fallas en las instalaciones protegidas o en sus inmediaciones;
 - Un adecuado respaldo ante fallas en instalaciones adyacentes que no han sido aclaradas a tiempo por los interruptores correspondientes; y
 - Que no representa un comportamiento adverso a los efectos causados por oscilaciones de potencia que se produzcan durante transitorios electromecánicos.

Para las fallas, se considerarán cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases, aplicados en localizaciones próximas al punto de ubicación de cada relé de protección y en localizaciones distantes hasta 2 niveles de adyacencia, es decir, hasta 2 puntos o conexiones eléctricas distantes del punto que supervisa o protege el mencionado relé.

5.2.3 Procedimiento DO: Interconexión, Modificación y Retiro de instalaciones del SING

En **el artículo 4** se establece que la Empresa Solicitante de la interconexión de nuevas unidades generadoras, instalaciones del sistema de transmisión e instalaciones de clientes sujetas a la coordinación del CDEC-SING, deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses a la Comisión Nacional de Energía, a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, al Presidente del Directorio y a la DO.

En **el artículo 5** se establece que el retiro o modificación de una instalación del SING, deberá ser comunicada por escrito a la Comisión, a la Superintendencia, al Presidente del Directorio y a la DO, con una anticipación mínima de:

- 24 meses en el caso de unidades generadoras o componentes de unidades generadoras no clasificadas como Pequeño Medio de Generación, en adelante PMG,
- 12 meses para PMG, y
- 12 meses para instalaciones de transmisión.

El artículo 15 establece que la entrega a la DO de la información requerida para la verificación de las Exigencias Mínimas establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante la NT, y en el Procedimiento “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SING”, a más tardar 45 días corridos antes de la puesta en servicio de la instalación.

El artículo 17 establece los informes a realizar por la empresa solicitante, los cuales serán los siguientes:

- Estudio de comportamiento sistémico, donde se analiza el comportamiento estático y dinámico del sistema, identificando niveles de tensión, transferencias de potencia, frecuencia en barras y ángulos de rotor, amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, en condiciones normales de operación y frente a fallas, según corresponda.
- En dichos estudios se deberá exponer claramente el efecto que tendrá la interconexión o modificación de la instalación sobre la Seguridad y Calidad de Servicio del sistema, en particular, la detección de eventuales condiciones de sub o sobretensión, sobrecarga, sub o sobrefrecuencia, pérdida de sincronismo, oscilaciones con bajo amortiguamiento, entre otras.
- Estudio de Coordinación de Protecciones: el cual deberá contener al menos:
 - Diagrama unilineal de las protecciones asociadas con la instalación a ser interconectada o modificada, según corresponda.
 - Capítulo descriptivo de las protecciones, identificando al menos los relés, su marca, modelo, características, funciones de protecciones habilitadas en cada relé, y sus ajustes en formato print-out.
 - Análisis de coordinación, donde se estudie el desempeño de las protecciones frente fallas. Se deberán considerar fallas trifásicas, bifásicas a tierra y entre fases, monofásicas a tierra, con y sin impedancia de falla. El análisis deberá verificar el desempeño de todas las protecciones relevantes a la zona donde se incorporan las instalaciones sujetas a interconexión, considerando al menos un grado de adyacencia.

El artículo 24 establece que la Empresa Solicitante enviará a la DO, a lo menos 15 días corridos antes del inicio de los trabajos, el cronograma de actividades, especificando la siguiente información:

- Descripción de las pruebas a realizar previo a la interconexión, modificación o retiro de las instalaciones.
- Fecha de la interconexión, modificación o retiro de las instalaciones del SING.
- Para el caso de interconexión o modificación de instalaciones:
 - Programa de pruebas.
 - Descripción de la potencia eléctrica que demandará o generará durante las pruebas.
 - Fecha estimada para el inicio de la operación de la instalación.
 - Guías de Maniobras para las instalaciones que se encuentran en operación.
 - Sistema de medida que participa en la valorización de transferencias.
 - Condiciones especiales que requerirá para la ejecución de los trabajos o para las pruebas que se desarrollen.

En **el artículo 26** se establece que la Empresa Solicitante deberá tener habilitado el envío al Sistema de Información en Tiempo Real, en adelante SITR, de toda la información que la DO considere necesaria de las instalaciones que se modifican o interconectan al SING, al menos 5 días corridos antes de la primera energización, sincronización o inicio de las pruebas de puesta en servicio, según corresponda, y de acuerdo a lo estipulado en el Procedimiento DO que establece las variables a incorporar al SITR.

5.3 Caso Colombiano

El código de red del sistema colombiano fue emitido en julio de 1995 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la resolución CREG-025-95. Este ha sido actualizado en varias ocasiones y forma parte del reglamento de operación y será complementado con resoluciones emitidas por la propia CREG.

Forman parte del código de redes:

- El código de planeamiento.
- El código de conexión.
- El código de operación.
- El código de medidas.

El código de conexión colombiano establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

5.3.1 Procedimiento de conexión

El proceso de la conexión se inicia con la firma del contrato de conexión y se termina con la puesta en servicio de la conexión.

Para conexiones nuevas se deben seguir los siguientes pasos:

1. Con el concepto favorable de la conexión emitido por la Unidad de Planeamiento Minero Energética (UPME) y en coordinación con el Código de Planeamiento, se debe convenir y firmar el Contrato de Conexión.
2. El Usuario debe elaborar los diseños, planos, memorias de cálculo y especificaciones para la adquisición de los equipos y materiales electromecánicos y electrónicos y para la construcción de las obras civiles y el montaje.

La especificación de los equipos y la elaboración de los planos deben cumplir las normas técnicas internacionales IEC o sus equivalentes y las nacionales que sean aplicables.

3. El Usuario debe presentar para aprobación del Transportador los diseños, memorias de cálculo, especificaciones y planos, incluyendo como mínimo:
 - Lista de normas utilizadas.

-
- Configuración de la conexión y consideraciones técnicas de confiabilidad y seguridad para el STN.
 - Planos de la conexión.
 - Características técnicas requeridas para los equipos de patio, servicios auxiliares, protección, control y supervisión que correspondan a las exigencias del CC.
 - Los esquemas de protección y criterios para sus ajustes, equipos de medida para efectos comerciales/tarifarios, tablero frontera para supervisión y equipo registrador de fallas. Estos deben corresponder con las exigencias del CC.
 - Los esquemas de los sistemas de telecomunicaciones, indicando la integración al Centro Nacional de Despacho (CND) o Centro Regional de Despacho (CRD) de su cobertura.
 - La información requerida para la supervisión y control, lectura y registro de medidas de información comercial según lo requerido en el Código de Medida.

El Transportador en un plazo de 2 meses debe revisar y aprobar los diseños. Si el Transportador solicita correcciones o ampliaciones de la información, el plazo se contará a partir de la fecha en que el Usuario haya completado toda la documentación.

4. Después de aprobados los diseños, el Usuario puede iniciar los procesos de compra de los equipos y presentar reportes de pruebas tipo que satisfagan los requerimientos de las normas IEC, ANSI o NTC.
5. Antes del inicio de la construcción de las obras se debe informar al Transportador la programación de los trabajos principales y el nombre de la firma interventora contratada por el Usuario.
6. Se debe informar al Transportador la fecha de inicio de la pruebas de puesta en servicio y solicitar la supervisión de pruebas en sitio de los equipos e instalaciones. El modelo del protocolo de pruebas de puesta en servicio se debe entregar al Transportador con 2 meses de anticipación para revisión y aprobación, y será devuelto un mes antes de la fecha de puesta en servicio.

-
7. Después de ejecutadas las pruebas, aceptada la instalación y aprobado el informe de cumplimiento de normas, se autorizará la conexión y puesta en servicio de la instalación.
 8. Toda modificación deberá ser informada al Transportador, para su estudio y aprobación.
 9. En adelante, la operación y mantenimiento se deben hacer en conformidad con el Código de Operación y con el Contrato de Conexión.

Las conexiones que estén en operación o estuviesen en construcción antes de la aprobación del código de redes tendrán un plazo máximo de 4 años después de la fecha de aprobación del código de redes, para ajustarse a los requisitos técnicos mínimos de telecomunicaciones, protecciones, registro de fallas, supervisión y control establecidos.

5.3.2 Contrato de conexión

El Contrato de Conexión, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir la siguiente información básica:

- Definición de toda la terminología utilizada y la forma cómo debe interpretarse el Contrato.
- Determinación del objeto y el alcance del Contrato en términos generales, incluyendo las obligaciones que se impongan a los Transportadores y a los Usuarios.
- Obras y equipos que hacen parte de la conexión.
- Límites físicos de la propiedad.
- Convenir la responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, programado y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- Se debe especificar la duración y terminación del contrato.

5.3.3 Requisitos técnicos generales de la conexión

Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones en " T ", ni aun provisionalmente, de líneas de transmisión o transformadores a líneas del STN.

El usuario debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que la carga conectada al STN cumpla los requisitos por contenido de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 y por desbalance de fases y fluctuaciones de tensión que establezca la norma NTC o en su defecto por las normas internacionales.

Se exigirán mediciones de armónicos durante la puesta en servicio, siguiendo todos los procesos de uso de las cargas estableciendo mediciones por lo menos de una semana. Estas mediciones deberán estar de acuerdo con los estudios presentados.

Las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión, con una carga variable directamente conectada al STN, no deben exceder los valores establecidos en la norma NTC o en su defecto por los de la norma IEEE 555-3.

5.3.4 Requisitos para la conexión de generadores

Toda conexión entre un Generador y el STN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión.

Para asegurar el correcto control operativo entre Generador y Centro Regional de Despacho (CRD) y/o CND, según se consigne en el Contrato de Conexión, se deben establecer servicios de telecomunicaciones, según los siguientes requisitos:

- Servicio de Telefonía Operativa
- La telefonía operativa es el servicio por el cual el ingeniero/operador del Generador y el ingeniero/operador del CRD o CND, responsables del control del

sistema, se comunican entre sí, tanto en condiciones de operación normal como de emergencia.

- Servicio de Comunicación de Emergencia.

Los devanados de alta tensión del transformador conectado al STN de cada unidad (o grupo de unidades) de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra.

El Generador realizará los estudios de coordinación de protecciones y los someterá a aprobación del Transportador. Estos ajustes no podrán ser modificados unilateralmente por el Generador ni por el Transportador.

5.3.5 Requisitos para la conexión de distribuidores, grandes consumidores y otros transportadores

Toda conexión de un Usuario al STN debe ser controlada por uno o más interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión.

Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas de un Transportador, los sistemas locales de protección a instalarse deben ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas.

Se deben instalar protecciones de falla de interruptor y proveer el sistema de teledisparo mediante canales de teleprotección apropiados, tanto para esta protección como para las protecciones principales y de respaldo, cuando lo requieran, y se debe suministrar el sistema de recierre automático monopolar y tripolar de los interruptores de potencia de las líneas.

Si la conexión se hace en una subestación existente de un Transportador, en la ampliación de esta subestación se debe proveer la protección de falla de interruptor y

se debe proveer transformadores de corriente compatibles con los existentes para mantener el balance de protección de barras.

En toda conexión se debe instalar una protección de sobrecorriente direccional a tierra. Los interruptores de potencia deben tener dos bobinas de disparo diferentes, alimentadas por circuitos de corriente continua diferentes y se debe implementar la supervisión de estos circuitos de disparo.

Cada Distribuidor o Gran Consumidor debe hacer las provisiones de equipo necesarias para facilitar la desconexión automática de demanda por baja frecuencia, según lo requerido por el Código de Operación.

El Usuario debe suministrar con tres meses de anticipación a la puesta en servicio un estudio de coordinación de protecciones y calcular los ajustes definitivos. Antes de la puesta en servicio, el Transportador y el Usuario ajustarán las protecciones de los nuevos campos de conexión y otros puntos del STN que se modifiquen en razón de la conexión. Es requisito tener probados y calibrados los relés de protección de acuerdo con dichos ajustes para las pruebas de puesta en servicio.

En coordinación con el Transportador, CND y CRD respectivo, el Usuario deberá programar la ejecución de fallas reales en las líneas con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de interrupción, protección, control, registro de fallas y telecomunicaciones.

El objetivo de la prueba es verificar el correcto funcionamiento del sistema completo, la cual complementa las pruebas individuales de funcionamiento de cada equipo o subsistema. El Transportador supervisará estas pruebas y las aprobará.

Al finalizar las pruebas, el Usuario debe entregar al Transportador un Informe de Pruebas que contenga la información histórica y técnica de las pruebas y puesta en servicio.

5.3.6 Requisitos técnicos de las protecciones

Las protecciones deben ser preferiblemente de estado sólido de tecnología digital o numérica y deben cumplir la norma IEC 255. Si se seleccionan protecciones basadas en microprocesadores con varias funciones de protección simultánea, éstas deben ser duplicadas para proveer la confiabilidad requerida.

El esquema recomendado para cada circuito de línea de transmisión preferiblemente debe constar de dos protecciones principales con distinto principio de operación y debe ser tal que permita el mantenimiento de uno de los sistemas de protección sin sacar la línea de servicio, conservándose un nivel de protección adecuado.

En los esquemas de protección de líneas existentes equipadas con dos protecciones principales de igual principio de funcionamiento, como distancia - distancia, éstas se complementarán con relés direccionales de falla a tierra, 67N.

El esquema se debe complementar con:

- Localizador de fallas de lectura directa, el cual puede ser independiente o hacer parte de una de las protecciones principales. La indicación debe ser dada en unidades métricas (Km).
- En caso de líneas cortas el esquema de protección puede constar de esquema de comparación direccional y esquemas diferenciales de hilo piloto.

Los esquemas de protección de líneas deben ser complementados en cada subestación con:

- Relés de falla interruptor: Para actuar como respaldo local en caso de falla del interruptor (o interruptores) de línea.
- Protección de Barras: Serán del tipo de impedancia moderada o porcentual. Deben preverse en este sistema las ampliaciones futuras. El sistema debe dar señalización por fase. Los relés deberán permitir la conexión de CT's de diferente relación de transformación.

5.3.7 Requisitos técnicos de los sistemas de supervisión y control

En principio la propiedad de las RTUs deberá ser del propietario del equipo supervisado.

Las medidas que se supervisan, tanto en el CND como en los CRDs son: potencia activa y reactiva de líneas, transformadores y unidades generadoras; potencia reactiva de reactores, potencia reactiva de condensadores y tensión de barras.

Las entradas digitales comprenden las indicaciones utilizadas para señalar la posición de interruptores y seccionadores, las alarmas, los estados Local-Remoto para control automático de generadores, estado de conexión a control conjunto de generadores y la indicación de posición de derivaciones de transformadores con movimiento bajo carga con su indicación de operación remota.

Aquellas centrales generadoras que participan del sistema AGC reciben periódicamente los comandos de regulación enviados desde el CND o desde el CRD al cual estén conectadas a través de su respectiva RTU.

En caso de que en la central exista un sistema de control conjunto de potencia, la RTU debe entregar una señal de referencia ("set-point") o pulsos de subir/bajar al controlador conjunto, el cual distribuye la potencia requerida entre los diversos generadores conectados en ese instante a dicho esquema de control.

La RTU debe tener una disponibilidad mayor del 98% anual y una calidad del canal de 1×10^{-5} bits en error. En caso de no cumplir con esta disponibilidad, el CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que le permita la supervisión directa con este grado de disponibilidad.

5.4 Caso Peruano

El código de red del sistema peruano se encuentra actualmente en proceso de revisión, para ser aprobado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC). Este es conocido como Procedimiento de Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN.

Sus principales objetivos son:

- Establecer los criterios y requisitos mínimos para el diseño de las instalaciones eléctricas que se conectarán al SEIN, sin que éstas afecten las instalaciones de otros agentes.
- Establecer los requisitos, condiciones, responsabilidades y pasos necesarios para la conexión, modificación y retiro de las instalaciones eléctricas en el SEIN, así como del inicio y conclusión de la operación comercial de las unidades de generación y la integración de instalaciones de transmisión, en armonía con los principios y normas que regulan las funciones del COES.

5.4.1 Responsabilidades

Este procedimiento solo se limita a establecer las responsabilidades de los agentes y el COES durante los procesos de solicitud, evaluación y aprobaciones del ingreso, modificación o retiro de instalaciones. En ningún punto este establece como deben establecidas las responsabilidades de operación y mantenimiento de los puntos de conexión entre agentes.

