



# gme

## **Definición de Metodologías para Determinar el Incentivo para la Compensación de la Regulación de Frecuencia y la Compensación por Regulación de Tensión en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana**

ANÁLISIS GENERAL DE LA REGULACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA INTERNACIONAL SOBRE EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE CONTROL DE TENSIÓN

Preparada para:



Enero 2024

R 1241/23

## Tabla de Contenido

<b>EL ANÁLISIS GENERAL DE LA REGULACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA INTERNACIONAL SOBRE EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>1. OBJETIVO DEL INFORME.....</b>	<b>3</b>
<b>2. LA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y EL REACTIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>3. EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN EN LA REPÚBLICA DOMINICANA.....</b>	<b>5</b>
3.1. Unidades de Generación Convencionales .....	5
3.2. Unidades Renovables .....	7
3.3. Requerimiento de Factor de potencia a la demanda. ....	8
3.4. Consumos de empresas de distribución, generación o usuario no regulado. ...	8
3.5. Comentarios generales y recomendaciones sobre la normativa vigente .....	8
<b>4. ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES INTERNACIONALES DE INCENTIVOS AL CONTROL DE TENSIÓN.....</b>	<b>9</b>
4.1. Chile.....	9
4.2. Irlanda.....	16
4.3. Perú .....	19
4.4. Resumen del benchmarking realizado.....	24
4.5. Análisis de las Experiencias Internacionales .....	31

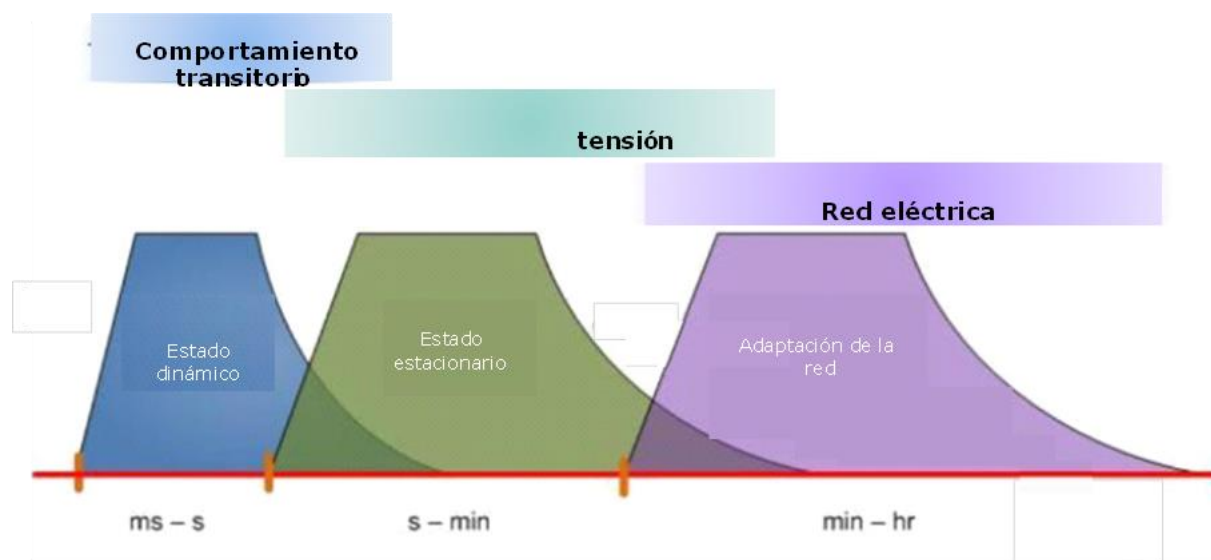
# EL ANÁLISIS GENERAL DE LA REGULACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA INTERNACIONAL SOBRE EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

## 1. Objetivo del Informe

El objetivo de este Informe es realizar una investigación sobre las experiencias internacionales en la compensación del servicio de regulación de tensión, analizando el caso de tres países: Chile, Irlanda y Perú, y siguiendo el proceso realizado para el estudio de la regulación de frecuencia.

## 2. La regulación de tensión y el reactivo

En la regulación de tensión se puede distinguir el estado estacionario y el estado dinámico y los servicios asociados. Especialmente éste último ha sido afectado con la introducción de nuevas tecnologías:



**Gráfico 1 Características temporales del control de tensión**

El aumento de las energías renovables (ERNC) está transformando el sistema eléctrico, y plantea nuevos desafíos operativos relacionados con el control de tensión. Las ERNC tienen características diferentes a las plantas convencionales, como una capacidad instalada menor, una producción variable y una tecnología basada en la electrónica de potencia. En el pasado, el control de tensión se basaba en grandes generadores síncronos, que podían inyectar o consumir potencia reactiva según las necesidades de la red. Sin embargo, las ERNC no pueden proporcionar la misma respuesta rápida y flexible que los generadores síncronos. Además, la descarbonización del mix energético coincide especialmente en

países desarrollados, con la creciente puesta en servicio de nuevos cables subterráneos en las zonas urbanas, que se comportan como condensadores y también aumentan la necesidad de controlar los flujos de energía reactiva.

En este contexto, las estrategias tradicionales de control de tensión deben evolucionar para adaptarse a esas características y explotar el potencial de las tecnologías de electrónica de potencia con el equipamiento que caracteriza a las Smart Grid.

Los principales desafíos operativos relacionados con el control de tensión en sistemas eléctricos con alto contenido renovable son:

- Variabilidad de la generación renovable: La producción de energía renovable es variable, lo que puede provocar fluctuaciones en la tensión de la red.
- Capacidad instalada menor de las ERNC: Las ERNC suelen tener una capacidad instalada menor que las plantas convencionales, lo que limita su capacidad para controlar la tensión.
- Retardos en la respuesta a las perturbaciones: Las ERNC pueden tardar más en responder a las perturbaciones en la tensión que los generadores síncronos.

Las estrategias económicas del control de tensión pueden basarse en requisitos obligatorios con o sin costo o estrategias de fijación de precios de energía reactiva según sea las características y necesidades

Los requisitos obligatorios se basan en la imposición de obligaciones a los generadores y consumidores para que proporcionen control de tensión. Estas obligaciones pueden ser de carácter general o específicas para determinados tipos de tecnologías.

La retribución tarifaria del control de tensión se puede realizar con:

- una remuneración del producto por la capacidad (relacionada con inversiones de capital) y/o por la energía proporcionada (relacionada con los costos operativos). En la mayoría de los países europeos, la remuneración se basa en la energía reactiva suministrada.
- el esquema de precios puede basarse en precios regulados o precios libres
- los precios basados en cada tipo de tecnología o precios universales para todos los proveedores.

Las ERNC<sup>1</sup> cuando prestan los servicios de control de tensión deben enfrentar funciones de costos diferentes a los generadores sincrónicos, y las ERNC más antiguas pueden necesitar una costosa modernización específica. Por eso surge la oportunidad de crear mercados para servicios de control de tensión que permita el ingreso de equipamiento de suministro de reactivo y control de tensión. En el diseño se debe considerar los costos involucrados y que la eficiencia de energía reactiva es local y limita el número de proveedores, la estructura de costos operativos difiere entre tecnologías de ERNC, y el suministro de energía reactiva depende de la energía activa despachada. En la literatura existente,

---

<sup>1</sup> Operational Challenges and Economics in Future Voltage Control Services Daniel Davi-Arderius, Matteo Troncia, Juan Julián Peiró 2023

muchos estudios teóricos se refieren a innovaciones. estrategias de control de tensión, pero muy pocos análisis en condiciones reales, que son esenciales para implementar estrategias eficientes de control de voltaje En ese caso es muy interesante el avance regulatorio que presenta Chile. Varios desafíos y lagunas caracterizan la literatura sobre soporte de voltaje como muy poca información histórica y metodologías de evaluación, o falta de experiencia empírica en mecanismos basados en el mercado para el soporte de voltaje.