En el punto 7 de este procedimiento se establece que:

- Todas las instalaciones que se conecten eléctricamente al SEIN deben cumplir con los requisitos y criterios mínimos de diseño que se encuentran detallado en el Anexo 1 del presente Procedimiento.
- Cuando sea necesario, por criterios de seguridad, estabilidad y/o calidad del SEIN, el COES podrá establecer mayores requerimientos de diseño para las instalaciones, los mismos que deberán estar técnicamente sustentados.

En el punto 17 se establece que en caso de que la solicitud de ingreso al SEIN o de su operación se refiera a instalaciones con tecnologías, no consideradas en el presente procedimiento, el COES podrá solicitar la información, estudios y otros requisitos que considere necesarios.

5.4.2 Documentación Técnica

El procedimiento peruano establece que los agentes deben enviar al COES una carta consultando cuales deben ser los alcances de los estudios de pre operatividad, en la cual deben precisar la cual debe incluir: Punto de conexión, Diagrama unifilar del proyecto, ubicación geográfica del proyecto, zona de influencia y características generales del proyecto.

Este estudio deberá considerar las instalaciones existentes, instalaciones proyectadas en ejecución y las que cuenten con un certificado de conformidad. En este estudio se debe mostrar que las instalaciones del proyecto han sido diseñadas para sin entorpecer la expansión del SEIN. Este debe contener: la ingeniería del proyecto, estudios de diseño y estudios eléctricos.

Dentro de los estudios según el tipo de instalación, se especifican:

- Estudios de recierre monofásicos.
- Estudios de sobretensiones por fenómenos de resonancia con fases abiertas.
- Estudios de estado estacionarios.
- Estudios de estabilidad.
- Estudios de transitorios electromagnéticos.
- Estudios de cortocircuitos.
- Estudios de armónicos.

Luego los agentes deben enviar al COES el estudio de operatividad, el cual debe demostrar de manera detallada el efecto de las nuevas instalaciones y definir los ajustes de las protecciones.

Estos deberán incluir los siguientes estudios:

- Estudios de estado estacionario.
- Estudios de coordinación de las protecciones.
- Estudios de estabilidad.
- Estudios de armónicos.
- Estudios de transitorios electromagnéticos.
- Protocolos de pruebas en fábrica de equipos.
- Planos y diagramas.
- Sistemas de medición comercial.

El detalle de lo que deben demostrar cada uno de estos estudios está definido en los respectivos procedimientos del COES.

Si transcurren 6 meses entre la presentación de los estudios de operatividad y las pruebas de puesta en servicio los estudios deben ser actualizados.

5.4.3 Conexión de instalaciones al SEIN

Todo aquel Titular del Proyecto de una unidad de generación que quiera comercializar la energía en el SEIN durante la etapa de Pruebas de Puesta en Servicio y que luego vaya a solicitar el Inicio de Operación Comercial, deberá contar previamente con la calidad de Integrante Registrado del COES.

Las pruebas de puestas en servicio deben ser solicitadas al COES con 20 días de anticipación.

Previo a la ejecución de pruebas de puesta en servicio el titular deberá realizar las pruebas en vacío y enviar una carta al COES informando el resultado favorable.

Dentro de la solicitud de puesta en servicio se deben incluir entre otras cosas las siguientes:

- Procedimiento de maniobras para mantenimiento.
- Programa y procedimiento de maniobras para la puesta en servicio.

Las empresas de generación deben presentar con su solicitud de operación comercial lo siguiente:

- Fichas técnicas completadas.
- Ajustes de los relés de protección, de acuerdo a lo que efectivamente se encuentre en la instalación ajustado en el campo.
- Los ajustes finales plasmados en los modelos matemáticos, luego de realizadas las Pruebas de Puesta en Servicio, de la unidad de generación, compensador o máquina eléctrica en general, del regulador de velocidad, regulador de tensión, y los estabilizadores de sistemas de potencia.
- Resultados de las pruebas de arranque, toma de carga, etc.

Las instalaciones de transmisión deben presentar con su solicitud de integración lo siguiente:

- Fichas técnicas completadas.
- Resultados de medición de los parámetros de línea. Se deberá incluir la medición de la impedancia de secuencia positiva, secuencia cero y acoplamiento mutuo, si existiera.
- Resultados de las pruebas End-to-End: Aplicable a las líneas de transmisión que cuenten con esquemas de teleprotección o protección diferencial de línea. En estos resultados se deberá verificar la operación del esquema de protección de la línea para diferentes tipos y ubicaciones de falla.
- Ajustes de los relés de protección de acuerdo a lo que efectivamente se encuentre en la instalación ajustado en el campo.

5.4.3.1 Conclusión de la Operación Comercial

Para la solicitud de Conclusión de Operación Comercial, la empresa Titular debe señalar explícitamente una de las siguientes causales:

- Que la Unidad de Generación haya cumplido su vida útil.
- Que la Unidad de Generación haya sufrido falla permanente y cuya recuperación es antieconómica.
- Que la Unidad de Generación no haya sido necesaria para la operación del SEIN en los últimos 2 años.
- Otra causa asociada al negocio de la empresa titular, que debe ser señalada.

Informe técnico incluyendo los estudios y simulaciones para dos años luego de la fecha prevista de retiro de Operación Comercial, a fin de verificar que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico, ni la seguridad de la operación en el SEIN.

5.4.4 Requisitos de las Protecciones

5.4.4.1 Líneas de Transmisión

Los requisitos mínimos de protección para líneas de transmisión se establecen según los niveles de tensión. Para cada nivel de tensión se distinguen las radiales e interconexión, y para estas últimas se definen las líneas cortas, medianas y largas.

Como requerimientos generales se tienen:

- Tiempos de despejes de falla. Este está dado por requerimientos de estabilidad del sistema, pero para niveles 138 kV o superiores se establece en 80 milisegundos o menos.
- Disparo rápido entre el 0% y el 100% de la línea. Este se debe garantizar con protección diferencial o distancia con teleprotección. Para líneas inferiores a 138 kV, este dependerá del tiempo crítico de falla.

-
- Respaldo remoto. El sistema de protección debe garantizar respaldo para fallas ubicadas fuera de la línea protegida.

5.4.4.2 Transformadores y autotransformadores

Estos deben contar con protecciones propias y eléctricas. Dentro de las propias de encuentran:

- Protección Buchholz.
- Protección de sobrepresión.
- Imagen térmica.
- Termómetro.
- Nivel de fluido refrigerante.

Dentro de las eléctricas se tienen:

- Protección diferencial total.
- Protección de sobrecorriente.

5.4.5 Comunicaciones y Sistema SCADA

En instalaciones de 500 kV y principales de 220 kV se deberán proveer e instalar como mínimo dos (2) Sistemas de Comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o “back-up” del principal, soportados en diferentes medios físicos. El sistema de comunicación principal deberá estar soportado por cable Optical Ground Wire, mientras el sistema de respaldo deberá estar soportado por sistema de Onda Portadora Digital.

En instalaciones de 138 kV é inferiores no se requiere instalar dos sistemas de comunicaciones independientes como principal y respaldo. Se puede instalar un Sistema de Comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), o un sistema de Onda Portadora sobre Líneas de Alta Tensión con Terminales puramente digitales con emulación analógica.

La “Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado” traza las pautas a seguir para la conexión del SCADA y los requisitos mínimos de este.

La empresa que es requerida para la remisión de información en tiempo real, deberá seguir el siguiente procedimiento:

- Solicitud de señales, medidas y estados del SEIN
- Solicitud de conexión a la RIS (Registro de la señal, medida o estado, en el sistema SCADA).
- Configuración de la conexión con la RIS
- Pruebas iniciales de la conexión con el Coordinador

Esta norma también establece los procedimientos operativos y los requerimientos de confiabilidad y disponibilidad.

Esta expresa los requisitos de estampado del tiempo para cada uno de los tipos de señales que se envían al SCADA.

6. Propuestas de Mejoras al Caso Dominicano

Para eliminar las carencias identificadas del Código de Conexión dominicano que no permiten cumplir con el objetivo principal de un código de red, el cual es garantizar la seguridad y la calidad del servicio de un sistema interconectado, se propone completar y mejorar los requisitos existentes e incluir aquellos faltantes, los cuales si son considerados en otros sistemas eléctricos, dentro de lo que se destacan:

- Requisitos para la declaración comercial.
- Requisitos para retiro de instalaciones.
- No considera ningún criterio de pre-aprobación para antes del inicio de la construcción, este solo se limita a 60 días.
- Detalles sobre lo que debe demostrar el agente con los estudios.

- No considera generadores de fuentes no convencionales, ni líneas de alta/extra alta tensión.

6.1 Identificación del problema y las causas raíces

Apoyándonos en el punto 8.5 de la norma ISO 9001, sobre las actividades de mejora, realizamos un análisis Causa-Efecto utilizando la metodología 5W-2H a la actualización del Código de Conexión dominicano (CC), la cual se muestra a continuación.

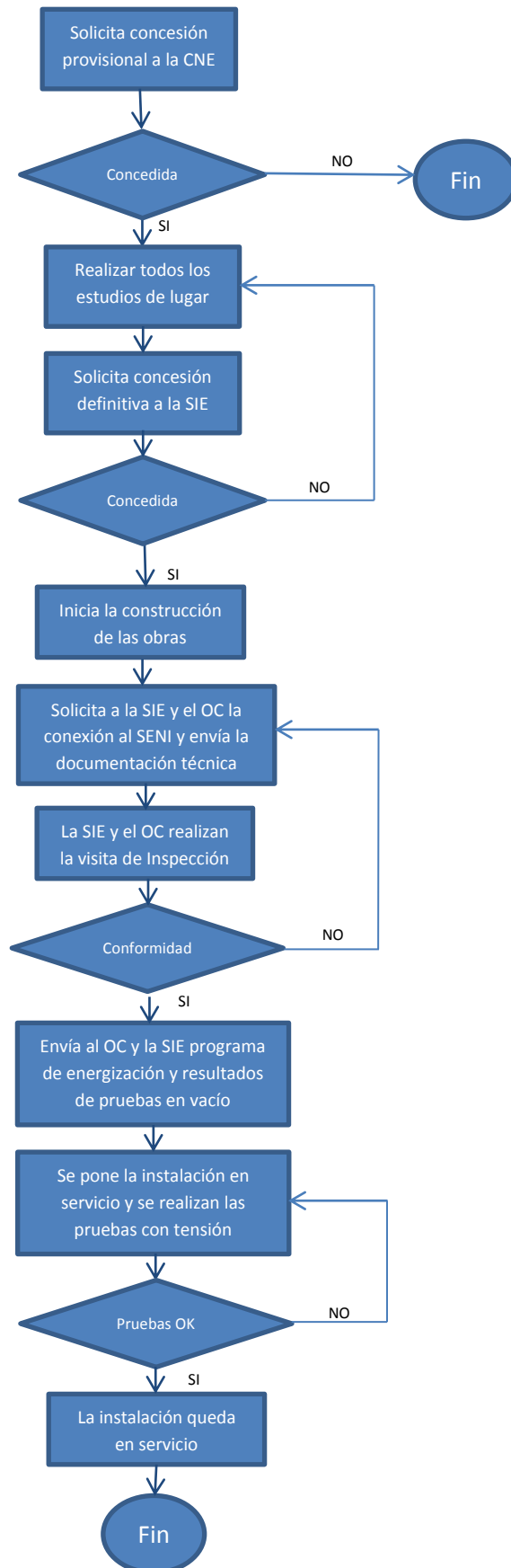
CUESTIONAMIENTO	RESPUESTA
Problemas	1. El CC no considera generadores no convencionales, cargas con características especiales, ni líneas de transmisión de alta tensión. 2. El CC, con excepción del SCADA, solo es aplicable a los puntos de conexión entre agentes. 3. Los requisitos para los sistemas de protecciones del CC, no permiten garantizar la seguridad y la calidad de servicio del SENI. 4. El CC presenta deficiencias con respecto a la documentación técnica que se debe presentar y sus respectivos plazos. Tampoco establece diferencia entre la documentación para solicitar acceso y conexión al SENI. 5. Las planillas de datos para las instalaciones que ingresan al SENI, son obsoletas. 6. Los requisitos de los sistemas SCADA no están acordes a las nuevas tecnologías. 7. El CC no incluye requisitos para la declaración comercial de las instalaciones, ni para su retiro del SENI. 8. En general, el CC no esta adecuado a las necesidades actuales del SENI.
¿Qué se va a hacer?	1. Incluirlos los nuevos requerimientos en el CC. 2. Especificar que los requisitos también aplican a todo el sistema de transmisión según corresponda. 3. Actualizar los requisitos de protecciones de acuerdo a las nuevas prácticas a nivel internacional. 4. Establecer los requisitos para solicitudes de acceso y conexión, con los detalles garanticen su aplicación. 5. Readecuar las planillas a los nuevos tiempos e incluir las faltantes. 6. Actualizar los requisitos de los sistemas SCADA. Incluirlos en el CC. 7. Actualizar el CC.
¿Por qué?	• Para garantizar que el ingreso de nuevas instalaciones al SENI no afecta la seguridad y la calidad del SENI. • Para que el proceso de ingreso a SENI sea más claro para todos los agentes y el regulador. • El CC debe estar acorde a los nuevos tiempos
¿Dónde?	Todos los puntos de conexión entre agentes y el sistema de transmisión.

CUESTIONAMIENTO	RESPUESTA
¿Quién?	Los agentes, el OC y la SIE.
¿Cómo?	• El OC propondrá una actualización del Código de Conexión. • Este será discutido con todos los agentes del Mercado. • La SIE deberá emitir una resolución con el nuevo Código de Conexión.
¿Cuándo?	• El OC realizará la propuesta para el 30 de enero del 2012. • Esta se discutirá con los agentes durante los próximos 3 meses. • El 1 de mayo del 2013, el OC enviara a la SIE para su aprobación la nueva versión del CC. • El 1 de junio del 2013, la SIE emitirá la resolución con el nuevo CC.
¿Cuánto?	Por determinar.

6.2 Propuesta para Nuevo Código de Conexión Dominicano

La propuesta completa del nuevo código de conexión dominicano se encuentra en el Anexo A.

A continuación se presenta un flujograma donde se establece la secuencia a seguir por los agentes para conectarse al SENI, según la propuesta para el nuevo código de conexión dominicano.



7. Conclusiones

El Código de Conexión Dominicano actual debe ser actualizado para que sea posible garantizar la incorporación de nuevas instalaciones al SENI con las nuevas tecnologías disponibles permitiendo mejorar la operación del SENI.

El Nuevo Código de Conexión Dominicano debe considerar requerimientos para los generadores con tecnologías no convencionales y las cargas con características especiales.

Se identifica como una debilidad que los requisitos establecidos en el Código de Conexión Dominicano por definición, solo aplican para puntos de conexión entre agentes, por lo tanto, el propio sistema de transmisión no está obligado a cumplir con este, con excepción de los requisitos de los sistemas SCADA.

Los requisitos de las protecciones y los sistemas SCADA no están acordes a las nuevas tecnologías disponibles en el mercado.

El Código de Conexión Dominicano debería considerar requisitos para la entrada y salida de operación comercial de unidades de generación y la salida de servicio de otros elementos del sistema de transmisión.

Durante la aplicación del Código de Conexión en el SENI, se ha reportado como debilidad la no existencia en la expansión del SENI de criterios específicos de planeamiento enfocados a mitigar los problemas de operación del SENI.

Con la propuesta del nuevo Código de Conexión para el SENI, se establecen condiciones para garantizar la operación segura y confiable del SENI, esta propuesta incluye mejoras tendientes a subsanar las carencias del código actual incorporando las mejores prácticas internacionales.

Se recomienda a la SIE considerar esta propuesta técnica y emitir mediante resolución un nuevo Código de Conexión, adicionalmente se recomienda que esta propuesta sea analizada con todas las instituciones y agentes involucrados.

Se recomienda a la SIE establecer un plazo para que los agentes adecuen sus instalaciones a los requisitos actuales del Código de Conexión y posteriormente a los requisitos del nuevo código de conexión.

Se recomienda la creación de un Código de Planeamiento en el cual se establezcan los requisitos y las pautas a seguir en la planeación de la expansión del SENI, con lo cual se garantice la calidad y seguridad del SENI en el largo plazo.

8. Bibliografía

- [OCABAT] Damián Laloux, “Modelos de Regulación e Instituciones para el Sector Eléctrico”, Universidad de Comillas
- [LALOUX] Carlos Ocaña y Carlos Batlle, “Los Sistemas de Energía Eléctrica”, Universidad de Comillas
- [BOE197] BOE 197. “P.O.-1.1 _Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico”, Disponible en <http://www.ree.es>, Julio 1998 .
- [EXPOSI] A. Gómez Expósito, “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”, McGraw-Hill, 2002.
- [ORDUÑA] E. Orduña, “Curso de Protecciones Eléctricas”, UNSJ, 2006.
- [RTMICS] CDEC-SING P037/2011, “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Conectan al SING, junio 2011.
- [IMRISI] CDEC-SING P009/2009, “Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING”, diciembre 2011
- [DPSITR] CDEC-SING P028/2010, “Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de datos al SITR del CDC”, diciembre del 2010.
- [NTSCSE] CNE-CHILE, “Norma Técnica de Seguridad y calidad de servicio”, octubre del 2009.
- [CREG25] Resolución CREG-025 de 1995, “Código de Redes” y sus anexos complementarios, Comisión de Regulación de Energía y Gas
- [RE9613] Resolución 9613, “Procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares”, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, abril 2006
- [PIMRPE] COES-SINAC, “Procedimiento de Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” y sus anexos, marzo del 2012.
- [LGE125] LGE 125-01, "Ley General de Electricidad". Poder Ejecutivo, julio 2001.
- [RLE125] RALGE 125-01, "Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad".

[RESCNX] Resolución SIE 28-2004, "Código de Conexión". Superintendencia de Electricidad, mayo 2004.

9. Anexo: Propuesta de Nuevo Código de Conexión

1 OBJETIVO

El objetivo del presente Código de Conexión, es la definición de los requisitos técnicos a cumplir por los agentes para el acceso y conexión o desconexión de Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de cualquier elemento, tal que permita garantizar la seguridad y la calidad del servicio de electricidad.

2 RESPONSABILIDADES

Las disposiciones del presente Código de Conexión son aplicables a todos los agentes en los puntos de conexión de sus instalaciones con la de otros agentes y en todo el sistema de transmisión, según se detalla para cada caso particular.

3 DEFINICIONES

3.1 PUNTO DE CONEXIÓN

Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares a través de los cuales se establece la vinculación entre dos agentes y que delimita la propiedad de los mismos.

3.2 SOLICITUD DE ACCESO

Es la solicitud que deben presentar a la CNE y la SIE todas las personas jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen instalar una obra eléctrica, sea ésta de generación o distribución de electricidad en el territorio de la República Dominicana.

3.3 CONCESIÓN DEFINITIVA

Autorización del Poder Ejecutivo, que otorga al interesado el derecho a construir y a explotar obras eléctricas previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento de Aplicación o con cualquier otra ley que se refiera a la materia.

4 FASES DE VERIFICACIÓN DE ACCESO DE NUEVAS INSTALACIONES

4.1 Introducción

Al solicitar el acceso al SENI, el peticionario debe cumplir con todo lo establecido en el Título IV del RLGE sobre las Concesiones y Permisos.

4.2 Documentación para Solicitud de Acceso

4.2.1.1 Al solicitar su concesión definitiva al SENI, los agentes deberán presentar a la Superintendencia de Electricidad mediante comunicación oficial, toda la información establecida en el artículo 71 del RLGE, dentro de las cuales se encuentran las siguientes:

- 1) Plano de ubicación del Punto de Conexión.
- 2) Esquema unifilar proyectado y descripción de las instalaciones de vinculación con el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
- 3) Esquema y descripción de las instalaciones a vincular.
- 4) Cronograma de trabajos de construcción.
- 5) Estudios eléctricos de operación.

4.2.1.2 En los estudios eléctricos de acceso se deberá mostrar que las instalaciones del proyecto han sido diseñadas para conectarse al SENI sin entorpecer la expansión del sistema, preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

4.2.1.3 Los estudios eléctricos de acceso deberán desarrollarse considerando las instalaciones existentes, instalaciones proyectadas en ejecución y las que cuenten con concesión provisional por parte de la CNE.

4.2.2 Estudios para líneas de transmisión con tensiones superiores o iguales a 230 kV

4.2.2.1 Estudios de Estado Estacionario de Energización y Dimensionamiento de los Reactores

Se deberá verificar la factibilidad de energizar los tramos de la línea desde ambos extremos, desde las barras de las subestaciones asociadas. En ese sentido, se confirmará que con el equipamiento de reactores en conexión shunt, que prevé el proyecto las tensiones en estado estacionario que resulten no pongan en riesgo al equipamiento de las subestaciones.

Realizarse todas las simulaciones para determinar el tamaño (MVar) si corresponde y ubicación de los reactores asociados a la línea. Deberá verificarse que las tensiones en las barras y en los extremos de línea no superen el valor máximo de tensión del equipamiento, asimismo vigilar que sea mínima la potencia reactiva capacitiva, que la línea energizada en vacío inyecta en la subestación desde donde se ha energizado. Luego, deberá verificarse que sea admisible la diferencia de tensión (en módulo y ángulo) en bornes del último interruptor a cerrar para la sincronización y posterior carga de la línea.

Luego de la energización y sincronización de la línea, es necesario modificar los despachos para que la línea transmita una potencia que pueda variar desde el menor valor posible hasta la máxima potencia de estado estacionario con la finalidad de verificar el adecuado dimensionamiento de los reactores, utilizados en los casos de energización de la línea. Estos resultados confirmaran la ubicación y magnitud de los reactores asociados al proyecto.

4.2.2.2 Estudios de la Operación del Sistema en Estado Estacionario

El objetivo de estos estudios, es evaluar el impacto de la incorporación de las instalaciones del proyecto sobre el comportamiento en estado estacionario del SENI, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas y que las tensiones en barras 345 kV, 230 kV y 138 kV del área de influencia de las nuevas instalaciones se mantengan dentro de lo previsto en la normativa. En todos los casos analizados deberá poder asegurarse la operación de los generadores del sistema dentro de los límites de su curva de capacidad P-Q, así tensiones adecuadas de acuerdo a la normativa vigente.

Estos estudios deberán ser realizados para el año de ingreso al SENI y en un año intermedio del horizonte de estudio de las instalaciones del proyecto (año de ingreso al SENI mas 5), tanto en condiciones de red completa (N), como ante la indisponibilidad de un equipo del sistema de transmisión (N-1). Estos estudios deberán ser realizados para escenarios hidrológicos húmedos y secos, para condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Asimismo, se debe elaborar escenarios considerados que pongan de manifiesto situaciones previsibles de máxima exigencia para la nueva línea de transmisión. Entre otros, deberán presentarse casos donde se verifique las capacidades de transmisión en operación normal, en contingencia y en su potencia de diseño. Las demandas a utilizar y sus proyecciones, las nuevas obras de transmisión, la topología de la red y las nuevas centrales generadoras a considerar en los casos de estudio correspondientes al año de ingreso al SENI y al año intermedio, seleccionados para el estudio, deberán ser informados a la SIE y la CNE. Deberán presentarse las bases de datos y modelos empleados para las instalaciones del proyecto en el estudio.

En cuanto a los estudios a realizarse en condiciones N-1, como mínimo deberá considerarse la indisponibilidad de todas aquellas instalaciones y equipos que pudieran afectar la capacidad de transmisión de la línea.

Asimismo, con estos estudios deberán verificarse que las características básicas adoptadas para el transformador de potencia (impedancias de cortocircuito, número de gradines y rango de variación de la regulación automática bajo carga) sean adecuadas y permitan la operación del sistema para los distintos estados previstos de demanda y despacho de generación del sistema.

Para los análisis de operación de estado estacionario se debe considerar al menos lo siguiente:

- a) Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso al SENI sin las nuevas instalaciones. Mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- b) Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia, detectando eventuales sobrecargas y bajos niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

4.2.2.3 Estudios de Estabilidad Transitoria y Transitorios Electromagnético

El objeto de estos estudios es simular distintas contingencias que permitan:

- Garantizar la capacidad de transmisión requerida en la línea Troncal de acuerdo a los compromisos de concesión, manteniendo la estabilidad del sistema ante las distintas contingencias especificadas.
- Verificar que el sistema soporte una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico, entendiéndose por tal un desmembramiento incontrolado que, en por lo menos uno de los sistemas resultantes, se provoca una interrupción total del servicio.
- Verificar que una vez extinguidas las oscilaciones no se produzcan sobrecargas (o en caso que aparezcan sobrecargas que las mismas sean aceptables por los equipos en condiciones postfalla y por un tiempo acotado que permita su control).
- Verificar que una vez extinguidas las oscilaciones, las tensiones en barras del área de influencia de las nuevas instalaciones se mantengan dentro de un rango admisible para el estado postfalla.
- Definir aquellas acciones automáticas de control del sistema que deban adoptarse (como por ejemplo, la desconexión automática de generación, la conexión o desconexión de equipos de compensación shunt en forma automática, etc.).

A los efectos de determinar si un caso es estable o inestable, deberá evaluarse que la evolución temporal de las distintas variables del sistema (ángulo de los rotores de los generadores, frecuencia, tensiones en barras de 345 kV, 230 kV y 138 kV, potencia transmitida por líneas de interconexión entre las zonas, etc.) sea adecuada y posea un amortiguamiento admisible.

Los casos y escenarios de base a considerar para la realización de estos estudios serán los correspondientes al sistema en condiciones de red completa (N) descritos en la parte 2 de este punto, haciendo hincapié principalmente en estudiar detalladamente los casos correspondientes al año de ingreso al SENI. Asimismo, se deberá verificar la aptitud del diseño ante las principales contingencias para los casos correspondientes al año intermedio seleccionado.

Se deberán simular las fallas más exigentes para el mantenimiento de la estabilidad del sistema para los escenarios elegidos.

4.2.2.4 Estudios de Cortocircuito

Este estudio está orientado a obtener la información para verificar el poder de ruptura de equipos de maniobra y protección, y proveer la información para el diseño de la malla de tierra y de otros equipos asociados a las nuevas instalaciones proyectadas. Asimismo, se verificará que no se supere la potencia de cortocircuito admisible en las instalaciones existentes. Deberá calcularse las máximas corrientes de cortocircuito a tierra, trifásico, bifásico a tierra y monofásico en barras del área de influencia de las nuevas instalaciones. Adicionalmente, se realizarán dichos cálculos en bornes de los arrollamientos del transformador de potencia.

El despacho de generación a considerar en estos estudios deberá ser tal que la potencia de cortocircuito en la zona del proyecto sea la máxima posible.

Estos cálculos serán realizados para el año de ingreso de las instalaciones y para un escenario de máxima generación 5 años después del ingreso, considerando que están sincronizadas al SENI todas las máquinas existen en los años indicados.

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona sin el proyecto y con el proyecto, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones. Los valores resultantes de los cortocircuitos no deben superar el 85% de la capacidad de los equipos aledaños.

4.2.3 Estudios para las líneas de transmisión con tensiones inferiores a 230 kV, las cargas industriales y los proyectos mineros

4.2.3.1 Carga Prevista

En esta parte se incluirá una relación de las cargas previstas a ser alimentadas desde la subestación de la planta, consignando los consumos estimados de potencia activa y reactiva sin corrección del factor de potencia (indicar si se ha previsto instalar bancos de capacitores), diferenciando los motores eléctricos (indicar el tipo de motor y si serán conectados directamente a la red, o si serán alimentados con variadores de velocidad o mediante ciclo-convertores). También se debe indicar cuáles son las cargas que constituyen fuentes de armónicos y si se ha previsto instalar filtros de armónicos, indicando de manera referencial sus valores.

Se recomienda considerar algún cierto nivel de flexibilidad en el diseño de los alimentadores de la planta para que sea posible adaptar el Esquema de Deslastre Automático de Carga por baja frecuencia que todos usuarios del SENI deben implementar.

4.2.3.2 Operación en Estado Estacionario

El objetivo de estos análisis, es evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones y/o cargas sobre el comportamiento en estado estacionario del SENI, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas y caídas de tensión.

Las simulaciones de la operación en estado estacionario en condiciones normales de red completa, así como en contingencia simple (N-1) en el SENI, serán realizadas en escenarios hidrológicos húmedos y secos, para condiciones de máxima, media y mínima demanda en el SENI. Asimismo, corresponderán al año de inicio de operación de la Planta o instalación y en un escenario intermedio (año de ingreso al SENI mas 5 y considerando el valor final de carga. Las contingencias simples que se evaluarán comprenderán desconexiones de líneas en el SENI que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la nueva subestación.

La estrategia de los análisis de la operación en estado estacionario es:

- a) Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso al SENI sin las nuevas instalaciones. Mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- b) Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia, detectando eventuales sobrecargas y bajos niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

4.2.3.3 Análisis de Cortocircuitos

Análisis orientado a obtener la información para verificar la capacidad interruptiva de equipos de maniobra y protección. Asimismo, para proveer la información para el diseño de la malla de tierra y otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto.

Estos cálculos serán realizados para el año de ingreso de la Planta o Instalación y para un escenario de máxima generación 5 años después del ingreso, para verificar que se cumple con la capacidad de diseño exigido, utilizando las reactancias subtransitorias de los generadores y motores eléctricos del sistema. A fin de calcular las máximas corrientes de cortocircuito en las barras de la subestación y en la zona de influencia de la nueva planta, es necesario considerar en servicio todas las unidades de generación disponibles en el SENI.

Las evaluaciones comprenderán fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra sobre los nodos seleccionados (zona de influencia) determinando las potencias de falla que introduce la nueva unidad, frente a la topología del sistema de transmisión.

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona sin el proyecto y con el proyecto, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones. Los valores resultantes de los cortocircuitos no deben superar el 85% de la capacidad de los equipos aledaños.

4.2.3.4 Mediciones de Armónicos

De ser necesario, se deberá efectuar mediciones de armónicos para caracterizar la distorsión armónica existente en el Punto de Conexión, provocada por las instalaciones actuales en la zona.

Si las cargas asociadas al nuevo proyecto constituyen eventuales fuentes de armónicos, el diseño o especificación de tales equipos debe cumplir con las normas pertinentes, para no deteriorar la distorsión armónica existente en el punto de conexión. En todo caso, cuando la nueva planta inicie su operación con las cargas en sus condiciones nominales, será necesario medir el contenido de armónicos en el Punto de Conexión.

4.2.4 Estudios para las centrales de generación convencional

4.2.4.1 Análisis de la operación en estado estacionario

Estos análisis deberán ser realizados para el año de ingreso de la nueva central al SENI y un año intermedio (año de ingreso al SENI mas 5) del horizonte de estudio de las instalaciones del proyecto, tanto en condiciones normales (N: red completa) como en contingencias simples (N-1).

Se debe considerar escenarios hidrológicos de húmedos y secos, y condiciones de máxima, media y mínima demanda. El objetivo de estos análisis, es evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones sobre el comportamiento en estado estacionario del SENI, en particular de la zona de influencia del proyecto para dimensionarlo correctamente, evitando que se produzcan sobrecargas. Asimismo, para detectar la necesidad de adaptar la generación mediante la reducción automática de generación como resultado de alguna contingencia. Las contingencias simples que se evaluarán comprenderán desconexiones de líneas en el SENI que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la nueva central.

La estrategia de los análisis de la operación en estado estacionario es:

- a) Primeramente es necesario reproducir la condición de operación de la zona del proyecto en el año de ingreso al SENI sin las nuevas instalaciones. Mostrando los niveles esperados de flujo de potencia y tensiones en la zona de influencia antes del ingreso del nuevo proyecto.
- b) Luego, se añaden las nuevas instalaciones, para determinar el efecto del nuevo proyecto sobre la operación en la zona de influencia, detectando eventuales sobrecargas y bajos niveles de tensión, directamente asociados a las nuevas instalaciones.

4.2.4.2 Cálculos de Cortocircuitos

Los análisis estarán orientados a determinar la capacidad interruptiva de los equipos de maniobra y protección. Asimismo, para proveer la información para el diseño de la malla de tierra y otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto. Estos cálculos serán realizados para el año de ingreso de las instalaciones y para un escenario de máxima generación 10 años después del ingreso, con la finalidad de verificar las máximas capacidades de cortocircuito de las instalaciones del proyecto y las instalaciones aledañas existentes en la zona.

En el último año es necesario considerar en servicio todas las unidades de generación disponibles en el SENI, a fin de calcular las máximas corrientes de cortocircuito en las barras de la subestación y en la zona de influencia de la nueva unidad. Las evaluaciones comprenderán fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas tierra sobre los nodos seleccionados (zona de influencia) determinando las potencias de falla que introduce la nueva unidad, frente a la topología del sistema de transmisión.