El diseño de incentivos y penalidades para que los generadores provean regulación de tensión en estado estacionario y en estado dinámico debe tener como objetivo garantizar el funcionamiento con la calidad requerida del sistema eléctrico. Los incentivos deben ser suficientes para que los generadores estén dispuestos a proporcionar la regulación necesaria, mientras que las penalidades deben ser lo suficientemente altas para disuadir a los generadores de no cumplir con sus compromisos.

Los incentivos pueden ser de tipo económico, como pagos por servicios de regulación, o de tipo no económico, como la posibilidad de acceder al Sistema Eléctrico, convirtiéndose en ese caso en una obligación para el ingreso al mercado mayorista eléctrico. Las penalidades, del mismo modo, pueden ser de tipo económico, como multas, o de tipo no económico, como el restringir el acceso al sistema.

En general, los incentivos y las penalidades deben estar diseñados de manera que:

- Sean claros, definidos y transparentes para los generadores.
- Sean proporcionales a la magnitud del incumplimiento.
- Sean eficaces para disuadir el incumplimiento.

### 3. El Servicio de regulación de tensión en la República Dominicana.

De acuerdo con el artículo 2, definición 139 del RALGE: "*139. SERVICIOS AUXILIARES: Son los servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y cualesquier otros necesarios para el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado*" Específicamente, el RALGE define entre otros, los siguientes servicios como servicios complementarios remunerados:

- Energía reactiva (título IX Transacciones Económicas del Mercado Mayorista/Capítulo VIII de los servicios auxiliares/sección VIII.1 Valorización de energía reactiva).
- Despacho con fines de control de voltaje (título IX/capítulo VIII/sección VIII.1).

Un resumen de la normativa vigente de Servicios de Control de Tensión/Potencia Reactiva se presenta a continuación.

#### 3.1. Unidades de Generación Convencionales

Las obligaciones establecidas en la regulación son las siguientes:

- El rango de potencia reactiva requerida (normalizada de un **generador térmico** o hidráulico se basa en un factor de potencia **equivalente de 0,85** a la potencia

- efectiva neta de la unidad (artículo 372/RALGE).
- Las condiciones de conexión del Código de Conexión (CC) especifican el rango de potencia reactiva requerida de las unidades térmicas o hidráulicas. Deben ser capaces de suministrar potencia reactiva hasta los límites definidos por el diagrama de capacidad de potencia reactiva, pero sin especificar la capacidad requerida.
  - Según el artículo 204/RALGE, los generadores deben ser capaces de cumplir los siguientes requerimientos:
    - Entregar continuamente hasta el 90% de su límite de potencia reactiva, tanto inductiva como capacitiva, en cualquier punto de operación dentro de las capacidades técnicas de la máquina.
    - Bajo circunstancias temporales, deben entregar hasta el 100% de su límite de potencia reactiva durante un máximo de 20 minutos en intervalos de 40 minutos.
    - Establecer los taps de los transformadores en las posiciones que el OC solicite.
    - Mantener el voltaje de barra requerido por el OC.

El suministro de energía reactiva (en kVArh) superior a la ERBi (ERBi = Energía Reactiva Base de la máquina "i", corresponde a la energía reactiva que obligatoriamente debe entregar una máquina termoeléctrica "i" o hidroeléctrica. Este valor se fija en el valor correspondiente a la Potencia Nominal de cada máquina y factor de potencia instantáneo de 0.85. Valor expresado en KVAR) está sujeto a remuneración (no así la potencia reactiva disponible). Actualmente no se asigna las remuneraciones por el servicio de regulación de voltaje, a pesar de que se encuentra dictaminado en el RALGE.

Los siguientes servicios se detallan en la sección VIII.1/ RALGE:

- Artículo 373/RALGE: Suministro de energía reactiva de las centrales térmicas, que se despachan a Pmín solo para soporte de voltaje ("must-run-unit") se remunera por el mayor de los siguientes resultados:
  - costo de equipamiento de una fuente de energía reactiva "estática" que suministra QEE <sup>2</sup>
  - o la diferencia entre el costo variable de producción y el costo marginal.

El costo equivalente a una fuente de compensación reactiva "estática", por nivel de voltaje, es determinado por la SIE cada 4 años. El artículo 382/RALGE define el cálculo de este costo que se basa en el costo de inversión, el factor de retorno de capital y los costos de operación y mantenimiento.

Una unidad que se despacha a Pmín debido a las restricciones del control de voltaje recibe un coste marginal por la energía entregada. La compensación definida por el artículo 373/RALGE es sólo la compensación adicional por el control de la potencia

---

<sup>2</sup> QEE<sub>i,j</sub> =Energía Reactiva en Exceso Entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica "i", en la hora "j", en que el Centro de Control de Energía se lo solicita, según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el Organismo Coordinador. Valor expresado en KVARh.) en un nivel de tensión específico (energía reactiva adicional por encima de la ERBi

reactiva/voltaje.

- Artículos 374 y 375/RALGE: Suministro de energía reactiva por encima de la potencia reactiva mínima requerida: Las centrales térmicas son remuneradas por el excedente de energía reactiva o por el costo adicional de producción, el que resulte mayor. Las centrales hidroeléctricas son remuneradas por el excedente de energía reactiva.
- Artículo 376/RALGE: Suministro de energía reactiva de unidades hidráulicas operando como condensador síncrono. Se remunera, la que resulte mayor, entre la valorización del total de la energía reactiva generada en exceso a  $ckVARh$  o la valorización de la energía consumida a costo marginal.
- Artículo 377/RALGE: Penalización para los generadores de energía termoeléctrica e hidráulica, por suministro de energía reactiva por debajo del valor base: Si un generador no es capaz de entregar la potencia reactiva requerida y la potencia reactiva requerida está por debajo del valor base  $ERBi$ , se aplica una penalización por la energía reactiva no entregada.

### 3.2. Unidades Renovables

El artículo 118 del Reglamento de Aplicación de la Ley No.57-07 de Incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y de sus regímenes especiales (RALIERRE) establece que las plantas renovables tienen prioridad en el despacho para proveer servicios complementarios, incluyendo el control de voltaje.

La capacidad de potencia reactiva y la remuneración de la energía reactiva de los generadores renovables (incluidos eólicos y fotovoltaicos) se define en el artículo 124/RALIERRE. *Artículo 124.- Control de Tensiones. Los generadores en Régimen Especial tendrán obligaciones diferenciadas en función de la tecnología que empleen.*

*1. Eólica: Conectada a red de baja tensión o red aislada: Las instalaciones conectadas deberán tener un factor de potencia lo más próximo posible a la unidad ( $\geq 0,98$ ). No les será exigida la modificación de su factor de potencia ni será retribuida. La compañía distribuidora y el titular podrán pactar factores de potencia distintos, en el contrato técnico de conexión.*

*2. Fotovoltaica. Conectados a red de alta tensión: El factor de potencia que ETED-CCE puede solicitar a las instalaciones fotovoltaicas no podrá bajar de 0,95. Los pagos por energía reactiva suministrada tendrán que ser acordados por los Generadores con la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), y el Centro de Control de Energía (CCE). Cada unidad reactiva será retribuida a 6,00 US\$/MWh.*

*3. Minihidráulica. Se regirán por lo descrito en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.*

*4. Instalaciones Termosolares y 5. Combustión de Biomasa. Se regirán por lo descrito en la Ley General de Electricidad y sus Reglamento.*

Los parques eólicos y fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión y los parques eólicos conectados a redes aisladas no son remunerados por la producción de energía reactiva, y en cambio se les exige que funcionen lo más cerca posible del factor de potencia unitario ( $\geq 0,98$ ). Aunado a esto los parques eólicos y fotovoltaicos pueden acordar factores de



potencia distintos en el contrato de conexión.