Se mostrará las máximas capacidades de cortocircuito de los equipos e instalaciones aledañas existentes en la zona sin el proyecto y con el proyecto, y se propondrá las capacidades para las nuevas instalaciones.

4.2.4.3 Estudios de Estabilidad

a) Estabilidad de la regulación de la central hidroeléctrica

Considerando la constante de tiempo del agua TW (water acceleration time constant, estimada a partir de las características básicas de la tubería de presión), la constante de inercia H de la unidad y las características básicas del regulador de velocidad (temporary speed droop Bt y dashpot time constant Td), mostrar la coherencia y factibilidad de la regulación del sistema hidráulico y mecánico de la central.

b) Tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa

Deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo o durante el tiempo muerto del sistema automático de recierre en las protecciones de líneas.

c) Estabilidad Transitoria

Se debe evaluar la estabilidad transitoria de primera oscilación de las nuevas unidades de generación, con los tiempos normales de operación de las protecciones, para encontrar el tiempo crítico de despeje de falla asociado a la constante de inercia prevista para la central. Para ello se aplica una falla trifásica en la barra de alta tensión del transformador elevador de la unidad durante 100 ms o más, hasta que el generador pierda el sincronismo. Estos análisis deberán ser realizados para el año de ingreso al SENI y un año intermedio del horizonte de estudio.

Si el tiempo crítico resultara menor a 100 ms debe plantearse medidas correctivas para llevarlo al menos a dicho valor.

d) Estabilidad Permanente

Si la central estuviera conformada por varios grupos de generación de potencia nominal mayor a 50 MW, para definir algunas especificaciones técnicas del AVR o el tipo de PSS a instalar, se deberá hacer verificaciones de eventuales oscilaciones locales e intraplanta entre los grupos de la central.

4.2.5 Estudios para las centrales de generación no convencional

4.2.5.1 Estudio de Estado Estacionario

Los análisis de flujo de potencia serán realizados para los escenarios húmedos y secos, en las condiciones de máxima, media y mínima demanda en el año de ingreso de las nuevas

instalaciones, en condiciones normales y en contingencia simple. Se evaluarán los flujos por las líneas de transmisión considerando dos escenarios:

- El escenario denominado Caso Base (que no considera la central no convencional).
- Caso con la central no convencional inyectando su máxima potencia en el Punto de Conexión con el SENI y con la central operando sin viento, con una inyección nula de potencia activa en el Punto de Conexión con el SENI y determinado los requerimientos de potencia reactiva.

Las contingencias simples comprenden desconexiones de líneas en el SENI que pudieran variar significativamente la operación en la zona de influencia de la central no convencional.

La evaluación con la central no convencional inyectando su máxima potencia o con viento nulo, debe mostrar si aparecen violaciones en la tensión y/o sobrecargas en las líneas y transformadores de la zona de influencia del proyecto. Si esta potencia pudiera dar lugar a alguna congestión en la red, es necesario indicar la medida correctiva propuesta para superarla.

Estos análisis deben realizarse considerando los despachos económicos, en los cuales serían desplazados los generadores convencionales de mayor costo variable de producción por los generadores no convencionales.

4.2.5.2 Cálculos de Cortocircuito

Serán realizados para los escenarios húmedo y seco, en las condiciones de máxima y mínima demanda en el año de ingreso de las nuevas instalaciones, en los escenarios del Caso Base y el Caso con la central no convencional. Asimismo, es necesario preparar un escenario en el cual estén rotando todas las máquinas síncronas disponibles en el SENI.

Se mostrará los resultados de las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra en el SENI, con particular atención a las instalaciones de la central no convencional y las barras del SENI en su zona de influencia.

4.2.5.3 Verificaciones de Estabilidad Transitoria

El objetivo es verificar de manera simplificada el comportamiento de la central no convencional en el Punto de Conexión, ante los “huecos de tensión” de la zona del proyecto, provocados por fallas en el sistema de transmisión. Para ello, se podrá utilizar un modelo típico para los controladores de la central no convencional.

i. Comportamiento Simplificado de la central no convencional frente a los huecos de tensión

La central no convencional a ser instalada para conexión al SENI, que no utilice un generador síncrono conectado directamente a la red de alterna, deberá cumplir con el hueco de tensión consignado en los Requerimientos Técnicos. Estas verificaciones tendrán carácter referencial y serán confirmadas en el estudio de operatividad.

Los resultados de estos estudios proveen “las restricciones y requisitos para el diseño de los controladores” de las unidades de la central no convencional.

ii. Fallas en el Sistema de Transmisión

Se debe evaluar:

- a) Fallas en los enlaces de transmisión vecinos a la central no convencional, tales como fallas monofásicas con recierre exitoso (para enlaces de simple circuito entre subsistemas) y también fallas trifásicas con apertura de líneas vecinas, tal que dejen la central convencional vinculada al SENI.
- b) Desconexión de centrales de generación o de equipos de compensación reactiva que son relevantes para el control de tensión en la zona de influencia de la central no convencional.

iii. Estimación de tiempos críticos de despeje de fallas

Se debe evaluar la estabilidad transitoria de primera oscilación de las nuevas unidades de generación no convencional, con los tiempos normales de operación de las protecciones, para encontrar el tiempo crítico de despeje de falla. Para ello se aplica una falla trifásica en la barra de alta tensión del transformador elevador de la unidad durante 100 ms o más, hasta que el generador pierda el sincronismo. Estos análisis deberán ser realizados para el año de ingreso al SENI.

5 FASES DE VERIFICACIÓN DE CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES

Se detalla a continuación las fases con los requisitos que deben ser superados por los agentes conectar una instalación al SENI.

Tabla 1. Fases del proceso de verificación del Código de Conexión

FASE DE VERIFICACIÓN DEL CÓDIGO DE	RESPONSABLE
1. Envío de la documentación	AGENTE
2. Validación de la documentación	SIE y OC-SENI
3. Análisis de la documentación	SIE y OC-SENI
4. Reporte de estado de cumplimiento a la	OC-SENI
5. Autorización de la SIE	SIE

5.1 FASE 1, DOCUMENTACION DE INFORMACIÓN TÉCNICA DE PARÁMETROS DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

5.1.1 Condiciones Operativas

5.1.1.1 Voltaje

En estado de operación normal (N, número de elementos del sistema) y ante contingencias simples (N-1, falla un elemento del sistema de transmisión o generación) al agente, de acuerdo a la naturaleza de su actividad contribuirá a mantener el voltaje dentro de los rangos de variación máximos permitidos serán los siguientes:

Tabla 2. Requerimientos de calidad del voltaje

NIVEL DE VOLTAJE:	REQUERIMIENTO
Barras de 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV o mayor:	$\pm 5\%$
Barras de los Generadores:	$\pm 5\%$
Barras de distribución:	$\pm 7.5\%$ (zonas urbanas) $\pm 10\%$ (zonas rurales)

5.1.1.2 Frecuencia

En estado de operación normal los rangos de variación máximo permitidos serán:

- 1) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo.
- 2) 59.75 a 60.25 Hz. durante el 99.8 % del tiempo.
- 3) Las empresas de Distribución y los usuarios No regulados mantendrán incorporados al “Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC)” los valores de baja frecuencia en coordinación con el EDAC que será suministrado por el Organismo Coordinador.

5.1.2 Requisitos de las Unidades Generadoras

5.1.2.1 Todas las unidades generadoras deberán contar con los siguientes dispositivos:

- 1) Regulador de velocidad que permita participar en el control de la frecuencia del SENI dentro del rango comprometido entre 58 y 63 Hz.
- 2) Regulador automático de voltaje que controle en forma estable el voltaje en bornes de la unidad dentro del rango $\pm 10\%$ de su valor nominal para cualquier punto de su curva de capacidad.
- 3) Sincronización de tiempo a través de un GPS

5.1.2.2 La operación a frecuencias extremas podrá ser limitada en el tiempo mediante relés de frecuencia temporizados a fin de evitar daños en las unidades generadoras.

5.1.2.3 El Organismo Coordinador podrá requerir, en función de estudios eléctricos, la incorporación de las siguientes características adicionales:

- 1) Reguladores de velocidad y voltaje de alta velocidad de respuesta.
- 2) Control automático de generación (AGC)
- 3) Estabilizador del sistema de potencia (PSS)
- 4) Capacidad para arranque en negro.

-
- 5.1.2.4 Todas las unidades generadoras estarán en la capacidad de entregar su potencia a disposición del sistema para frecuencias comprendidas entre 59.0 y 61.0 Hz, y factor de potencia de acuerdo a las curvas de capacidad de potencia reactiva de manera permanente y el 100% de su capacidad de potencia reactiva, durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos, acorde con lo referido en el Art. 151 del reglamento.
- 5.1.2.5 Los devanados de alta tensión del transformador conectado al sistema de transmisión de cada unidad (o grupo de unidades) de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra.
- 5.1.2.6 Los generadores no convencionales y todos sus componentes adicionales deben ser capaces de soportar, sin desconectarse, cualquier perturbación severa transitoria en la tensión (en módulo y/o en ángulo) en el punto de conexión, causados por cortocircuitos equilibrados o desequilibrados o por cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falla.
- 5.1.3 Requisitos de los Sistemas de Distribución e Instalaciones de Usuarios No regulados
- 5.1.3.1 Los neutros de los transformadores y reactores conectados al sistema de Transmisión deberán estar conectados rígidamente a tierra, salvo autorización expresa de la Empresa de Transmisión.
- 5.1.3.2 Las instalaciones de distribución y las utilizadas por los usuarios No Regulados deberán contar con los dispositivos necesarios para cumplir con el EDAC que eventualmente requiera el Organismo Coordinador en función de los resultados de estudios eléctricos del SENI.
- 5.1.3.3 El usuario debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que la carga conectada al SENI cumpla con los requisitos por contenidos de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 o aquella que la modifique. Se exigirán mediciones de armónicos por lo menos por una semana, las cuales deberán estar de acuerdo con los estudios presentados.

5.1.3.4 Se establece como factor de potencia mínimo instantáneo 0.9. Adicionalmente, basado en los resultados de los estudios de planeamiento y con el objetivo de optimizar el uso del Sistema de Transmisión, el Organismo Coordinador podrá sugerir a la Superintendencia de Electricidad el valor mínimo del factor de potencia a mantener en cada punto de conexión y la fecha a partir de la cual entrará en vigor esa exigencia. Las empresas distribuidoras o Usuarios No Regulados deberán tomar las acciones necesarias para cumplir con los valores de factores de potencia mínimos establecidos.

5.1.4 Requisitos de las Líneas de Transmisión

5.1.4.1 La transferencia de potencia a través de las instalaciones del Sistema de Transmisión no deberá estar limitada por la capacidad de su equipamiento secundario, entre otros, transformadores de corriente y bobina de onda portadora.

5.1.4.2 Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de los equipos y de la operación del sistema de transmisión del SENI 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV o mayores, no se permitirán conexiones en "T", ni aun provisionalmente, de líneas de transmisión o transformadores a líneas del sistema de transmisión.

5.1.5 Especificaciones Técnicas Y De Calidad De Los Equipos

5.1.5.1 Todos los equipos deberán estar diseñados y construidos de acuerdo a las normas IEC y/o ANSI operados y mantenidos de acuerdo con las prácticas internacionalmente aceptadas para empresas de electricidad.

5.1.5.2 En todos los puntos de conexión deberán instalarse los interruptores capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito prevista en los estudios de cortocircuito presentados al momento de solicitar el ingreso al sistema. El Organismo Coordinador (OC) debe verificar los estudios y las características de dichos equipos.

5.1.6 Requisitos De Protecciones

5.1.6.1 Las instalaciones vinculadas en un punto de conexión y el sistema de transmisión deberán contar con sistemas de protección adecuados que permitan minimizar el impacto recíproco de las fallas.

5.1.6.2 A tal efecto los agentes conectados en el punto de conexión deberán coordinar adecuadamente las distintas funciones de protección. El OC será responsable de verificar dicha coordinación.

5.1.6.3 El Organismo Coordinador es el encargado de mantener actualizado el estudio de coordinación de protecciones, debiendo contar con la información actualizada de todos los agentes. Este estudio deberá ser actualizado al menos cada 2 años.

5.1.6.4 Todas las protecciones vinculadas a un punto de conexión y el sistema de transmisión deberán ser probadas para verificar su correcto funcionamiento al menos cada 2 años. Los resultados de dichas pruebas será enviado al OC.

5.1.7 Esquemas a Utilizar

5.1.7.1 Las líneas, transformadores y barras de subestaciones deberán ser equipados con los esquemas de protecciones coherentes con los sistemas existentes en el punto de conexión. Para el caso de las líneas, estas también deben ser coherentes con el otro extremo.

5.1.7.2 Las Empresas Distribuidoras deberán determinar los esquemas a utilizar por los Usuarios No Regulados vinculados a Sistemas de Distribución que no constituyan instalaciones de alto voltaje.

5.1.7.3 Todos los puntos de conexión deberán contar con una protección de respaldo ("backup") local que actúe en caso de falla de la protección principal. Los puntos de conexión de 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV o mayores, deberán contar con una protección de falla de interruptor que ordene la apertura de todos los interruptores adyacentes, si aquel no despejara la falla en el tiempo previsto.

5.1.7.4 Cuando en el esquema planteado involucre una línea corta (longitud menor 5 Km), el sistema de comunicación, para transferir el disparo al otro extremo de la línea, estará a cargo de la empresa de transmisión, pero los compromisos económicos serán de la exclusiva responsabilidad del nuevo agente.

5.1.8 Tiempos de Despeje de Fallas

5.1.8.1 Los tiempos de despeje de fallas, entre su aparición y la extinción de arco en el interruptor, no deberán superar los valores indicados a continuación:

- 1) Para los niveles inferiores a 138 kV, el tiempo mínimo de despeje de falla estará dado por los requerimientos de estabilidad del sistema ante los distintos tipos de falla. La falla que requiere menor tiempo de despeje es la falla trifásica.
- 2) Para los niveles de 138 kV y superiores, el tiempo mínimo de despeje de fallas será de 100 ms o menor, dependiente de los requerimientos de estabilidad del sistema. El tiempo de despeje de falla con la protección de respaldo no deberá ser superior a 500 Milisegundos.

5.1.8.2 La protección de falla de interruptor deberá disparar los interruptores adyacentes en tiempos comprendidos entre 200 y 250 ms. Después de haberse superado el tiempo de apertura normal del interruptor en cuestión.

5.1.8.3 Los valores anteriores podrán ser adecuados por el Organismo Coordinador a los resultados de estudios eléctricos de planeamiento del SENI.

5.1.9 Protección de Líneas

5.1.9.1 Las líneas de voltajes superiores a 138 kV, deberán contar con protección diferencial, protección de comparación direccional u otra protección con prestaciones similares. El OC será responsable de comprobar la activación de estas protecciones.

5.1.9.2 Las líneas de 138 kV de hasta 5 km de longitud o aquellas cuyo Source Impedance Ratio (SIR) sea superior a 4, deberán contar con protección diferencial, protección de comparación direccional u otra protección con prestaciones similares. El OC será responsable de comprobar la activación de estas protecciones.

5.1.9.3 Las líneas de mayor longitud y menor SIR deberán contar con protección de distancia con íter disparo mediante transmisión por onda portadora u otro esquema de comunicación,

5.1.9.4 Las líneas menores a 138 kV, deberán contar con protección de distancia. Dependiendo de los tiempos críticos de despeje de fallas, será necesario garantizar disparos rápido utilizando interdisparo por comunicación. El OC será responsable de comprobar la activación de estas protecciones.

5.1.9.5 En caso de que la protección de respaldo tenga el mismo principio de operación que la protección principal, se debe asegurar que cuenten con un módulo de sobrecorriente direccionales de falla a tierra. En caso contrario se deberán complementar con relés de sobrecorriente direccional a tierra. .

5.1.9.6 La protección de la línea deberá garantizar el respaldo remoto para fallas ubicadas fuera de la línea protegida. Por ello se requiere siempre la función de protección de distancia y la función protección de sobrecorriente, independientemente de la utilización o no de la función Protección Diferencial de Línea.

5.1.9.7 Cada terminal de protección de línea deberá incluir disparo unipolar y tripolar y esquema de recierre. El recierre tripolar deberá efectuarse usando verificador de sincronismo. El OC determinará a través de estudios, los puntos donde se instalaran cierre tripolares.