### **3.3. Requerimiento de Factor de potencia a la demanda.**

El requerimiento establecido en el *ARTÍCULO 154/RALGE.- Las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, deberán controlar que su demanda en Barra de compra de electricidad tenga como mínimo un Factor de Potencia medio mensual inductivo de cero punto nueve (0.9).*

### **3.4. Consumos de empresas de distribución, generación o usuario no regulado.**

El ARTÍCULO 378 establece que en aquellas barras en que las Empresas de Distribución, los generadores o los UNR, tengan consumos con un factor de potencia inferior al FPR, se deberá determinar para cada consumo el Pago por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PMFPi = PropPago \times DesvFpi \times ValComprai$$

Siendo:

PMFPi = Pago por Energía Reactiva y Regulación de Tensión por concepto de mal Factor de Potencia.

PropPago = Proporción de pago = 0.01.

DesvFp = Desviación del factor de potencia con relación a FPR.

DesvFpi = 100 x valor absoluto (FPR – Fpreali ) si Fpreali es menor a FPR.

ValComprai = Es el consumo de energía activa valorizado al costo marginal promedio mensual (promedio de los costos marginales utilizados en las Transacciones Económicas de Energía) de la barra a la cual está conectado el consumo.

Fpreali =Factor de potencia del consumo de la distribuidora, UNR o generador en la barra "i".

### **3.5. Comentarios generales y recomendaciones sobre la normativa vigente**

El resumen anterior merece los siguientes comentarios:

- Falta mejorar los requisitos técnicos de las unidades generadoras térmicas e hidráulicas, la capacidad de potencia reactiva en el rango de sobreexcitado y subexcitado y en función del nivel de voltaje. Con respecto a las energías renovables variables (eólica y fotovoltaica), faltan especificaciones detalladas sobre sus requisitos técnicos.
- No se observa los requerimientos dinámicos para el control de la tensión
- La remuneración de las Unidades debe de ser reanalizada dado que lo establecido en RALGE y RALIERRE no parece ser regulatoriamente eficiente ni consistente con los costos medios o marginales.
- El monto remuneratorio o penalidades no siempre está asociado a los costos involucrados

Dado el análisis de la regulación existente es conveniente que el benchmarking de las prácticas de control de tensión/ reactivo se evalúen para el estado estacionario y dinámico



los siguientes elementos:

- Definiciones de los servicios de control de tensión
- Requerimientos técnicos a la generación y demanda para el control de tensión.
- La remuneración al servicio de control de tensión y el cargo asociado y los incentivos

## 4. Análisis de los antecedentes internacionales de incentivos al Control de Tensión

Se ha seleccionado los mercados de Chile, y Perú en América Latina por tener incentivos a la regulación de tensión e Irlanda por ser uno de los pioneros en esta regulación.

### 4.1. Chile

El artículo 72º-7 de la Ley General de Servicio Eléctricos, incorporado mediante la Ley Nº 20.936 de 2016, introdujo en Chile una nueva regulación para la prestación de servicios auxiliares (SSCC) en el mercado eléctrico mayorista, estableciendo la posibilidad de que dicha prestación se materialice mediante mecanismos de mercado en el Sistema Eléctrico Nacional. Entre los SSCC se encuentran los servicios para la regulación de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria), los servicios para la regulación de tensión y los servicios para la recuperación del sistema ante fallas. Estos servicios son necesarios para una operación segura y continua del sistema eléctrico, manteniendo la frecuencia y tensión del sistema dentro de los límites de calidad de operación establecidos en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio. Los coordinados presentes en el sistema eléctrico deben poner a disposición del Coordinador Eléctrico Nacional todos los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan o deban instalar para la prestación de los SSCC, debiendo el Coordinador establecer el mecanismo mediante el cual dicha prestación debe materializarse y remunerarse de acuerdo con las condiciones establecidas en la Ley.

La regulación específica para el funcionamiento de los mercados de SSCC se encuentra establecida en el Reglamento de servicios complementarios, DS Nº 113/2017 del Ministerio de Energía, y en la Norma Técnica de servicios complementarios, aprobada mediante RE Nº 786/2019 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), así como en varias Resoluciones Exentas emitidas por la misma CNE.

En el mercado de SSCC chileno se puede identificar cuatro etapas: determinación de los servicios, asignación, remuneración y pago por parte de los usuarios. Una vez determinada la remuneración, los usuarios finales y coordinados deben pagar los gastos y costos en que se incurrieron para proveer los SSCC. Para ello el Coordinador calcula el monto acumulado de los gastos y costos de los servicios prestados cada seis meses.

- a) *Requerimientos técnicos a la generación y demanda para el control de la tensión en estado estacionario.*

De la NTCS de Chile para instalaciones de generación se obtiene:

#### Unidades sincrónicas

- Deben disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- Deben tener un factor de potencia inductivo nominal de 0,92.

- Deben entregar al Coordinador el Diagrama P-Q de la unidad para condiciones de tensión nominal en bornes y para los extremos de las bandas de tensión admisibles de  $\pm 5\%$ .

### **Parques eólicos y fotovoltaicos**

- En caso de caídas de tensión en el ST, las unidades deberán ser diseñadas de modo de asegurar que se mantengan conectadas al sistema.
- El control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el ST que lleve a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión.
- El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones en el rango de Estado Normal,

### **Parques eólicos**

Zona de operación entregando reactivos:

- Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

- Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- Potencia activa igual al 50% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al 12% de la potencia nominal del parque.

### **Parques fotovoltaicos**

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- Potencias activa y potencia reactiva nula.
- Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.

### **Las Instalaciones de Clientes Libres**

Las Instalaciones de Clientes Libres deberán presentar un factor de potencia calculado en

intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en los Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- 0,98 inductivo y 1,000 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV].

En el caso de existir más de una Instalación de Conexión de un mismo Cliente en el mismo Punto de Control, el cálculo del factor de potencia se realizará integrando las mediciones de dichas Instalaciones.

La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.

### **Las Instalaciones de Clientes Regulados**

Deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en los Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- 0,98 inductivo y 1,000 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV].

En el caso de existir más de una Instalación de Conexión de un mismo Cliente Regulado en el mismo Punto de Control, el cálculo del factor de potencia se realizará integrando las mediciones de dichas Instalaciones.

La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.

#### *b) Definiciones de los servicios de control de tensión dinámica*

**Norma Técnica de servicios complementarios (servicios auxiliares):** Un extracto de

la NT de SSCC de diciembre de 2019 se muestra a continuación<sup>3</sup>:

- El Coordinador, en el proceso de evaluación de condiciones de competencia, deberá definir los procedimientos, metodologías y/o indicadores que justifiquen el o los mecanismos de materialización del respectivo servicio auxiliar (SC).
- El Coordinador en las respectivas bases de licitación o condiciones de subasta deberá establecer los requisitos necesarios para evitar incompatibilidades en la prestación de distintos SSCC por parte de un mismo recurso técnico.
- El Coordinador deberá licitar y aprobar el Estudio de Costos a efectos de valorizar y remunerar los Servicios auxiliares que deban ser prestados y/o instalados directamente en el Sistema Eléctrico cuando las condiciones de mercado no sean competitivas.
- Si el Coordinador instruye la instalación directa y obligatoria de Nueva Infraestructura para la prestación de servicios auxiliares, las inversiones asociadas a ésta, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente de acuerdo con lo establecido en el Estudio de Costos y contemplados en el Informe SSCC, serán remuneradas durante un período equivalente a su vida útil identificada en dicho informe y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118° de la Ley. Asimismo, el Coordinador deberá señalar en el Informe SSCC, la fórmula que aplicará para determinar la anualidad del costo de inversión.
- Los Coordinados deberán declarar los costos a través del Informe de Declaración de Costos de SSCC, en el plazo y forma que determine el Coordinador mediante una instrucción, los que podrán servir de antecedente para la elaboración del Estudio de Costos. Los costos de inversión eficiente asociados a la infraestructura, instalación y/o verificación se determinarán considerando el Costo de Inversión de la instalación o equipo eléctrico preste SSCC, determinación que, en todo caso, deberá evitar en todo momento el doble pago de los servicios o infraestructura. Al efecto se deberán considerar sólo aquellos costos que sean adicionales a los requerimientos diseño mínimos establecidos en la NTSyCS.
- El Estudio de Costos deberá considerar:
  - Inversiones asociadas a la infraestructura cuya instalación haya sido instruida directa y obligatoriamente por el Coordinador, junto con sus costos de instalación y verificación.
  - Inversiones requeridas para la instalación de equipos que permitan verificar la disponibilidad en el sistema y seguimiento del cumplimiento efectivo del SC.
  - Requerimientos de instalación de equipamiento de respaldo para la verificación de la operación de los SSCC en el caso de indisponibilidades del SITR. El Coordinador podrá instruir la necesidad de instalación de sistemas

---

<sup>3</sup> Las siguientes abreviaturas se emplean en el texto: CRF: Control Rápido de Frecuencia. CPF: Control Primario de Frecuencia. CSF: Control Secundario de Frecuencia. CTF: Control Terciario de Frecuencia. ERV: Energía Renovable con recursos primarios Variables. SEN: Sistema Eléctrico Nacional. SITR: Sistema de Información en Tiempo Real. SSCC servicios auxiliares

de almacenamiento y registro local de la información por parte de los Coordinados para el caso de indisponibilidades del SITR.

- El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, cuya periodicidad será al menos anual y en ocasión al Informe SSCC, con el objeto de dimensionar las reservas de potencia reactiva requeridas para verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NTSyCS. A estos efectos, el Coordinador deberá:
  - Determinar las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables, así como también las contingencias más críticas del SEN.
  - Evaluar la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión.
  - Identificar barras de control entendidas como barras relevantes del SEN para efectuar control de tensión
  - Cuantificar la sensibilidad de la tensión en las barras ante variaciones en la potencia reactiva.
  - Determinar el margen de reactivos requeridos para evitar un eventual colapso de tensión
  - Verificar el cumplimiento de los criterios de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS.
  - Identificar eventuales problemáticas asociadas al control de tensión del SEN, en el caso que se verifique un incumplimiento a lo establecido en la NTSyCS. Establecer las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la normativa, entendiéndose por tal, el establecimiento de nuevas restricciones de transmisión, el incremento de los niveles de generación forzada y/o el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.
- El Coordinador en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberá determinar los requerimientos de potencia reactiva para mantener un perfil de tensiones admisible, que verifique las exigencias del Título 5-4 de la NTSyCS, es decir, los rangos de tensión dependiendo de estado de operación del Sistema o las tensiones de servicio en casos debidamente justificados, con una resolución determinada por el Coordinador, y para un horizonte que no podrá ser inferior a un año de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-6 de la NT. Los requerimientos de reservas de potencia reactiva se dimensionarán para las condiciones de operación más desfavorables previstas para la resolución y horizonte considerados en el referido estudio
- El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:
  - Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el horizonte de evaluación.
  - Para el sistema de transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72º-17 de la Ley.
  - Para la operación del SEN, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán

- considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-32 de la NTSyCS que no califiquen como contingencia extrema.
  - Se considerarán como instalaciones y sus recursos técnicos asociados que pueden participar en la prestación de Control de Tensión, al menos, los siguientes:
    - Unidades generadoras sincrónicas.
    - Condensadores sincrónicos.
    - Condensadores y reactores conectados en derivación, y equipos de compensación de energía reactiva.
    - Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
    - Equipamiento con convertidores de potencia equipados para proveer potencia reactiva.
    - Generación eólica y solar fotovoltaica equipada para proveer tal control.
    - Sistemas de Almacenamiento de Energía, configurados para proveer el SC de CT.
  - Para la determinación de los recursos requeridos y márgenes de control de potencia reactiva en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán considerarse, al menos, los siguientes criterios:
    - La determinación de los recursos de potencia reactiva requeridos por zona deberá realizarse en forma óptima, de forma tal de reducir en cuanto sea posible el tránsito de potencia reactiva por el sistema de transmisión.
    - Para el SEN en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, con las unidades generadoras sincrónicas operando dentro de su Diagrama P-Q, y los parques eólicos y fotovoltaicos, en presencia del recurso primario de generación, operando dentro de los rangos de potencia reactiva que puedan aportar en su Punto de Conexión, con reservas de potencia reactiva que permita cumplir con los criterios definidos en los literales siguientes.
    - Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, con las unidades generadoras operando dentro del 100% de la capacidad definida en su Diagrama P-Q y en el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, en presencia del recurso primario de generación, hasta un factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su Punto de Conexión.
    - En aquellos puntos del SEN donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante Contingencias Simples, se deberá conservar un margen suficiente de potencia reactiva respecto del nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.
    - El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple deberá ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta. Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la NTSyCS, se entenderá que nuevos recursos técnicos deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a lo señalado en el literal a) del Artículo 2-3 de la norma. En el intertanto se podrán contemplar medidas operacionales que permitan reducir los déficit de potencia reactiva o reducir

los excedentes de potencia reactiva. En el caso que lo anterior no sea suficiente se podrán definir como último recurso programas de reducción o desconexión de consumos para la prestación de servicios de Control de Contingencias.

- En caso de que se requiera establecer el orden de prelación de las instalaciones que deban prestar el servicio de Control de Tensión a través de una instrucción directa y obligatoria del Coordinador, éste deberá definir el orden de prioridades de uso de los recursos en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva considerando las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico correspondiente en conformidad a lo señalado en el Artículo 2-26 de la presente norma.
- El Coordinador deberá realizar la evaluación del desempeño de la prestación de cada SC, sus categorías o subcategorías. Dicha evaluación se materializará mediante factores de desempeño que tendrán por objeto verificar que los servicios se estén efectivamente prestando en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, y se realizará con la periodicidad indicada en la norma. El factor de desempeño será el producto de un factor de disponibilidad que dependa del porcentaje del tiempo en el que el SC se mantuvo disponible en el período de evaluación y un factor de activación o de respuesta que indique el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la prestación del SC. El factor de activación deberá ponderar la entrega del monto comprometido y el cumplimiento de los requerimientos de la definición de los SSCC de acuerdo de la Resolución SSCC y de las exigencias que establezca el Coordinador al requerir el servicio.
- Índice de control de Tensión: A efectos de determinar el desempeño de los SSCC de CT el Coordinador deberá registrar las indisponibilidades y la respuesta de las instalaciones, de acuerdo al siguiente índice:

$$D_{CT} = F_{dis_{CT}} \cdot Fact_{CT}$$

Donde:

FdisCT Factor de disponibilidad del servicio de CT.

FactCT Factor de activación del servicio de CT o consigna.

- Factor de desempeño Control de Tensión: El factor de desempeño correspondiente al SSCC de Control de Tensión, corresponderá a:

$$F_{d_{ct}} = \begin{cases} 1, & D_{CT} \geq \alpha_{CT} \\ 0, & D_{CT} < \alpha_{CT} \end{cases}$$

El desempeño del SC será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0.

- El factor de disponibilidad del servicio de Control de Tensión se determinará como el porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible en el período de evaluación, de conformidad al siguiente factor:



$$Fdis_{CT_j} = \left(1 - \frac{NH_{jmd}}{NH}\right) \cdot 100$$

Donde,

$NH_{jmd}$  : Número de horas en que la de la  $j$ -ésima instalación estuvo indisponible por causas no atribuibles a acciones o solicitudes de terceros, entre las que se podrán considerar las señaladas en el inciso primero del Artículo 5-17 de la norma.

$NH$ : Número de horas del periodo de evaluación, sin considerar aquellas en que estuvo indisponible por causas atribuibles a acciones o solicitudes de terceros, entre las que se podrán considerar las señaladas en el inciso primero del Artículo 5-17 de la presente norma.

- Factor activación del servicio de CT: La respuesta de los servicios de Control de Tensión (FactCT), se medirá como la proporción de las horas durante el periodo de evaluación en que la instalación  $j$  estuvo disponible y cumplió con la instrucción del Coordinador en el punto de control correspondiente, lo que se denominará como consigna. Incumplimiento de consigna y entrega de CT: en el caso que las instalaciones no sean capaces de cumplir con la consigna de tensión instruida por el Coordinador, pero sí entregaron la máxima cantidad de reactivos de acuerdo a sus límites operacionales en función de su diagrama P-Q, se considerará que en dicho periodo el SC ha sido prestado de forma satisfactoria.

#### 4.2. Irlanda

En respuesta a los desafíos tanto nacionales como europeos, en Irlanda en 2011 se inició un programa llamado DS3 "Entrega de un sistema eléctrico seguro y sostenible" que tiene como objetivo principal aumentar la participación de las energías renovables en el mix-energético irlandés. El proyecto se centra en el desarrollo de proyectos de energía solar y eólica, así como en la mejora de la eficiencia energética. Los objetivos específicos del proyecto DS3 son los siguientes:

- Aumentar la capacidad instalada de energías renovables en Irlanda en un 50% para 2030.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 50% para 2030.
- Hacer que la energía sea más asequible y accesible para los consumidores irlandeses.

El DS3 es un programa de varios años que busca garantizar la seguridad y el funcionamiento continuo del sistema eléctrico ante la creciente penetración de generación conectada a convertidores. Para ello, el DS3 propone una serie de modificaciones al código eléctrico, nuevos servicios del sistema y prácticas operativas. Un aspecto central del programa es la definición de los servicios auxiliares, que son aquellos necesarios para el funcionamiento seguro del sistema. El DS3 aumenta el número de servicios auxiliares de 7 a 14, los cuales se agrupan en cinco categorías:

- Servicios de reserva: capacidad para proporcionar energía en caso de que falle un generador o una línea de transmisión.
- Servicios de rampa: capacidad para aumentar o disminuir la potencia de salida de

- un generador de forma rápida.
- Inercia: capacidad del sistema para mantener la frecuencia estable ante perturbaciones.
- Respuesta rápida: capacidad para responder a perturbaciones de frecuencia o voltaje.
- Potencia reactiva: capacidad para compensar los desequilibrios de potencia reactiva en el sistema.

El regulador del sistema eléctrico estableció los métodos de pago de los servicios auxiliares, incluyendo incentivos para impulsar la inversión en la prestación de estos servicios. Los documentos "DS3 System Services Protocol – Regulated Arrangements. DS3 System Services Implementation Project 1st May 2019.Version 2.0"y el "Design recommendations paper DS3 System Services Implementation Project 23 October 2017" describen estos servicios. Se lo puede resumir en lo siguiente:

- El objetivo del programa 'Delivering a Secure Sustainable Electricity System (DS3)', del que forman parte los servicios auxiliares, es el afrontar los retos de operar el sistema eléctrico de forma segura y eficiente, facilitando al mismo tiempo mayores niveles de energía renovable. Se debe implementar la estructura, el nivel y el tipo de servicios adecuados para garantizar que el sistema pueda operar de forma segura con niveles más altos de generación renovable no síncrona (hasta un 75% de penetración instantánea).
- La siguiente tabla proporciona un resumen de los productos de DS3 de Servicios Auxiliares para Control de Tensión:

**Tabla 1 – Productos DS3 Servicios Auxiliares**

Nombre del servicio	Abr.	Unidad de pago	Descripción breve
Potencia reactiva en estado estacionario	SSRP	MVARh	Capacidad MVAR*(% de capacidad que la capacidad MVAR es alcanzable)
Capacidad respuesta reactiva dinámica	DRR	MVAR	MVAR durante grandes caídas de voltaje (>30%)

Fuente: Elaboración Propia base a" Design recommendations paper DS3 System Services Implementation Project 23 October 2017"

- Incentivos para los servicios auxiliares del sistema DS3: El documento de decisión del Comité SEM SEM-14-108 ordenó que se aplicaran incentivos a la remuneración de los Servicios Auxiliares para incentivar la flexibilidad, la confiabilidad, la relación calidad-precio y el rendimiento. El documento clasificó los incentivos en cuatro categorías (Producto, Escasez, Volumen y Rendimiento) y describió su propósito de la siguiente manera:
  - Incentivo de producto: "Incentivar tanto la prestación más eficaz de un servicio como tiempos de respuesta más rápidos para determinados servicios".
  - Incentivo de escasez: "Crear incentivos marginales para que los proveedores

estén disponibles durante períodos o en lugares de escasez, mejorando así el rendimiento del sistema donde más se necesita".

- Incentivo de volumen: "Para garantizar que los consumidores estén protegidos de precios innecesariamente altos y mantener la integridad del proceso de adquisición general".
- Incentivo de desempeño: "Recompensar e incentivar altos niveles de desempeño" y "garantizar pagos más bajos por parte del consumidor por un nivel más bajo de desempeño".
- Monitoreo del desempeño:
  - Se utiliza un incentivo de rendimiento para incentivar la prestación confiable de un subconjunto de servicios auxiliares. Dependiendo del que se esté monitoreando, el desempeño del proveedor puede ser monitoreado después de un Incidente de Rendimiento. Para aquellos servicios en los que no se utilizará un Incentivo de Desempeño, se implementarán medidas alternativas para garantizar que el Organismo Coordinador esté satisfecho de que los servicios se estén entregando según lo contratado. Se utiliza la fuente de información más adecuada disponible para los Organismo Coordinador para la evaluación del desempeño (que incluirá medición, SCADA, unidades de medición fasorial (PMU) y registradores de eventos, según corresponda y esté disponible).
  - Para los Acuerdos Regulados, **el Incentivo de Desempeño (P)** será el producto de dos componentes.

$$P = PA * PE$$

Factor de descuento por disponibilidad (PA)

Factor de respuesta a incidentes (PE) de rendimiento

- El **factor de descuento por disponibilidad (PA)**: Para los Acuerdos Regulados, el componente PA del Incentivo de Desempeño incentivará a una Unidad Provedora a proporcionar al Organismo Coordinador un pronóstico preciso de su disponibilidad para brindar servicios. Se aplicará un valor de PA inferior a 1 cuando una evaluación ex post de la disponibilidad prevista declarada de una Unidad Provedora frente a su disponibilidad real muestre una disponibilidad insuficiente para proporcionar un servicio.
- Metodología de cálculo **del factor de respuesta a incidentes (PE)** de rendimiento: se calculará mensualmente un valor del Factor de respuesta a incidentes de rendimiento (PE) entre 1 y 0 (donde los valores inferiores a 1 darán lugar a un pago reducido). Este valor de PE se calculará durante 6 meses y refleja cómo se ha desempeñado la Unidad Provedora de acuerdo con las metodologías de Evaluación del Desempeño. Para cada mes, m, hay dos elementos centrales para el cálculo del Factor de respuesta a incidentes (PE) de rendimiento:
  - a) El Factor de Escala Mensual (Km)
  - b) El Factor de Escala de Tiempo Dinámico (Vm).
  - El factor de escala mensual (Km) Para cada incidente de desempeño, se calcula un factor de escala de incidente de desempeño (Qi) en función de la respuesta de la unidad proveedora de acuerdo con las metodologías de

evaluación del desempeño.