5.1.9.8 Las protecciones deben contar con registrador y localizador de fallas, cuya indicación debe ser dada en unidades métricas (km).

5.1.10 Protección de Unidades Generadoras

5.1.10.1 Los esquemas de protecciones a emplear en unidades generadoras deberán ser coordinados en cada Punto de Conexión.

5.1.11 Protección de Transformadores

5.1.11.1 Los Transformadores y Autotransformadores de Potencia, deben contar con protecciones propias y protecciones eléctricas.

5.1.11.2 Las protecciones propias son aquellas con las cuales los transformadores y autotransformadores vienen equipados.

5.1.11.3 Como protecciones eléctricas se deben considerar como mínimo las siguientes:

1) Protección Diferencial Total.

Esta protección se aplica a un transformador para detectar cortocircuito entre fases o fase a tierra dentro del mismo en tiempo instantáneo.

Esta protección deberá ser del tipo numérica, y la compensación de módulo y fase de las corrientes entrantes deberá hacerlas internamente.

Deberá contar con bloqueo o restricción de segundo y quinto armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación respectivamente.

Deberá contar con la eliminación de la corriente de secuencia cero de sus cálculos de corriente diferencial.

2) Protección de Sobrecorriente.

La protección de sobrecorriente es la protección principal ante fallas pasantes en el transformador y es la protección de respaldo de la protección diferencial del transformador. Por esta razón deberá implementarse de forma externa a la protección diferencial del transformador para cada devanado.

Esta protección deberá ser del tipo numérica, y deberá tener funciones tanto de sobrecorriente de fases y tierra.

Deberá contar con bloqueo o restricción de segundo armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización.

5.1.12 Protección de Barras

- 5.1.12.1 Debe instalarse de manera que proteja independiente cada barra y/o sección de barra.
- 5.1.12.2 Los relés deben disponer de capacidad para ampliaciones futuras.
- 5.1.12.3 Los relés deberán permitir la conexión de CT's de diferente relación de transformación.

5.1.13 Protección de Reactores y Banco de Capacitores

- 5.1.13.1 Los requerimientos mínimos de protecciones para los reactores serán las siguientes: protección de mínima tensión, sobretensión, térmica, sobrecorriente instantánea, sobrecorriente temporizada, sobrecorriente a tierra, sobrecorriente a neutro, flujo y sobrepresión (Buchholz), nivel de aceite, diferencial del reactor.
- 5.1.13.2 Los requerimientos mínimos de protecciones para los bancos de capacitores serán los siguientes: protección de sobretensión, sobretensión de neutro, mínima tensión, desbalance, sobrecorriente instantánea, sobrecorriente temporizada y sobrecorriente a tierra.

5.1.14 Información Técnica

- 5.1.14.1 A más tardar 60 días antes de la fecha de energización de un Punto de Conexión, el agente responsable deberá presentar a la Superintendencia de Electricidad con copia al Organismo Coordinador la información detallada en el Anexo 1.
- 5.1.14.2 Los datos mencionados serán registrados por el Organismo Coordinador en sus Bases de Datos Técnicos, las cuales estarán a disposición de todo Agente que requiera información para la realización de estudios.
- 5.1.14.3 Cada agente será responsable de informar al Organismo Coordinador toda vez que se produzca una modificación en alguno de los datos mencionados.
- 5.1.14.4 El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados datos del Anexo I para centrales generadoras de potencia inferior a 10 MW.

5.2 FASE 2, DOCUMENTACION DE ESTUDIOS TÉCNICOS DEL IMPACTO DE LAS INSTALACIONES

- 5.2.1.1 Antes de la puesta en servicio de las nuevas instalaciones los agentes que soliciten una conexión deberán presentar los estudios eléctricos actualizados necesarios para definir las especificaciones de los equipos de conexión.
- 5.2.1.2 Los estudios eléctricos para solicitar la conexión deberán desarrollarse considerando las instalaciones existentes y las instalaciones proyectadas en ejecución.
- 5.2.1.3 Tales estudios deberán ser sometidos a los agentes Involucrados, según corresponda, para posteriormente ser presentados a la Superintendencia de Electricidad y al Organismo Coordinador para su posterior aprobación; de ser necesario, los demás agentes existentes en el punto de conexión serán informados. La SIE podrá solicitar opinión a los agentes involucrados (Generación, Transmisión y Distribución) según corresponda.
- 5.2.1.4 Los estudios tendrán una vigencia de 6 meses. Transcurrido ese plazo sin que se hayan realizados las pruebas de puesta en servicio y conexión de las instalaciones al SENI y si las condiciones operativas del SENI hubieran cambiado, el agente responsable deberá actualizar los estudios y solicitar nuevamente su solicitud de conexión.
- 5.2.1.5 Los estudios eléctricos deberán permitir evaluar los efectos de las cargas pronosticadas, así como la incorporación de nuevas unidades generadoras, instalaciones de transmisión y nuevas conexiones de carga, de esta forma se podrá conocer el comportamiento del Sistema de Transmisión. Al mismo tiempo deberán permitir identificar las acciones correctivas necesarias para eliminar las deficiencias.
- 5.2.1.6 En el supuesto caso de que el nuevo agente al interconectarse al sistema modifique las condiciones de explotación normales y de falla, será responsable de los costos relacionados con las modificaciones correctivas, a fin de eliminar deficiencias, incluyendo el reemplazo de equipos propiedades de terceros, conectados previamente en el punto.

5.2.2 Estudios eléctricos a presentar

5.2.2.1 Estudios de Estado Estacionario

Análisis de Flujo de Potencia y Cortocircuitos de la zona de influencia del proyecto, considerando simulaciones antes y después del ingreso de las nuevas instalaciones. Esto con la finalidad de verificar el impacto de la nueva instalación en los niveles de sobrecargas,

tensiones y cortocircuitos en el sistema de transmisión existente. Entre los puntos 8.2.4 y 8.2.7 se encuentran mas detalles acerca de estos estudios según el tipo de instalación.

5.2.2.2 Estudio de coordinación de protecciones

Estudio a ser elaborado con los lineamientos establecidos por los criterios de ajustes y coordinación de del SENI”, el cual deberá verificar que los equipos de protección de las nuevas instalaciones coordinen con los ajustes de las protecciones de las instalaciones ubicadas en la zona de influencia del proyecto.

5.2.2.3 Estudio de estabilidad

El estudio de estabilidad tiene por objeto evaluar, desde el punto de vista dinámico, el impacto que puede producir sobre el sistema, la incorporación de la nueva instalación. Este estudio podrá comprender, parcial o totalmente, según lo requiera el OC, lo siguiente:

- Modelamiento y Desempeño de los Sistema Automáticos de Control
- Análisis de Estabilidad Transitoria
- Análisis de Estabilidad Permanente
- Análisis de Estabilidad de Frecuencia
- Análisis de Estabilidad de Tensión

5.2.2.4 Estudio de armónicos

En el caso de instalaciones que cuenten con equipos que trabajen con electrónica de potencia y generen armónicos tales como los variadores de velocidad, equipos de compensación reactiva que puedan amplificar ó variar el nivel de armónicos. Se deberá elaborar el estudio de armónicos.

Este estudio deberá indicar el nivel de armónicos con y sin proyecto, para lo cual previamente el Titular del Proyecto deberá haber realizado la medición de armónicos en el punto de conexión con el sistema.

5.2.2.5 Estudio de transitorios electromagnéticos

El estudio de transitorios electromagnéticos se elaborará en el caso de que las nuevas instalaciones comprendan líneas de transmisión largas, reactores, capacitores, transformadores de potencia.

El estudio de transitorios electromagnéticos deberá contener los transitorios de maniobra, la verificación del TRV (Transient Recovery Voltage), el barrido en frecuencia de las nuevas instalaciones con el fin de determinar si existen puntos de resonancia y otros que el OC solicite.

5.2.2.6 Entre los puntos 4.2.2 y 4.2.5 se encuentran mas detalles acerca de estos estudios según el tipo de instalación.

5.2.2.7 Como resultado de estos estudios, el OC deberá definir eventualmente los requerimientos de equipos de control y de estabilización, de formación de islas y arranque en negro.

5.2.2.8 Toda solicitud de conexión al Sistema de Transmisión deberá estar acompañada de los estudios eléctricos indicados en la siguiente tabla, en la cual el símbolo “•” significa que el estudio indicado debe ser presentado. El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados estudios para las centrales generadoras de potencia inferior a 10 MW.

Instalación a Conectar	Flujo de Cargas	Cortocircuito y Protecciones	Estabilidad	Transitorios Electromagnéticos	Armónicos
Generadora	•	•	•		
Generadora no convencional	•	•	•		
Carga	•	•(2)	•(2)		•(2)
Línea o equipo de transmisión superior a 138 kV	•	•	•	•	
Líneas o equipo de transmisión 138 kV o inferior	•	•(1)	•(1)		

(1) Si se modifica la configuración del Sistema de Transmisión.

(2) Si la carga es industrial o minera

5.3 FASE 3, DOCUMENTACION DE REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

5.3.1 Acuerdo De Responsabilidad Operativa

5.3.1.1 Todo punto de conexión requerirá la firma de un Acuerdo de Responsabilidad Operativa entre los agentes involucrados, copia del cual deberá ser presentada al Organismo Coordinador y a la SIE, conteniendo como mínimo la descripción de las instalaciones que conforman la interconexión. Fijando los límites de propiedad, así como las responsabilidades que asumen las partes al respecto.

5.3.1.2 El Acuerdo de Responsabilidad Operativa deberá considerar los siguientes aspectos:

1. Instalaciones involucradas de cada agente.

-
2. Definición del límite físico (sección desconectable o retirable) entre las instalaciones de cada agente.
 3. Instalaciones de uso compartido.
 4. Delimitación de las responsabilidades por la operación y el mantenimiento.
 5. Especificaciones técnicas de las instalaciones involucradas.
 6. Condiciones para el acceso a las instalaciones de cada agente.
 7. Plazo de vigencia.

5.3.1.3 Terminada la vigencia o denunciando el Acuerdo de Responsabilidad Operativa, los agentes dispondrán de un plazo máximo de sesenta (60) días para acordar un nuevo acuerdo. En ese plazo se considerarán válidas las condiciones del acuerdo anterior.

5.3.1.4 Si transcurrido el plazo mencionado, las partes no hubieren firmado un nuevo acuerdo de responsabilidades operativas, la superintendencia de electricidad establecerá las condiciones a cumplir por ambos en el punto de conexión.

5.3.2 Acceso a las instalaciones

El Organismo Coordinador tendrá en todo momento la libertad de acceso a todo punto de conexión a fin de ejercer funciones de auditoria técnica.

5.3.3 Documentación Análisis Técnicos De Conexión

5.3.3.1 Todo agente que solicite su conexión al SENI, debe presentar ante la SIE, por lo menos con 60 días de anticipación a la fecha de puesta en servicio. La SIE dispondrá de un plazo máximo de 45 días a partir de ser recibida toda la información para verificar dicha información. Vencido este plazo sin que la SIE emita su pronunciamiento, se considerará que las obras cumplen con los requisitos necesarios para entrar en operación. La información a presentar será la siguiente:

- 1) Plano de ubicación del Punto de Conexión.
- 2) Esquema unifilar y descripción de las instalaciones de vinculación con el Sistema Eléctrico Interconectado.
- 3) Esquema y descripción de las instalaciones a vincular.
- 4) Cronograma de trabajos de puesta en servicio.
- 5) Estudios eléctricos de operación.
- 6) Documentación requerida en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, en particular lo establecido en su Artículo 337.
- 7) Información detallada en el Anexo 1, según corresponda.

5.3.3.2 Para poder presentar ante la SIE y el OC la solicitud de conexión, esta debe ser presentada por el agente responsable.

5.3.3.3 Para el caso de nuevos generadores y distribuidores, se debe contar con la concesión definitiva otorgada por el Poder Ejecutivo.

5.3.4 Señales al Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA)

5.3.4.1 Generalidades.

5.3.4.1.1 Todos los agentes, según corresponda, deberán cumplir con los requisitos necesarios para la operación del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA). En el presente documento se especifican las características de los enlaces de comunicaciones necesarios y en el Anexo 2 se detallan las señales a proveer por cada agente.

5.3.4.1.2 Los requisitos indicados para el Sistema de Transmisión serán aplicables para todas las subestaciones integrantes del sistema, aunque no constituyan puntos de conexión con otros agentes.

5.3.4.1.3 Será responsabilidad de los agentes la habilitación del canal de comunicación mediante la instalación, operación y mantenimiento de los equipos necesarios para la transmisión y recepción de datos, enlazando sus respectivos centros de control o Estaciones a través de un sistema de comunicación confiable y compatible con el Centro de Control de Energía o con el Centro de Control del OC, adaptándose los requerimientos preestablecidos de protocolo de comunicaciones. Será responsabilidad del Centro de Control de Energía o del Centro de Control del OC según corresponda, la habilitación del canal de comunicación mediante la instalación, la operación y mantenimiento de los equipos necesarios para la transmisión y recepción de datos incluyendo el mantenimiento de las bases de datos y la creación de los despliegues necesarios para el intercambio de la información en tiempo real. En resumen, todas las conexiones de comunicación entre los centros de control de los agentes y el Centro de Control de Energía o con el Centro de Control del OC deben contar con un canal de comunicaciones principal a cargo del agente y un canal de comunicaciones de respaldo a cargo del CCE o el OC.

5.3.4.1.4 Los centros de control propiedad de los agentes deben de contar con los equipos GPS (Sistema de posicionamiento Geográfico) para sincronización de sus relojes.

5.3.4.1.5 Las RTU deberán tener una disponibilidad mayor del 98% anual y una calidad del canal de 1×10^{-5} bits en error.

5.3.4.1.6 Las RTU deberán tener capacidad de expansión para las señales que surjan con el crecimiento o ampliación de la subestación o central.

5.3.4.2 Procedimiento de Ingreso de una nueva instalación al SCADA

Pasos para Ingreso de nueva instalación al SCADA	Responsable
Envío de lista de señales y diagrama unifilar	Agente
Solicitud de Conexión al SCADA	Agente
Configuración de la conexión al SCADA	Agente-CCE-OC
Codificación de las medidas, señales y estados al SCADA	Agente-CCE-OC
Pruebas técnicas a enlaces de comunicación	Agente-CCE-OC
Pruebas de funcionalidad	Agente-CCE-OC

5.3.4.3 Solicitud de señales, medidas y estados del SENI

Como parte del ingreso de una nueva instalación al SENI, el OC y el CCE realizarán la revisión de la información de medidas y estados que se necesitan, para los fines de la coordinación de la operación en tiempo real.

El agente responsable de la nueva instalación que solicita ingresar al SCADA, el CCE y el OC se reunirán para revisar el requerimiento de información mencionado en el ítem anterior, resultando de ello un acta de conformidad.

5.3.4.4 Solicitud de conexión al SCADA

El agente que solicita conectarse al SCADA realizará la solicitud de conexión, con toda la información solicitada y posteriormente la remitirá al OC y el CCE.

5.3.4.5 Configuración de la conexión con el SCADA

Una vez que el Administrador del SCADA ha aprobado el contenido de la solicitud de conexión al SCADA, éste procederá a remitir al solicitante la información de configuración del servidor ICCP y de las interfaces de comunicación que se usarán para la transferencia de los datos en tiempo real.

La empresa solicitante procederá a remitir los códigos ICCP de las señales, medidas y estados solicitados en el numeral 11.2.1. La codificación se hará de acuerdo a lo indicado en el numeral 11.3.1 del presente documento.

5.3.4.6 Pruebas iniciales de la conexión con el Administrador del SCADA

El Administrador del SCADA procederá a comprobar las condiciones técnicas y la operatividad de los enlaces de comunicación de la empresa solicitante.

Luego de verificar la operación satisfactoria de los enlaces de comunicación, el Administrador del SCADA procederá a ejecutar las pruebas funcional y de disponibilidad, según los protocolos correspondientes. Los protocolos antes mencionados serán remitido vía correo electrónico u otro medio alternativo, a la persona de contacto.

Cumplidas satisfactoriamente las pruebas funcional y de disponibilidad, el administrador del SCADA procederá a emitir la conformidad para la puesta en operación de la transferencia de señales ICCP en tiempo real de la(s) nueva(s) instalación(es).

Se trata de mantener una plataforma ICCP estable y debidamente probada, respecto de la cual los integrantes del SCADA puedan adecuar su propia plataforma ICCP. Los posibles cambios

en la plataforma del OC y CCE, serán siempre por una necesidad técnica justificada, y producto de un análisis previo que considere su impacto en los sistemas SCADA que remiten su información.

5.3.4.7 Mediciones

Las mediciones deberán obtenerse de aparatos cuya clase de precisión sea como mínimo la que se indica a continuación:

APARATO	PRECISION
Transformadores de corriente y voltaje:	1,0
Transductores de voltaje y de potencia activa	1,0
Transductores de corriente y potencia reactiva:	1,0

5.3.4.1.7 Los transductores de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0,01 Hz. El error de codificación de las mediciones analógicas convertidas a digitales no deberá superar el 0,1%.

Los convertidores análogo/digital (A/D) deberán tener capacidad de control de integridad en dos puntos ($\pm 90\%$) de su rango normal de escala.

Cada ciclo de transmisión al Centro de Control de Energía o al OC no deberá exceder los dos (2) segundos, con datos de antigüedad no mayor de veinte (20) segundos.

5.3.4.8 Estados

El estado de los interruptores y seccionadores deberá ser transmitido al CCE o al OC en el ciclo siguiente al de ocurrencia del cambio y toda vez que lo solicite el operador del CCE o el OC.

La posición de los conmutadores de tomas ("taps") de los transformadores deberá transmitirse de la misma forma que los estados o bien en forma cíclica, junto con las mediciones.

Las alarmas deberán ser transmitidas al Centro de Control de Energía o al OC en el ciclo siguiente al de ocurrencia.

La información referida a estados deberá ser enviada conjuntamente con el horario de ocurrencia de los cambios. Ese horario deberá corresponder a la hora de referencia establecida por el CCE o al OC, con un error no superior a los cinco (5) milisegundos.

5.3.5 Sistemas de Comunicaciones

5.3.5.1 Generalidades

Los agentes deberán contar con los siguientes vínculos de comunicaciones con el Centro de Control de Energía o el OC:

- 1) Enlace bidireccional para transmisión de datos correspondientes al SCADA.

-
- 2) Enlace telefónico directo (LCD) para establecer comunicaciones vocales operativas entre el Centro de Control de Energía, el OC y los centros operativos de los respectivos agentes.

Los Usuarios No Regulados (UNR) sólo deberán contar con una línea confiable de telefonía pública para comunicaciones operativas. No obstante el Organismo Coordinador podrá requerir el establecimiento de un enlace de datos a aquellos agentes cuyas instalaciones, por su importancia operativa, deban ser incluidas en el sistema SCADA.

Los agentes serán responsables de la disponibilidad y confiabilidad de los enlaces mencionados. Podrán utilizar para ellos vínculos propios, compartidos con otros agentes o contratados con empresas prestadoras de servicios de comunicaciones.

Todos los enlaces de comunicaciones deberán cumplir con las normas UIT-T, UIT-R e IEC. En el extremo correspondiente al Centro de Control de Energía y el OC deberán contar con los elementos necesarios para prueba y supervisión automática.

5.3.5.2 Enlaces de Datos para el SCADA.

Los enlaces de datos deberán tener una tasa de error (BER) inferior a 10^{-7} . Su ancho de banda deberá ser tal que la tasa de ocupación resulte inferior al cincuenta por ciento (50%).

Todos los enlaces de comunicación entre centros de control deberán ser ICCP.

5.3.5.3 Enlaces para Comunicaciones Vocales Operativas.

En los enlaces para comunicaciones vocales operativas la relación señal – ruido (S/N) deberá ser superior a 45 Db.

5.3.5.4 Requisitos Mínimos de Equipamiento para Instalaciones con Tensión Superior a 138 kV.

5.3.4.1.8 En instalaciones con tensión superior a 138 kV se deberán proveer e instalar como mínimo dos 2 sistemas de comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o “back-up” del principal, soportados en diferentes medios físicos.

5.3.4.1.9 El sistema de comunicaciones principal deberá estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire)

5.3.4.1.10 El sistema de comunicaciones de respaldo deberá estar soportado en un sistema de Onda Portadora Digital, en base a Terminales DPLC (Digital Power Line Carrier) puramente digitales con emulación analógica.

5.3.5.5 Requisitos Mínimos de Equipamiento para instalaciones con tensión igual o menor a 138 kV

En instalaciones de 138 kV é inferiores no se requiere instalar dos sistemas de comunicaciones independientes como principal y respaldo. Se puede instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), o un sistema de Onda Portadora sobre Líneas de Alta Tensión con Terminales puramente digitales con emulación analógica

Las líneas de hasta 5 km de longitud o aquellas cuyo Source Impedance Ratio (SIR) sea superior a 4, deberán contar con un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire).

Para las líneas con tensión inferior a 138 kV la instalación del sistema de comunicación dependerá de la necesidad de utilizar disparos rápido mediante interdisparo por comunicación. Según lo establecido en el punto 5.1.9.4 de este Código de Conexión.

5.4 FASE 4, DOCUMENTACION PARA LA ENERGIZACION DE LA NUEVA INSTALACION

5.4.1 Introducción.

El agente responsable de un punto de conexión deberá presentar la SIE, el OC y a los agentes Involucrados en el punto de conexión, según corresponda, un programa de energización con una anticipación no inferior a treinta (30) días de su inicio, de forma que pueda ser incluido en el próximo programa de mantenimiento.

5.4.2 Requisitos.

Tabla 3. Requisitos para la energización al SENI

Fases para la Conexión al SENI	Responsable
1. Remisión de la documentación técnica	Agente
2. La SIE y el OC realizan la visita de Inspección	OC y SIE
3. El OC envía al agente el acta de la visita de inspección, con sus observaciones	OC
4. El agente envía al OC y la SIE el programa de energización y resultados de las pruebas en vacío	Agente
5. Autorización de la SIE para la energización	
6. Se energiza la instalación y se realizan las pruebas con tensión	Agente y CCE
7. El agente envía al OC y la SIE la certificación de las pruebas con tensión.	Agente

5.4.2.1 Los siguientes son requisitos ineludibles para iniciar el programa de energización de un punto de conexión:

- 1) Haber presentado la documentación detallada en los puntos de 5.3.3 y haber obtenido su aprobación por parte de la Superintendencia de Electricidad.
- 2) Haber presentado al Organismo Coordinador la información técnica requerida en el punto 5.1.14.

-
- 3) Poseer firmado y haber presentado al Organismo Coordinador un Acuerdo de Responsabilidad Operativa, con los agentes involucrados, según corresponda, en los términos del punto 5.3.1.
 - 4) Tener instalados y habilitados los equipos de medición comercial por parte del Organismo Coordinador. Tener instalados los equipos de medición comercial en conformidad a lo establecido en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. En el caso que el OC no pueda realizar la habilitación comercial del sistema de medición comercial del agente, este podrá realizar inyecciones y retiros solo si el Organismo Coordinador lo autoriza. En caso de que se verifique el mal funcionamiento de su sistema de medición comercial, el agente no podrá realizar inyecciones o retiro del sistema.
 - 5) Haber instalado y tener en operación los equipos del Sistema de Operación en Tiempo Real, cumpliendo con lo establecido en el punto CC7.
 - 6) Poseer todas las autorizaciones gubernamentales necesarias para la construcción y operación de las instalaciones.
 - 7) Haber realizado las Pruebas en vacío de las instalaciones, y enviar una carta a la SIE y el OC, donde informará el resultado favorable de tales pruebas e incluirá los resultados de estas.
 - 8) Haber presentado al OC y al CCE la secuencia de maniobras para la energización.

5.4.3 Energización Provisional.

5.4.3.1 La SIE podrá emitir permisos de energización provisional para aquellas instalaciones que no hayan cumplido con la totalidad del presente Código de Conexión, a recomendación del OC y solo en los siguientes casos:

- 1) Por requerimientos de seguridad del SENI.
- 2) Para garantizar el abastecimiento de la demanda del SENI.

5.4.3.2 El agente responsable deberá haber cumplido con la totalidad del presente Código de Conexión para la fecha de vencimiento del permiso provisional emitido por la SIE.

5.4.4 Inspección.

5.4.4.1 Una vez cumplidos los requisitos anteriores, la SIE, el Organismo Coordinador y los Agentes involucrados, según corresponda, efectuarán la inspección del Punto de Conexión.

5.4.4.2 Una vez emitido por el OC el informe de inspección del punto de conexión, el CCE participará en los ensayos a efectuar por el Agente responsable. En ningún caso los ensayos se realizarán con equipo energizado

5.4.4.3 Si los resultados de la inspección y ensayos fueran satisfactorios, se autorizará y se firmará un acta en la cual se dejará constancia de lo realizado.

5.4.4.4 Si de la inspección o ensayos se concluyera que las instalaciones no cumplen con los requisitos especificados, el agente responsable deberá efectuar las correcciones necesarias y requerir nuevamente los ensayos.

5.4.5 Pruebas de energización en Vacío.

5.4.5.1 El agente responsable elaborará los protocolos de pruebas de energización en vacío con el fin de verificar que los equipos e instalaciones cumplen con los criterios establecidos para su aceptación. Estos deberán contemplar las comprobaciones necesarias para evaluar el comportamiento de los equipos y sistemas para las condiciones previstas de funcionamiento y validar que las características de diseño se ajustan a la prevista. Estos incluirán los criterios de aceptación y/o rangos de valores admisibles.

5.4.5.2 Las pruebas de energización en vacío deben incluir la simulación de fallas reales con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de interrupción, protección, control, registro de fallas y telecomunicaciones.

5.4.5.3 Las pruebas de energización en vacío deben incluir la comprobación de todos los enclavamientos de seguridad de la instalación.

5.4.5.4 Las pruebas deben incluir todas las pruebas de los sistemas de medición comercial (SMC).

5.4.5.5 El agente responsable deberá entregar al CCE, OC y la SIE un informe de las pruebas que contenga la información histórica y técnica de las pruebas.

5.4.6 Puesta en Servicio y Pruebas con Tensión.

- 5.4.6.1 Como parte del programa de energización se debe remitir al OC y al CCE junto con la solicitud de permiso de trabajo dentro de los plazos establecidos el plan de maniobras que se llevará a cabo para la puesta en servicio de la instalación, para que estos verifiquen su conformidad. Si el OC o el CCE considera necesario, se convocará una reunión de coordinación previa a la puesta en servicio.
- 5.4.6.2 El agente responsable elaborará los protocolos de pruebas con tensión con el fin de verificar que los equipos e instalaciones cumplen con los criterios establecidos para su aceptación. Estos incluirán los apartados necesarios para registrar las distintas medidas y comprobaciones a realizar en la instalación y los criterios de aceptación y/o rangos de valores admisibles.
- 5.4.6.3 Si durante el transcurso de las pruebas se hubieran detectados defectos de actuación en la instalación, estas deberán ser repetidas una vez realizadas las correcciones, no pudiéndose quedar en servicio alguna que no haya superado las pruebas previstas.
- 5.4.6.4 Una vez desarrollado el plan de maniobras, completadas las pruebas con tensión y verificado que el funcionamiento de la instalación es adecuado, el agente responsable remitirá al OC una certificación de la correcta operación de las instalaciones con la cual se considerará que dicha instalación está en condiciones de ser explotada.

5.5 FASE 5, DOCUMENTACIÓN PARA LA OPERACIÓN COMERCIAL DE LA NUEVA INSTALACION

5.5.1 Inicio de la Operación Comercial

Pasos para solicitar Inicio de Operación Comercial		Responsable
Envío al OC-SENI de la solicitud de Operación Comercial		Agente
Envío al agente de observaciones		OC-SENI
Envío al OC-SENI de observaciones subsanadas		Agente
Envío al agente de carta con fecha de inicio de operación comercial		OC-SENI
Inclusión de unidad en operación comercial en todos los procesos del OC-SENI		OC-SENI

5.5.1.1 Solamente se puede solicitar el Inicio de Operación Comercial en el OC para unidades de generación.

5.5.1.2 Para solicitar el inicio de la Operación Comercial de una unidad de generación, el agente debe ser miembro constituido del OC.

5.5.1.3 En el caso de nuevas unidades de generación, el agente deberá haber culminado con las Pruebas de Puesta en Servicio y deberá presentar una solicitud dirigida a la Gerencia General. Dicha solicitud será materia de pronunciamiento dentro de los 5 días hábiles siguientes, contados desde su presentación.

De existir observaciones, éstas serán subsanadas dentro de un plazo que no excederá de 5 días hábiles siguientes, contados desde el día de su comunicación, tiempo durante el cual quedará en suspenso el plazo para el pronunciamiento del OC.

5.5.1.4 Luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, el OC mediante carta, comunicará la fecha de Inicio de la Operación Comercial, la cual será posterior a la fecha de esta comunicación.

5.5.1.5 Para todas las unidades de generación, se debe presentar el estudio para la medición y cálculo de la potencia efectiva y rendimiento.

5.5.1.6 Para todas las unidades de generación, se deben presentar los resultados de todas las pruebas de restricciones operativas (tiempos de parada y arranque, mínimo técnico, toma de carga, etc.)

5.5.1.7 En caso los ensayos de medición demoren, se aceptará para unidades térmicas la potencia efectiva y rendimiento declarados por el generador, sustentados en las pruebas de recepción, hasta por un plazo máximo de un mes a partir de la aceptación de su operación comercial.

5.5.1.8 De no hacer los ensayos en dicho plazo se suspenderá la operación comercial de la unidad o unidades para todo efecto, a partir de la fecha de notificación del OC, hasta que se realicen dichas pruebas. Para centrales hidroeléctricas el plazo para realizar las pruebas de determinación de potencia efectiva se definirá en cada oportunidad, que no deberá exceder de 1 año.

5.5.1.9 Para los demás tipos de instalaciones, el requisito único para su entrada en operación comercial es cumplir con todo lo estipulado en el presente código de conexión.

5.5.2 Pasos para Conclusión de la Operación Comercial

Pasos para solicitar Conclusión de Operación Comercial	Responsable
Envío a la CNE, SIE y OC-SENI de la solicitud de conclusión de la Operación Comercial	Agente
Envío al agente de observaciones	SIE
Envío a la CNE, SIE y OC-SENI de observaciones subsanadas	Agente
Envío al agente de carta con fecha de conclusión de operación comercial o denegación de la solicitud	SIE
Excluir la instalación de operación comercial en todos los procesos del OC-SENI	OC-SENI

5.5.2.1 La conclusión de la operación comercial de una instalación del SENI, deberá ser comunicada por escrito a la CNE, la SIE y el OC con una anticipación mínima de:

- 24 meses para unidades generadoras
- 12 meses para instalaciones de transmisión.

5.5.2.2 Para la solicitud de Conclusión de Operación Comercial, el agente debe señalar explícitamente una de las siguientes causales:

- Que la Unidad de Generación haya cumplido su vida útil.
- Que la Unidad de Generación haya sufrido falla permanente y cuya recuperación es antieconómica.
- Que la Unidad de Generación no haya sido necesaria para la operación del SENI en los últimos 2 años.
- Otra causa asociada al negocio de la empresa titular, que debe ser señalada.

5.5.2.3 El agente suministrará el Informe técnico incluyendo los estudios y simulaciones para dos años luego de la fecha prevista de retiro de Operación Comercial, a fin de verificar que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico, ni la seguridad de la operación en el SENI.

ANEXOS

Anexo 1

REQUISITOS DE INFORMACION TECNICA

1. En las planillas adjuntas se incluye la información técnica a presentar, según el siguiente detalle:
 - Planilla No A1.1: Datos de Diseño de Unidades Generadoras
 - Planilla No A1.2: Parámetros de Respuesta de Unidades Generadoras.
 - Planilla No A1.3: Datos de Subestaciones
 - Planilla No A1.4: Datos de Líneas de Transmisión
 - Planilla No A1.5: Ajustes de Equipos de Control y Protección de Unidades Generadoras
 - Planilla No A1.6: Ajustes de Equipos de Control y Protección de Subestaciones
 - Planilla No A1.7: Características de Demandas.
2. Cada tipo de agente será responsable de completar las planillas indicadas a continuación, según corresponda.