- El factor de escala de tiempo dinámico (Vm): El factor de escala de tiempo dinámico (Vm) se calcula en función de la diferencia de tiempo (en meses) entre el mes en el que ocurrieron los incidentes de rendimiento y el mes de evaluación de incentivos en el que se calcula el factor de respuesta a incidentes de rendimiento (PE). El propósito de esto es poner más énfasis en los Incidentes de Rendimiento más recientes.
- Cálculo del factor de respuesta a incidentes de rendimiento (PE): El Factor de Respuesta a Incidentes de Rendimiento (PE) se calcula posteriormente con base en la suma de los productos del Factor de Escala Mensual (Km) y el Factor de Escala de Tiempo Dinámico (Vm) definidos anteriormente. Se calcula con base en la fórmula descrita a continuación.

$$PE = MAX\{1 - SUMA(Km \cdot Vm), 0\}$$

- Respuesta reactiva dinámica (DRR)

El incentivo de Desempeño para la DRR se fija en 1 desde el inicio de los Acuerdos Regulados. Esto puede cambiar durante la vigencia de los contratos. El cálculo del Factor de Descuento por Disponibilidad (PA) no es aplicable a DRR y se fijará en 1 durante la vigencia de los Acuerdos Regulados.

El Factor de Respuesta a Incidentes de Desempeño (PE) para DRR se fijará en 1 desde el comienzo de los Acuerdos Regulados. En una fecha futura, por determinar, durante la vigencia de los Acuerdos Regulados, los TSO calcularán el Factor de Respuesta a Incidentes de Rendimiento (PE) en función de la respuesta de la Unidad Provedora a una Perturbación de Falla. Desde el inicio de los Acuerdos Regulados, se realizarán periódicamente Pruebas de Cumplimiento. De acuerdo con el Acuerdo de Servicios del Sistema DS3, se requiere que una Unidad Provedora refleje con precisión su verdadera capacidad para brindar el servicio.

Potencia reactiva en estado estacionario (SSRP): el incentivo de Desempeño se fijará en 1 desde el comienzo de los Acuerdos Regulados. En una fecha futura, por determinar, durante la vigencia de los Acuerdos Regulados, se prevé que se calcularán el PE basándose en factores relevantes, que pueden incluir, entre otros, una evaluación de la producción de potencia reactiva dentro de las tolerancias aplicables, teniendo en cuenta diferentes modos de operación y el AVR.

En resumen, en Irlanda se asigna un incentivo que cumple con los requerimientos

- Incentivo de desempeño y volumen: El factor de desempeño definido es Factor de descuento por disponibilidad (PA) por el factor de respuesta a incidentes (PE) de rendimiento.
- Incentivo de Escasez: La escasez estará asociada al precio del producto.
- Incentivo de rendimiento: el incentivo al rendimiento se da en las licitaciones donde la regulación requerida se selecciona por precio.

### 4.3. Perú

El PR-15 del COES es el procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN que describe la valorización del saldo neto para la valorización de transferencias de energía reactiva entre Participantes.

Para las Unidades de Generación, se determina la remuneración mensual de la energía reactiva inductiva fuera de la Banda Reactiva en el Periodo de Punta Reactiva y de la energía reactiva capacitiva fuera de la Banda Reactiva para todos los Intervalos de Mercado, excluyendo a aquellos intervalos en los cuales la Unidad de Generación haya operado por pruebas.

Donde la energía reactiva inductiva o capacitiva fuera de la Banda Reactiva (ver Figura), para cada Intervalo de Mercado de los periodos de remuneración, corresponde a la fórmula

$$ERFBR = ER - EA \times \tan(\arccos(fp))$$

Donde

ERFBR :  $\geq 0$  Energía reactiva inductiva o capacitiva fuera de la Banda Reactiva.

ER: Energía reactiva inductiva o capacitiva correspondiente a la Unidad de Generación.

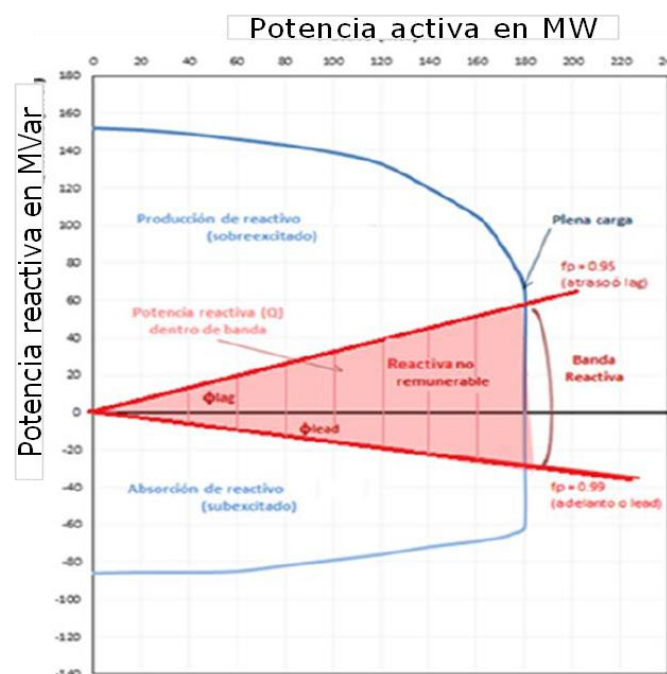
EA: Energía activa correspondiente a la Unidad de Generación.

Fp: Factor de potencia exigido en la Banda Reactiva, lado inductivo o lado capacitivo, según la Unidad de Generación haya generado Energía reactiva inductiva o capacitiva.

tan: Función tangente

arccos: Función arco coseno

**Gráfico 2 Curva de potencia reactiva de una Unidad de Generación y la Banda Reactiva**



Los precios básicos de la energía reactiva determinados según los criterios indicados a

continuación son:

- El precio básico de la energía reactiva inductiva del tipo dinámico, aplicado para el Periodo de Punta Reactiva.
- El precio básico de la energía reactiva capacitiva del tipo dinámico, aplicado para las 24 horas del día.

El COES determina el saldo neto para la transferencia de energía reactiva, considerando:

- Fondo recaudado por exceso de consumo de energía reactiva (FREC)
  - Los Participantes Generadores declararán los excesos de consumo de energía reactiva inductiva y capacitiva asociados a los consumos de sus clientes; mientras que, los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios declararán los excesos de consumos de energía reactiva inductiva y capacitiva asociados a sus consumos en el MME. Se valorizará considerando el Cargo por exceso de energía reactiva vigente en el mes de valorización, establecido por el OSINERGMIN.
  - El FREC será la sumatoria de los montos valorizados en el párrafo anterior.
- Pagos de compensación a Unidades de Generación por inyección y absorción de energía reactiva fuera de la Banda Reactiva (CUGFdBR)
  - La energía reactiva inyectada o absorbida fuera de la Banda Reactiva será determinada y será valorizada al precio básico de la energía reactiva inductiva del tipo dinámico o precio básico de la energía reactiva capacitiva del tipo dinámico, respectivamente, definido en el Anexo del presente procedimiento.
- Pagos de compensación a equipos de compensación reactiva (CECR)
  - Para aquellos equipos de compensación reactiva (reactores de barra, banco de capacitores shunt, SVC y/o compensadores síncronos), que no remuneren con un cargo regulado por OSINERGMIN, la energía reactiva, sea inyectada o absorbida, a ser compensada, será medida por los equipos de medición y valorizada al precio básico de la energía reactiva para equipos de compensación reactiva definido en el Anexo del presente procedimiento, siempre que sean requeridos por el COES.
  - Para el caso que dichos equipos hayan sido instalados con la finalidad de atender una demanda específica, a la energía reactiva producida por estos equipos se le deberá restar aquella energía reactiva que necesita dicha demanda para tener un factor de potencia de 0,95, cada 15 minutos.

Se deben determinar además las compensaciones por costos operativos, según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades Térmicas", para las Unidades de Generación calificadas con Operación por Tensión.

Para cada Participante se determinará su Saldo por Fondo de Energía Reactiva (SFR) como la suma de CUGFdBR, CECR y Compensaciones por sobrecostos por Operación por Tensión, menos sus FREC.

Se determinará el Saldo por Fondo de Energía Reactiva Total (SFRT) de la suma de los Saldos por Fondo de Energía Reactiva de todos los Participantes. Si SFRT es negativo, dicho saldo será asignado a los Participantes en proporción a sus montos mensuales FREC

recaudados, de acuerdo a la ecuación:

$$SAFRi = (-SFRT) \times \left( \frac{FRECi}{\sum_{j=1}^{n \text{ participantes}} FRECj} \right)$$

Donde

- SAFRi : Saldo asignado al Participante i
- SFRT : Saldo por Fondo de Energía Reactiva Total
- FRECi : Fondo recaudado por exceso de consumo de energía reactiva por el Participante i
- FRECj : Fondo recaudado por exceso de consumo de energía reactiva por el Participante j
- nparticipantes: Número de Participantes del MME

Si SFRT es positivo, los Participantes aportarán los saldos asignados acumulados de los meses anteriores (SAFRi) en proporción a sus saldos acumulados respecto a los saldos acumulados de todos los Participantes, hasta que dichos saldos acumulados sean igual a cero.

De ser insuficiente dichos saldos asignados para cubrir el SFRT, el monto faltante será cubierto por los Participantes en proporción a sus Retiros en el mes en valorización.

Para cada Participante se determinará su saldo neto para la valorización de transferencias de energía reactiva como la suma de los saldos obtenidos

### Los criterios para la determinación de los precios básicos de energía reactiva

Para la determinación de los precios básicos utilizados en las transferencias de energía reactiva, se determinará a partir de la anualidad del costo de un módulo SVC de 30 MVAR en 60 kV ubicado en la Costa y su celda de conexión respectiva; dicho costo corresponderá a lo indicado en los módulos estándares determinados por OSINERGMIN, en caso existiese más de un módulo bajo las mismas características descritas, se considerará el promedio aritmético simple. La anualidad se calculará considerando una vida útil de veinte (20) años, una tasa de actualización establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas e incrementada en un valor del tres por ciento (3%) por concepto de costos de operación y mantenimiento, según la ecuación

$$A = \frac{V \times i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times 1,03$$

Donde

- V : Costo de inversión unitario de un módulo SVC de 30 MVAR en 60 kV y su celda de conexión respectiva (USD/MVAR)
- i : Tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la LCE n :  
Número de años de vida útil (20 años)
- A : Valor anual del costo de inversión (USD)



El precio básico de la energía reactiva inductiva del tipo dinámico PBERI corresponderá al valor anual del costo de inversión amortizado en las horas del Periodo de Punta Reactiva de un año, según la ecuación:

$$PBERI = \frac{A}{(ndiasxhpr)}$$

Donde

A : Valor anual del costo de inversión (USD)

ndias : Número de días del año (365)

hpr : Cantidad de horas del Periodo de Punta Reactiva

El precio básico de la energía reactiva capacitiva de tipo dinámico (PBERC)

El precio básico de la energía reactiva capacitiva del tipo dinámico corresponderá al valor anual del costo de inversión amortizado en las 24 horas del día de un año, según la ecuación:

$$PBERC = \frac{A}{(ndiasx24)}$$

Donde

A : Valor anual del costo de inversión (USD) ndias: Número de días del año (365)

El precio básico de la energía reactiva para equipos de compensación reactiva (PBEReq) corresponderá al valor anual del costo de inversión amortizado en las 24 horas del día de un año, según la ecuación:

$$PBEReq = \frac{A}{(ndiasx24)}$$

Donde:

A: Valor anual del costo de inversión (USD)

ndias : Número de días del año

El Cargo por exceso de energía reactiva en transmisión a los distribuidores según el OSINERMING se determina de acuerdo a los siguientes pasos:

- Se calcula la energía reactiva total consumida por el distribuidor, en kVARh.
- Se determina el porcentaje de energía reactiva excedente, con respecto al total consumido. Para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$\%Exceso = (EnergíaReactivaExcedente / EnergíaReactivaTotal) * 100$$

- Se calcula el cargo por exceso de energía reactiva, multiplicando el porcentaje de exceso por el cargo unitario por kVARh, establecido en la Resolución de Tarifas en Barra de OSINERMING.

En el caso de los distribuidores, el límite máximo permitido para la energía reactiva consumida es el 25% de la energía activa consumida. El cargo unitario por kVARh para el año 2024 es de 3,60 céntimos de sol.

#### **4.4. Resumen del benchmarking realizado**

Las tablas debajo presentan el resumen del análisis de Benchmarking realizado:

**Tabla 2 – Benchmarking Regulación de Tensión**

País	Modelo de mercado eléctrico Requerimientos del servicio de Control de tensión estacionario	Método de asignación y remuneración	Incentivo a regular (Compensación)	Desincentivo a no regular (Cargo)
Chile	<p>Mercado basado en costos autorizados</p> <p>Obligación de la demanda: 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en los Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV] y 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo entre 30 [kV] y 100 [kV], 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo entre 100 [kV] e inferiores a 200 [kV] y 0,98 inductivo y 1,000 con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV].</p> <p>La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes</p> <p>Obligación de la generación: Las unidades sincrónicas deben tener un factor de</p>	<p>Deben cumplir con las características requeridas. Es obligatorio cuando el CEN lo requiera específicamente y su remuneración regulada está asociada a reconocimiento de costos. Los costos de SSCC se trasladan a los que lo requieren</p>	<p>Para el Control de Tensión dinámico se define un factor de desempeño (disponibilidad y activación) que afecta directamente la remuneración del servicio. La evaluación del desempeño del Control de Tensión del SI será efectuada en períodos mensuales denominados períodos de evaluación</p>	<p>La verificación del desempeño y disponibilidad que realice el Coordinador, se efectuará sin perjuicio de las eventuales sanciones por parte de la Superintendencia al incumplimiento de la normativa vigente.</p>

País	Modelo de mercado eléctrico Requerimientos del servicio de Control de tensión estacionario	Método de asignación y remuneración	Incentivo a regular (Compensación)	Desincentivo a no regular (Cargo)
	potencia inductivo nominal de 0,92. Los Parques eólicos y fotovoltaicos se define un diagrama PQ que en algunas condiciones es de 0,95			
Irlanda	<p>Mercado basado en precios declarados</p> <p>Servicios:</p> <p>1-Potencia reactiva en estado estacionario, SSRP (Unidad de pago MVARh disponible)</p> <p>2- Capacidad de respuesta reactiva dinámica<sup>2</sup> DRR (Unidad de pago MVAR durante grandes caídas de voltaje)</p>	Basado en contratos. y/o obligaciones La remuneración está afectada por la aplicación de un factor de desempeño	<p>Incentivos por desempeño. Para los Acuerdos Regulados, el Incentivo de Desempeño (P) constará de dos (2) componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Factor de descuento por disponibilidad (PA)</li> <li>▪ Factor de respuesta a incidentes (PE) de rendimiento</li> </ul> <p>El valor del Incentivo de Desempeño será un múltiplo de los dos (2) componentes:</p> $P = PA \times PE$	Incluidas en el incentivo
Perú	<p>Mercado basado en costos autorizados</p> <p>De acuerdo a la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE) del Perú, el factor de potencia de la</p>	Para la determinación de los precios básicos utilizados en las transferencias de energía reactiva, se determinará a partir de la anualidad del costo de un módulo SVC de 30 MVAR en 60 kV ubicado en	La asignación de los precios básicos utilizados en las transferencias de energía reactiva, más los sobrecostos operativos, como incentivo .	Asumir el costo de oportunidad por no regular tensión.