Tipo de Agente	Planillas a Presentar
Empresas Generadoras, Autoproductores y Cogeneradores	A1, A2, A3, A5
Empresa de Transmisión	A3, A4, A6
Empresas Distribuidoras y Grandes Usuarios	A3, A6, A7

PLANILLA No A1.1**Datos del Diseño de Unidades Generadoras**

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.1	Datos Técnicos Generales		
1.1.1	Potencia aparente nominal	MVA	
1.1.2	Potencia activa nominal neta	MW	
1.1.3	Potencia activa nominal bruta	MW	
1.1.4	Voltaje nominal	kV	
1.1.5	Conexión (YN, Y, D)		
1.1.6	Potencia de servicios auxiliares a carga nominal	MW	
1.1.7	Potencia reactiva nominal	MVARs	
1.1.8	Potencia de mínimo técnico	MW	
1.1.9	Constante de inercia nominal	MWs/MVA	
1.1.10	Relación de cortocircuito	- - -	
1.1.11	Corriente estatórica nominal	A	
1.1.12	Corriente rotórica a factor de potencia, voltaje y frecuencia nominales	A	
1.2	Resistencias		
1.2.1	Resistencia de secuencia directa (R1)	p.u.	
1.2.2	Resistencia de secuencia inversa (R2)	p.u.	
1.2.3	Resistencia homopolar (R0)	p.u.	
1.2.4	Resistencia de puesta a tierra (Rt)	p.u.	
1.2.5	Resistencia del Estator	p.u.	
1.3	Reactancias en Régimen No Saturado		
1.3.1	Reactancia sincrónica de eje longitudinal (Xd)	p.u.	
1.3.2	Reactancia transitoria de eje longitudinal (X'd)	p.u.	
1.3.3	Reactancia subtransitoria de eje longitudinal (X''d)	p.u.	
1.3.4	Reactancia sincrónica de eje transversal (Xq)	p.u.	
1.3.5	Reactancia transitoria de eje transversal (X'q)	p.u.	
1.3.6	Reactancia subtransitoria de eje transversal (X''q)	p.u.	
1.3.7	Reactancia de dispersión del estator (XL)	p.u.	
1.3.8	Reactancia homopolar (X0)	p.u.	
1.3.9	Reactancia de secuencia inversa (X2)	p.u.	
1.3.10	Reactancia de Potier (Xp)	p.u.	
1.3.11	Reactancia de puesta a tierra (Xt)	p.u.	

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.4	Reactancias en Régimen Saturado		
1.4.1	Reactancia sincrónica de eje longitudinal (X_{dsat})	p.u.	
1.4.2	Reactancia subtransitoria de eje longitudinal (X''_{dsat})	p.u.	
1.5	Constantes De Tiempo De Cortocircuito (Régimen No Saturado)		
1.5.1	Transitoria de eje longitudinal (T'_d)	s	
1.5.2	Subtransitoria de eje longitudinal (T''_d)	s	
1.5.3	Transitoria de eje transversal (T'_q)	s	
1.5.4	Subtransitoria de eje transversal (T''_q)	s	
1.6	Capacidad Reactiva		
1.6.1	Potencia reactiva inductiva a potencia nominal	MVAr	
1.6.2	Potencia reactiva inductiva a potencia de mínimo técnico	MVAr	
1.6.4	Potencia reactiva inductiva de corta duración	MVAr	
1.7	Características del Sistema de Excitación		
1.7.1	Voltaje de excitación a potencia, factor de potencia, voltaje y frecuencia nominales	V	
1.7.2	Voltaje de excitación máximo	p.u.	
1.7.3	Voltaje de excitación mínimo	p.u.	
1.7.4	Velocidad máxima de incremento del voltaje de excitación	V/s	
1.7.5	Velocidad máxima de decremento de la voltaje de excitación	V/s	
1.7.6	Corriente de excitación máxima	A	
1.7.7	Corriente de excitación mínima	A	
1.7.8	Ganancia del lazo de excitación	p.u.	
1.7.9	Constante de tiempo del sistema de excicxitación	s	
1.7.10	Constante de tiempo del regulador de voltaje	s	
1.7.11	Tipo de Excitador		

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.8	Características del Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)		
1.8.1	Ganancia para la señal de velocidad	p.u.	
1.8.2	Constante de tiempo para la medición de velocidad	s	
1.8.3	Ganancia para la señal de frecuencia	p.u.	
1.8.4	Constante de tiempo para la medición de frecuencia	s	
1.8.5	Ganancia para la señal de potencia	p.u.	
1.8.6	Constante de tiempo para la medición de potencia	s	
1.8.7	Ganancia para la señal de voltaje	p.u.	
1.8.8	Constante de tiempo para la medición de voltaje	s	
1.8.9	Ganancia para la señal de cupla	p.u.	
1.8.10	Constante de tiempo para la medición de cupla	s	
1.8.11	Ganancia para la señal de posición de válvula reguladora	p.u.	
1.8.12	Constante de tiempo para la medición de posición de válvula reguladora	s	
1.8.13	Ganancia en estado estacionario del PSS	p.u.	
1.8.14	Constante de tiempo de estabilización	s	
1.9	Características del Gobernador		
1.9.1	Estatismo máximo	%	
1.9.2	Estatismo normal	%	
1.9.3	Estatismo mínimo	%	
1.9.4	Banda muerta de frecuencia máxima	Hz	
1.9.5	Banda muerta de frecuencia normal	Hz	
1.9.6	Banda muerta de frecuencia mínima	Hz	
1.9.7	Banda muerta de potencia	MW	
1.10	Capacidad de Respuesta		
1.10.1	Respuesta sostenida a cambios de frecuencia	MW	
1.10.2	Respuesta no sostenida a cambios de frecuencia	MW	
1.10.3	Capacidad de rechazo de carga	MW	
1.11	Turbinas a Vapor		
1.11.1	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de alta presión	%	
1.11.2	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de media presión	%	
1.11.3	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de baja presión	%	
1.11.4	Constante de tiempo de la turbina de alta presión	s	
1.11.5	Constante de tiempo de la turbina de media presión	s	
1.11.6	Constante de tiempo de la turbina de baja presión	s	

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor		
1.12	Transformador Elevador		I ^o	II ^o	III ^o
1.12.1	Número de arrollamientos	c/u			
1.12.2	Potencia nominal	MVA			
1.12.3	Voltaje nominal lado de alta (toma principal)	kV			
1.12.4	Voltaje nominal lado de baja	kV			
1.12.5	Grupo de transformación	- - -			
1.12.6	Resistencia	p.u.			
1.12.7	Reactancia en su base de MVA y kV	p.u.			
1.12.8	Reactancia homopolar	p.u.			
1.12.9	Voltaje mínimo (toma inferior)	kV			
1.12.10	Voltaje máximo (toma superior)	kV			
1.12.11	Tipo de conmutador de tomas	- - -			
1.12.12	Por ciento (%) de conmutación por taps				
1.12.13	Duración del ciclo de operación del conmutador de tomas	s			
1.12.14	Impedancia de secuencia positiva Z1	p.u.			
1.12.15	Relación X/R				
1.13	Unidad Generadora				
1.13.1	Diagrama de capacidad	diagrama			
1.13.2	Característica de vacío	diagrama			
1.13.3	Característica de cortocircuito	diagrama			
1.13.4	Curva de factor de potencia cero	diagrama			
1.14	Gobernador				
1.14.1	Características	texto, diagrama de bloques			
1.15	Capacidad Reactiva				
1.15.1	Sobrecarga a potencia nominal	diagrama en función del tiempo			
No.	Descripción	Forma de Presentación			
1.16	Sistema de Excitación				
1.16.1	Características de saturación del generador y sistema de excitación	diagrama para 50 a 120 % del voltaje nominal			
1.16.2	Características del sistema de excitación	texto, diagrama de bloques			
1.16.3	Características dinámicas del limitador de sobreexcitación	texto, diagrama de bloques			
1.16.4	Características dinámicas del limitador de subexcitación	texto, diagrama de bloques			
1.16.5	Características del estabilizador del sistema de potencia (PSS)	texto, diagrama de bloques			

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.17	Transformador Elevador		
1.17.1	Esquema de conexiones del arrollamiento con tomas	texto, esquema	
1.17.2	Diagrama fasorial	esquema	
1.17.3	Puesta a tierra	texto, esquema	
1.18	Datos Técnicos de la Central		
1.18.1	Voltaje en el Punto de Conexión	kV	
1.18.2	Potencia máxima de toda la central	MW	
1.18.3	Corriente simétrica máxima de cortocircuito trifásico	kA	
1.18.4	Corriente asimétrica máxima de cortocircuito trifásico	kA	
1.18.5	Impedancia homopolar mínima	p.u.	
1.18.6	Impedancia de secuencia inversa mínima	p.u.	
1.19	Turbinas Hidráulicas		
1.19.1	Cuenca (río) en que está ubicada la central		
1.19.2	Embalse asociado		
1.19.3	Tipo de turbina		
1.19.4	Caudal nominal	m3/s	
1.19.5	Velocidad nominal	m/s	
1.19.6	Caudal máximo de turbinación	m3/s	
1.19.7	Caudal mínimo de turbinación	m3/s	
1.19.8	Salto bruto máximo	m	
1.19.9	Salto bruto mínimo	m	
1.19.10	Coeficiente energético máximo	kWh/m3	
1.19.11	Coeficiente energético mínimo	kWh/m3	
1.19.12	Curvas cuadráticas de rendimiento para cotas máxima, media y mínima	Tablas	
1.19.13	En caso de grupos reversibles o bombeo:		
	Altura de impulsión nominal	m	
	Caudal nominal de bombeo	m3/s	
	Índice de acumulación de bombeo (energía producida/energía consumida por bombeo)	%	
1.19.14	Capacidad de arranque en negro (SI/NO)		

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
1.20	Centrales de Régimen Especial (Eólicas)		
1.20.1	Coordenadas de la poligonal del parque		
1.20.2	Horas de utilización anual a plena potencia	h	
1.20.3	Curvas de potencia activa en función de la velocidad del viento, indicando las velocidades a las cuales dejan de aportar potencia	Tablas, diagramas	
1.20.4	Cumplimiento con requisitos de huecos de tensión	Texto	
1.20.5	Procedimiento de arranque y frenado	Texto, diagramas	
1.20.6	Capacidad de arranque en negro (SI/NO)		
1.20.7	Capacidad de funcionamiento en isla (SI/NO)		
1.20.8	Datos de cada modelo de aerogenerador	Tablas	
1.20.9	Números de aerogeneradores por modelo		
1.20.10	Curva de potencia reactiva en función de la activa, considerando, la compensación interna del generador	Tablas, diagramas	
1.20.11	Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico		
1.20.12	Contenido máximo de distorsión armónica garantizado		
1.20.13	Armónicos de tensión		
1.20.14	Armónicos de corriente		
1.20.15	Resistencia del Estator	p.u.	
1.20.16	Reactancia del Estator	p.u.	
1.20.17	Reactancia de Magnetización del Estator	p.u.	
1.20.18	Resistencia del Rotor	p.u.	
1.20.19	Reactancia del Rotor	p.u.	
1.21	Centrales de Régimen Especial (No Eólicas)		
1.21.1	Coordenadas de la poligonal del parque		
1.21.2	Horas de utilización anual a plena potencia	h	
1.21.3	Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico		
1.21.4	Contenido máximo de distorsión armónica garantizado		
1.21.5	Armónicos de tensión		
1.21.6	Armónicos de corriente		

PLANILLA No A1.2**Parámetros de Respuesta de Unidades Generadoras**

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
2.1	Potencia en Condiciones de Emergencia		
2.1.1	Potencia activa máxima	MW	
2.1.2	Potencia reactiva en la condición anterior	MVAr	
2.1.3	Tiempo de preaviso necesario para obtener el incremento de potencia	min	
2.1.4	Tiempo de preaviso necesario para anular el incremento de potencia	min	
2.2	Tiempo Necesario para Sincronización		
2.2.1	Luego de una parada de horas (condición fría)	h	
2.2.2	Luego de una parada de horas (condición templada)	h	
2.2.3	Luego de una parada de minutos (condición caliente)	min	
2.2.4	Luego de una parada de minutos (condición muy caliente)	min	
2.3	Horario más Temprano para Sincronización		
2.3.1	Lunes	h:min	
2.3.2	Martes a viernes	h:min	
2.3.3	Sábado y domingo	h:min	
2.4	Horario más Tardío para Desincronización		
2.4.1	Lunes a jueves	h:min	
2.4.2	Viernes	h:min	
2.4.3	Sábado y domingo	h:min	
2.5	Flexibilidad		
2.5.1	Tiempo mínimo para descarga y desconexión	min	
2.5.2	Cantidad máxima de descargas y desconexiones por día	1/día	

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
2.6	Velocidad de Toma y Reducción de Carga		
2.6.1	Carga de sincronización (en bloque)	MW	
2.6.2	Luego de una parada de horas (condición fría):		
	- desde sincronización hasta MW	MW/min	
	- entre y MW	MW/min	
	- entre MW y potencia nominal	MW/min	
2.6.3	Luego de una parada de horas (condición templada):		
	- desde sincronización hasta MW	MW/min	
	- entre y MW	MW/min	
	- entre MW y potencia nominal	MW/min	
2.6.4	Luego de una parada de minutos (condición caliente):		
	- desde sincronización hasta MW	MW/min	
	- entre y MW	MW/min	
	- entre MW y potencia nominal	MW/min	
2.6.5	Luego de una parada de minutos (condición muy caliente):		
	- desde sincronización hasta MW	MW/min	
	- entre y MW	MW/min	
	- entre MW y potencia nominal	MW/min	
2.6	Velocidad de Toma y Reducción de Carga (Cont.)		
2.6.6	Velocidad de reducción de carga:	MW/min	
	- entre potencia nominal y MW	MW/min	
	- entre y MW	MW/min	
	- entre MW y vacío	MW/min	
2.7	Parámetros de Regulación		
2.7.1	Reserva rodante	MW	
2.7.2	Tiempo de respuesta hasta potencia nominal	min	
2.8	Precisión para Cumplir con Niveles de Potencia Predeterminados		
2.8.1	Desvío normal para 30 minutos	MW	
2.9	Cantidad Máxima de Cambios de Combustible		
2.9.1	Cantidad máxima de cambios de combustible admisible en 24 horas de operación	1/día	

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Unidad	Valor
2.10	Intervalos para Sincronización		
2.10.1	Entre 1a y 2a unidades	min	
2.10.2	Entre 2a y 3a unidades	min	
2.10.3	Entre 3a y 4a unidades	min	
2.10.4	Entre 4a y 5a unidades	min	
2.10.5	Entre unidades restantes sucesivas	min	
2.11	Intervalos para Reducción de Carga y Parada		
2.11.1	Entre 1a y 2a unidades	min	
2.11.2	Entre 2a y 3a unidades	min	
2.11.3	Entre 3a y 4a unidades	min	
2.11.4	Entre 4a y 5a unidades	min	
2.11.5	Entre unidades restantes sucesivas	min	

PLANILLA No A1.3**Datos de Subestación**

Subestación:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
3.1	Aporte de Potencia de Cortocircuito desde la Red de la Empresa Distribuidora o del Gran Usuario (si correspondiera)		
3.1.1	Corriente de cortocircuito simétrica	kA	
3.1.2	Impedancia de secuencia inversa (valor mínimo) ($S_b = 100$ MVA)	p.u.	
3.1.3	Impedancia homopolar (valor mínimo) ($S_b = 100$ MVA)	p.u.	
3.2	Transformador de Potencia		
3.2.1	Número de arrollamientos		
3.2.2	Potencia nominal	MVA	
3.2.3	Voltaje nominal (toma principal)	kV	
3.2.4	Grupo de transformación	---	
3.2.5	Método de conexión a tierra (solido, impedancia, etc)		
3.2.6	Impedancia de aterrizaje	Ohm	
3.2.7	Potencia Base	MVA	
3.2.8	Resistencia	p.u.	
3.2.9	Pérdidas en el cobre	kW	
3.2.10	Reactancia de secuencia positiva	%	
3.2.11	Reactancia homopolar	%	
3.2.12	Voltaje mínimo (toma inferior)	kV	
3.2.13	Voltaje máximo (toma superior)	kV	
3.2.14	Tipo de conmutador de tomas	---	
3.2.15	Número de taps		
3.2.16	Porcentaje de conmutación por taps	%	
3.2.17	Duración del ciclo de operación del conmutador de tomas	s	
3.3	Equipo de Compensación de Potencia Reactiva		
3.3.1	Tipo	---	
3.3.2	Tensión nominal	kV	
3.3.3	Conexión (serie o paralelo)	---	
3.3.4	Potencia nominal	MVAr	
3.3.5	Rango de operación	MVAr	
3.3.6	Característica sde control automático		

Subestación:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
3.4	Interruptor(es) en el Punto de Conexión		
3.4.1	Voltaje nominal	kV	
3.4.2	Corriente nominal	A	
3.4.3	Capacidad de interrupción	kA	
3.4.4	Capacidad de cierre en cortocircuito	kA	
3.4.5	Tiempo total de interrupción	ms	
3.4.6	Tipo de medio aislante (SF6, aceite, etc.)	kA	
3.4.7	Modo de operación (monopolar o tripolar)		
3.4.8	Norma de fabricación (ANSI, IEC, etc.)	ms	
3.5	Pararrayos en el Punto de Conexión		
3.5.1	Tipo	- - -	
3.5.2	Voltaje nominal	kV	
3.5.3	Energía máxima de disipación	kJ	
3.6	Transformador		
3.6.1	Esquema de conexiones del arrollamiento con tomas	texto, esquema	
3.6.2	Diagrama fasorial	esquema	
3.6.3	Puesta a tierra	texto, esquema	
3.7	Transformadores de Corriente		
3.7.1	Voltaje nominal	kV	
3.7.2	Clase de precisión		
3.7.3	Burden	Ohm	
3.7.4	Orientación (hacia barra, línea, etc.)		
3.7.5	Conexión (estrella, delta)		
3.7.6	Relación de transformación 1	A	
3.7.7	Relación de transformación 2	A	
3.7.8	Relación de transformación 3	A	
3.7.9	Relación de transformación 4	A	
3.7.10	Relación de transformación 5	A	

Subestación:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
3.8	Transformadores de Tensión		
3.8.1	Voltaje nominal	kV	
3.8.2	Clase de precisión		
3.8.3	Tipo de transformación		
3.8.4	Burden	Ohm	
3.8.5	Conexión (estrella, delta)		
3.8.6	Relación de transformación 1	A	
3.8.7	Relación de transformación 2	A	
3.8.8	Relación de transformación 3	A	
3.8.9	Relación de transformación 4	A	
3.8.10	Relación de transformación 5	A	
3.9	Otros equipos de control del sistema de potencia		
3.9.1	Tipo de equipo	texto, diagrama	
3.9.2	Características técnicas	texto, diagrama	
3.9.3	Esquema de funcionamiento	texto, diagrama	
3.9.4	Capacidad nominal	texto, diagrama	
3.9.5	Rango de operación	texto, diagrama	
3.9.6	Características de control principal	texto, diagrama	
3.9.7	Señales de control suplementarias	texto, diagrama	
3.9.8	Punto de conexión	texto, diagrama	
3.9.9	Sistema de protección	texto, diagrama	
3.10	Equipo de compensación de energía activa		
3.10.1	Tipo de equipo		
3.10.2	Capacidad nominal	MW	
3.10.3	Capacidad de almacenamiento	MWh	
3.10.4	Tensión nominal	kV	
3.10.5	Rango de operación en función del tiempo	kW/seg	
3.10.6	Características del control automático	texto, diagrama	
3.10.7	Punto de conexión	texto, diagrama	
3.10.8	Vida útil expresada en tiempo de operación		

PLANILLA No A1.4**Datos de Líneas de Transmisión**

Línea:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
4.1	Datos Generales		
4.1.1	Voltaje nominal	kV	
4.1.2	Corriente máxima admisible:	A	
	límite técnico de los conductores	A	
	Otras limitaciones (especificar)	A	
4.1.3	Longitud	km	
4.1.4	Otras líneas que comparten las mismas estructuras:		
	- circuito 2	- - -	
	- circuito 3	- - -	
	- circuito 4	- - -	
4.1.5	Cantidad de transposiciones	- - -	
4.1.6	Resistencia de secuencia positiva	ohm	
4.1.7	Reactancia de secuencia positiva	ohm	
4.1.8	Susceptancia de secuencia positiva	uS	
4.1.9	Resistencia homopolar	ohm	
4.1.10	Reactancia homopolar	ohm	
4.1.11	Susceptancia homopolar	uS	
4.2	Conductores		
4.2.1	Cantidad de subconductores por fase	- - -	
4.2.2	Tipo de conductor (AAAC, ACAR, otros)	- - -	
4.2.3	Sección	mm ²	
4.2.4	Resistencia DC (20°C)	Ohm/km	
4.2.5	GMR (Radio equivalente)	mm	
4.2.6	Diámetro de cada (sub)conductor	mm	
4.2.7	Espaciamiento mínimo entre subconductores	mm	
4.3	Cable(s) de Guarda		
4.3.1	Material	- - -	
4.3.2	Sección	mm ²	
4.3.3	Resistencia DC (20°C)	Ohm/km	
4.3.4	GMR (Radio equivalente)	mm	
4.3.5	Diámetro de cada (sub)conductor	mm	
4.3.6	Espaciamiento mínimo entre subconductores	mm	

Línea:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
4.4	Estructuras		
4.4.1	Tipo (autosoportadas, guiadas)	- - -	
4.4.2	Planos de Estructuras		Diagrama
4.4.3	Material	- - -	
4.4.4	Resistividad de la Tierra	Ohm-m	
4.4.5	Cantidad de circuitos	- - -	
4.4.6	Transposición circuito 1 (si, no)		
4.4.7	Transposición circuito 2 (si, no)		
4.4.8	Coordenadas de conductores de fase 1, Circ 1:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.9	Coordenadas de conductores de fase 2, Circ 1:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.10	Coordenadas de conductores de fase 3, Circ 1:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.11	Coordenadas de conductores de fase 1, Circ 2:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.12	Coordenadas de conductores de fase 2, Circ 2:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.13	Coordenadas de conductores de fase 3, Circ 2:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.14	Coordenadas de cable de guarda Nº 1:		
	vertical	m	
	horizontal	m	
4.4.15	Coordenadas de cable de guarda Nº 2:		
	vertical	m	
	horizontal	m	

PLANILLA No A1.5**Ajustes de Equipos de Control y Protección de Unidades Generadoras**

Central:	Unidad No:	Tipo:
----------	------------	-------

Nº	Descripción	Forma de Presentación
5.1	Ajuste de Protecciones Eléctricas	
5.1.1	Tipo de relé de protección	texto, diagramas
5.1.2	Funciones del relé de protección	texto, diagramas
5.1.3	Características de operación	texto, diagramas
5.1.4	Rangos de operación	texto, diagramas
5.1.5	Procedimiento de lectura e interpretación del significado de cada alarma o indicación	texto, diagramas
5.1.6	Memoria técnica con indicación de los ajustes de cada uno de los relés	texto, diagramas
5.2	Ajuste de Excitación	
5.2.1	Detalles del lazo de excitación en forma de diagrama de bloques, indicando las funciones de transferencia de los elementos individuales y unidades de medición	diagrama
5.3	Ajuste de Dispositivos de Control	
5.3.1	Limitador de sobreexcitación	texto, diagrama
5.3.2	Limitador de sobreflujo (V/Hz)	texto, diagrama
5.3.3	Limitador de subexcitación	texto, diagrama
5.3.4	Limitador de operación manual	texto
5.3.5	Control conjunto de potencia activa	texto, función
5.3.6	Control conjunto de potencia reactiva	texto, función
5.3.7	Modelo dinámico del conjunto rotante turbina-generator en forma de elementos concentrados, indicando constantes de inercia de cada componente, amortiguamientos y rigidez	diagrama
5.4	Ajustes de PSS	
5.4.1	Diagrama de bloques del estabilizador del sistema de potencia	diagrama

PLANILLA No A1.6**Ajustes de Equipos de Control y Protección de Subestaciones**

Subestación:

Nº	Descripción	Unidad	Valor
6.1	Ajuste de Dispositivos de Recierre		
6.1.1	Tipo de dispositivo		
6.1.2	Tipo de operación (monopolar, tripolar, sincroverificado, etc)		
6.1.3	Tiempo de recierre	s	
6.1.4	Número de intentos de recierres		
6.1.5	Tiempo de reposición	s	
6.2	Ajuste de Protecciones Eléctricas		
6.2.1	Memoria de cálculo de los ajustes de cada uno de los relés de protección de transformadores, líneas de transmisión y equipos de compensación de potencia reactiva	texto, diagramas	

PLANILLA No A1.7**Características de Demanda**

Agente:	Subestación:
---------	--------------

La información indicada a continuación deberá ser entregada anualmente con desagregación mensual:

Nº	Descripción	Unidad	Forma de Presentación
7.1	Datos Generales		
7.1.1	Potencia activa máxima	MW	tabla
7.1.2	Potencia reactiva máxima	MVAr	tabla
7.1.3	Consumo de energía	MWh	tabla
7.1.4	Dependencia de la carga, con las variaciones de frecuencia y tensión	MWh	tabla
7.1.5	Tipo de carga (rectificadores, grandes motores, etc.)	- - -	texto
7.2	Datos de Cargas Variables		
7.2.1	Velocidad máxima de variación periódica de potencia activa	MW/s	tabla
7.2.2	Velocidad máxima de variación periódica de potencia reactiva	MVAr/s	tabla
7.2.3	Período de variación de potencia activa	s	tabla
7.2.4	Período de variación de potencia reactiva	s	tabla
7.2.5	Escalón máximo de variación de potencia activa	MW	tabla
7.2.6	Escalón máximo de variación de potencia reactiva	MVAr	tabla
7.2.7	Diagrama de Carga Diario	MW	Tabla, diagramas

Anexo 2

1 REQUISITOS DE SEÑALES PARA EL SCADA

1.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

1.1.1 Mediciones

1.1.1.1 En conexiones de 69 kV y 138 kV o mayores a líneas y transformadores:

- a) potencia activa (P)
- b) potencia reactiva (Q)
- c) voltaje (V)
- d) corriente (A)

1.1.1.2 En acoplamiento de barras de 69 kV y 138 kV o mayores:

- a) potencia activa (P)
- b) potencia reactiva (Q)
- c) corriente (A)

1.1.1.3 En c/u de los devanados de los transformadores:

- a) potencia activa (P)
- b) potencia reactiva (Q)
- c) voltaje (V)

1.1.1.4 En barras de 69 kV y 138 kV o mayores:

- a) frecuencia (f)
- b) voltaje (V)

1.1.2 Estados

1.1.2.1 Posición (conectado – desconectado) de interruptores y seccionadores de 69 kV y 138 kV o mayores, correspondientes a:

- a) líneas,
- b) transformadores,
- c) acoplamientos de barras.
- d) Reactores y Capacitores

1.1.2.2 Posición (local – remoto) del telecomando de c/u de las instalaciones.

1.1.2.3 Posición de conmutadores de tomas (“taps”) de transformadores

1.1.2.4 Contactos de Alarmas, correspondientes a:

- a) Líneas de transmisión de 69 kV, 138 kV o mayores:
 - Breaker de tensión de mando
 - Breaker de tensión de medición
 - Equipo comunicaciones (PLC, etc.)

-
- Protección distancia (21) arranque, disparo general, activado y desactivado.
 - Protección diferencial (87) disparo general, activado, desactivado).
 - Recierre fuera de servicio
 - Cierre por 79 (monofásico / trifásico)
 - Protección sobrecorriente (67) arranque, disparo general, activado, desactivado).
 - Falla general interruptor (presión de hidráulico, aire, sf6, etc.)

b) Transformadores de Interconexión:

- Disparo general (Nivel, temperatura de aceite y devanado, buchholtz, falla cambiador de tomas, etc.)
- Falla interruptor lado de alta y lado de baja (presión de hidráulico, aire, sf6, etc)
- Protección sobrecorriente lado de alta y lado de baja (arranque, disparo general, activado, desactivado)
- Protección diferencial (disparo, activado y desactivado)

c) Reactores y Capacitores

- Arranque general y disparo interruptor

d) Generales por subestación

- Indicación de tensión DC (baja, Alta, falla cargador)
- Falla general alimentación servicio de estación

1.2 UNIDADES GENERADORAS

Para unidades de generación con una capacidad instalada bruta mayor a 5 MW, las señales deberán ser enviadas por unidades. Las unidades con capacidad instalada bruta menor de 5 MW que estén conectadas a barras de 69 KV o mayores, enviarán una señal por central.

1.2.1 Mediciones

1.2.1.1 Potencia activa por unidad generadora (Pb), según se indica a continuación:

- a) Si la potencia bruta es medida, se calculará la potencia neta incluyendo las perdidas correspondientes
- b) Si la potencia neta es medida, se calculará la potencia bruta incluyendo las perdidas correspondientes.

1.2.1.2 Voltaje (V) en barras de generación,

1.2.1.3 Potencia reactiva por unidad generadora (Qb), según se indica a continuación:

- a) Si la potencia bruta es medida, se calculará la potencia neta incluyendo las perdidas correspondientes
- b) Si la potencia neta es medida, se calculará la potencia bruta incluyendo las perdidas correspondientes.

1.2.1.4 Voltaje (V) en el Punto de Conexión con el Sistema de Transmisión o con el Sistema de Distribución,

1.2.1.5 Frecuencia (f) en barras de sincronización

1.2.1.6 Velocidad y dirección del viento, en el caso de las centrales eólicas.

1.2.1.7 Cota de embalse en centrales hidráulicas con embalse de regulación.

1.2.1.8 Disponibilidad de combustibles, asociados a su proceso de generación, con la finalidad de determinar su autonomía, a saber:

- a) Las unidades vapor-carbón deberán enviar su stock disponible de carbón en silos en [Ton]. Aquellas unidades con capacidad para quemar fuel-oil deberán informar el stock de combustible disponible en [m³], del tanque al cual están asociadas.
- b) Las unidades turbogas y motores deberán informar según corresponda, la presión en [Bar] del gasoducto al cual están asociadas, medido a la llegada de su instalación. Asimismo deberán enviar el stock de combustible diesel y fuel-oil disponible en [m³], según corresponda, de los tanques a los cuales estén asociadas.

El agente podrá ingresar manualmente en su propio sistema de información de tiempo real, la disponibilidad en [Ton] de carbón y/o petcoke almacenados en canchas o silos, información que se entregará al SCADA del OC y el CCE.

1.2.2 Estados

1.2.2.1 Posición (conectado – desconectado) de interruptores y seccionadores correspondientes a:

- Unidades generadoras, solo el interruptor
- Transformadores elevadores, el interruptor y los seccionadores

-
- 1.2.2.2 Si la unidad está en capacidad de realizar control primario de frecuencia, (habilitada – deshabilitada) en la participación del control primario de frecuencia.
 - 1.2.2.3 En caso que se encuentre implementado un sistema de Control Automático de Generación (AGC), (habilitada – deshabilitada) en la participación del control secundario de frecuencia.
 - 1.2.2.4 Si la unidad está en capacidad de realizar control de tensión, (habilitada – deshabilitada) en la participación del control de tensión.
 - 1.2.2.5 Si la unidad cuenta con Estabilizadores del Sistema de Potencia (PSS), (habilitado – deshabilitado) del PSS.
 - 1.2.2.6 Si la unidad participa en el Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG), (habilitado – deshabilitado) en la participación del EDAG.
 - 1.2.2.7 Posición de conmutadores de tomas (“taps”) de transformadores con Load Taps Changer (LTC)
 - 1.2.2.8 Contactos de Alarmas, correspondientes a:
 - 1) Transformadores elevadores
 - a) Protección sobrecorriente lado de alta y lado de baja (arranque y disparo general)
 - b) Disparo general (Nivel, temperatura de aceite y devanado, buchholtz, falla cambiador de tomas, etc.)
 - 2) Generales por subestación
 - a) Indicación de tensión DC (baja, Alta, falla cargador)
 - b) Falla general alimentación servicio de estación

1.3 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Para subestaciones de 69 kV conectadas a subestaciones de salida de generación y subestaciones conectadas a 138 kV o mayores:

1.3.1 Mediciones

- 1.3.1.1 Para los circuitos asociados al Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC)
 - a) Potencia Activa (p)
 - b) Potencia reactiva (q)

1.3.2 Estados

1.3.2.1 Posición (conectado – desconectado) de interruptores y seccionadores correspondientes a transformadores.

1.3.2.2 Si la instalación participa en el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC), (habilitado – deshabilitado) en la participación del EDAC.

1.3.2.3 Contactos de Alarmas, correspondientes a:

- 1) Transformadores
 - a) Protección sobre corriente lado de alta (disparo general)
 - b) Disparo general (temperatura de aceite y devanado, buchholtz, falla cambiador de tomas, etc.)
- 2) Generales por subestación
 - a) Indicación de tensión DC (baja, Alta, falla cargador)
- 3) Circuitos
 - a) Disparo por subfrecuencia (Para aquellos circuitos que participan en el EDAC).