País	Modelo de mercado eléctrico Requerimientos del servicio de Control de tensión estacionario	Método de asignación y remuneración	Incentivo a regular (Compensación)	Desincentivo a no regular (Cargo)
	<p>demanda en el sistema de transmisión debe ser de al menos 0,95 cada 15 min. Este valor se considera óptimo para garantizar la eficiencia y la confiabilidad del sistema eléctrico.</p> <p>El reactivo no remunerado y obligatorio para los generadores es 0,95 inductivo y 0,9 capacitivo</p>	<p>la Costa y su celda de conexión respectiva; dicho costo corresponderá a lo indicado en los módulos estándares determinados por OSINERGMIN, en caso existiese más de un módulo bajo las mismas características descritas, se considerará el promedio aritmético simple. La anualidad se calculará considerando una vida útil de veinte (20) años, una tasa de actualización establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas e incrementada en un valor del tres por ciento (3%) por concepto de costos de operación y mantenimiento</p>		
R. Dominicana	<p>Mercado basado en costos autorizados</p> <p>Es obligatorio para todos los generadores con responsabilidades según su particularidad. Los distribuidores tienen un cargo</p>	<p>Los generadores tienen una remuneración por su excedente asociada a el costo del equipamiento de una fuente de energía reactiva "estática" o los sobrecostos operativos que tuviese</p>	<p>El incentivo de regular de más para los generadores es el reconocimiento de su regulación de tensión adicional al de un equipamiento con costo marginal.</p>	<p>El costo de la no producción se supone que es superior al de producción y proporcional al costo marginal de la producción de energía.</p>

País	Modelo de mercado eléctrico Requerimientos del servicio de Control de tensión estacionario	Método de asignación y remuneración	Incentivo a regular (Compensación)	Desincentivo a no regular (Cargo)
	diferenciado no asociado al costo			

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 3 – Benchmarking Incentivos RT**

Tema	Chile	Irlanda	Perú
Remuneración	Costos declarados con tope en costos calculados o valores de licitación	Contratos de servicio	Remunerado el adicional requerido.
Factor de desempeño que afecta la remuneración	El factor de desempeño del control de tensión dinámico, que afecta la remuneración recibida de forma proporcional, es el producto de un factor de disponibilidad que dependa del porcentaje del tiempo en el que el SC se mantuvo disponible en el período de evaluación y un factor de activación o de respuesta que indique el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la prestación del SC.	El valor del Incentivo de Desempeño será un múltiplo de los dos (2) componentes: $P = PA \times PE$ Factor de descuento por disponibilidad (PA): Para los Acuerdos Regulados, el componente PA del Incentivo de Desempeño incentivará a una Unidad	Los incumplidores deben abonar el requerimiento al costo de oportunidad

	<p>El Índice de control de Tensión es:</p> $D_{CT} = Fdis_{CT} \cdot Fact_{CT}$ <p>Donde:</p> <p>FdisCT Factor de disponibilidad del servicio de CT.</p> <p>FactCT Factor de activación del servicio de CT o consigna.</p> <p>El factor de desempeño correspondiente al SSCC de Control de Tensión será satisfactorio si el factor de desempeño es 1 y no satisfactorio si el factor de desempeño es 0 determinado a partir del Índice de control de Tensión.</p> <p>El factor de disponibilidad del servicio de Control de Tensión se determinará como el porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible en el período de evaluación, de conformidad al siguiente factor:</p> $Fdis_{CT_j} = \left( 1 - \frac{NH_{jind}}{NH} \right) \cdot 100$ <p>Donde,</p> <p>NH jind : Número de horas en que la de la j -ésima instalación estuvo indisponible por causas no atribuibles a acciones o solicitudes de terceros, entre las que se podrán considerar las señaladas en el inciso primero del Artículo 5-17 de la presente norma.</p> <p>NH: Número de horas del periodo de evaluación, sin considerar aquellas en que estuvo indisponible por causas atribuibles a acciones o solicitudes de</p>	<p>Proveedora a proporcionar al Organismo Coordinador un pronóstico preciso de su disponibilidad para brindar servicios. Se aplicará un valor de PA inferior a 1 cuando una evaluación ex post de la disponibilidad prevista declarada de una Unidad Proveedora frente a su disponibilidad real muestre una disponibilidad insuficiente para proporcionar un servicio.</p> <p>Metodología de cálculo del factor de respuesta a incidentes (PE) de rendimiento: se calculará mensualmente un valor del Factor de respuesta a incidentes de rendimiento (PE) entre 1 y 0 (donde los valores inferiores a 1 darán lugar a un pago reducido). Este valor de PE se calculará durante 6 meses y refleja cómo se ha desempeñado la Unidad Proveedora de acuerdo con las metodologías de Evaluación del Desempeño.</p>	
--	---	--	--



	<p>terceros, entre las que se podrán considerar las señaladas en el inciso primero del Artículo 5-17 de la presente norma.</p> <p>Factor activación del servicio de CT: La respuesta de los servicios de Control de Tensión ( FactCT ), se medirá como la proporción de las horas durante el periodo de evaluación en que la instalación estuvo disponible y cumplió con la instrucción del Coordinador en el punto de control correspondiente, lo que se denominará como consigna.</p> <p>Incumplimiento de consigna y entrega de CT: en el caso que las instalaciones no sean capaces de cumplir con la consigna de tensión instruida por el Coordinador, pero sí entregaron la máxima cantidad de reactivos de acuerdo a sus límites operacionales en función de su diagrama P-Q, se considerará que en dicho periodo el SC ha sido prestado de forma satisfactoria.</p>		
Objetivo técnico	Verificar el cumplimiento de las respuestas solicitadas	Verificar el cumplimiento de las reservas requeridas y las respuestas en eventos de control	Verificar el cumplimiento del control de Tensión.

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.5. Análisis de las Experiencias Internacionales

Del análisis de las experiencias internacionales respecto a la existencia de incentivos económicos para la RT y factores o tecnologías a las que se les asigna y a los factores de eficiencia, caben las siguientes conclusiones:

1. *Debe diseñarse el servicio de control de tensión en estado estacionario y en estado dinámico (Irlanda)*
2. *El diseño técnico de los requerimientos y características debe estar adecuadamente detallado y definido en el Código de Conexión (Chile Irlanda)*

El factor de potencia de la demanda en cada nivel de tensión debe ser establecido y su medición debe ser consistente (promedio 15 minutos, hora, mes)

3. *Un Mercado requiere que el producto que se compra y vende sea el mismo y al mismo precio. La suma de pagos por el servicio de control de tensión estática o dinámica debe igual a los cobros*
4. *Los factores de eficiencia deben considerar los de Desempeño, Escasez, Volumen y Rendimiento para el control dinámico*

La aplicación de factores de desempeño es una decisión clave que debe ser implementada para que se reconozca un servicio que fue prestado. El factor de desempeño que afecta la remuneración reconocida (o la que está inmersa en el pago a los generadores) en los países descriptos suele ser el producto de dos factores:

$$P = PA \cdot PE$$

Dónde:

El factor de descuento por disponibilidad (PA) incentivará al Proveedor a proporcionar al Organismo Coordinador un pronóstico preciso de su disponibilidad para brindar servicios, y el factor de respuesta refleja cómo se ha desempeñado el Proveedor de acuerdo con las metodologías de Evaluación del Desempeño.

El diseño específico puede tomar como referencia Chile o Irlanda, pero debe ser ajustado a las necesidades técnicas del Sistema Eléctrico de la República Dominicana y a las características del Mercado