



POR UN CHILE  
**100% RENOVBABLE**

**Comité Consultivo**  
**Especial**  
**Proceso normativo de  
modificación de la Norma  
Técnica de Seguridad y Calidad  
de Servicio**

22 de agosto de  
2024



# **AGENDA**

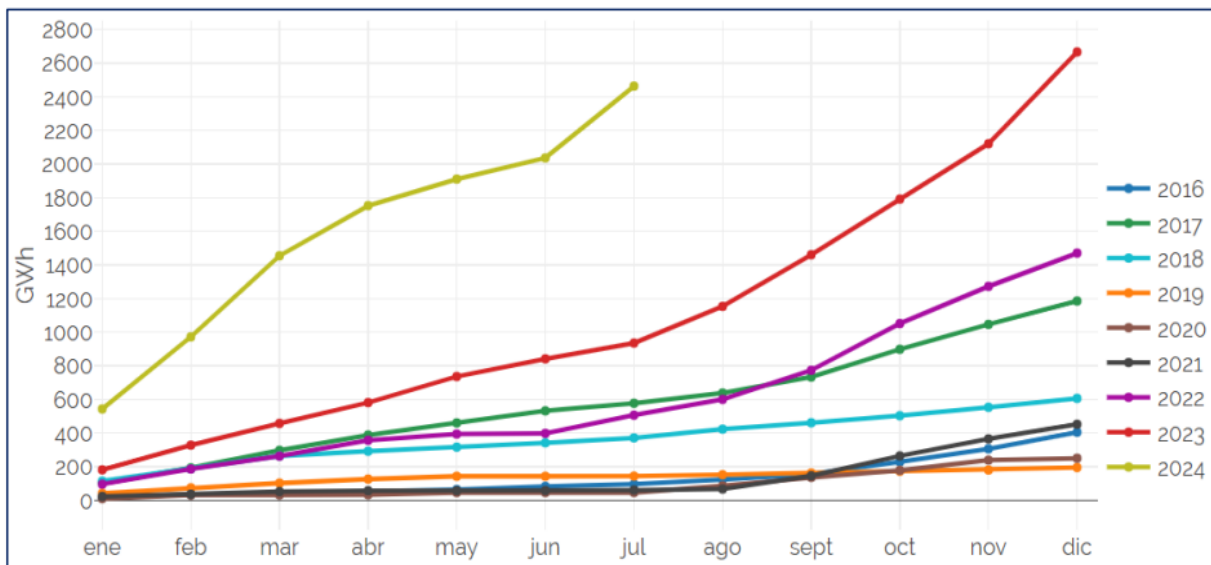
- **Contexto de la propuesta.**
- **Criterio N-1.**
- **Automatismos para el control de transferencias.**
- **Monitoreo y Control.**
- **Requerimientos de Grid-Forming.**
- **Requisitos de diseño para centrales ERNC y BESS.**

# CONTEXTO DE LA PROPUESTA

# CONTEXTO DE LA PROPUESTA

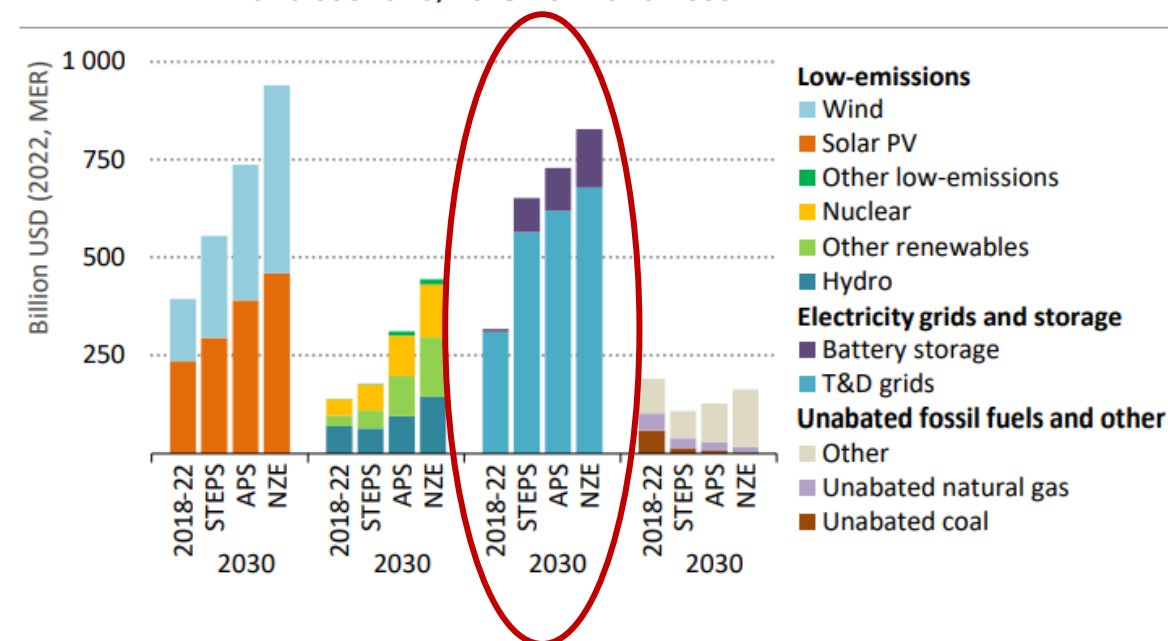
## 1. La transición energética requerirá de mayor capacidad de transmisión en el sistema eléctrico.

Figura 4: Evolución anual recortes ERNC



Fuente: [Boletín de Estadísticas de ACERA de Julio 2024](#).

Figure 3.18 ► Average annual global investment in the power sector by type and scenario, 2018-2022 and 2030



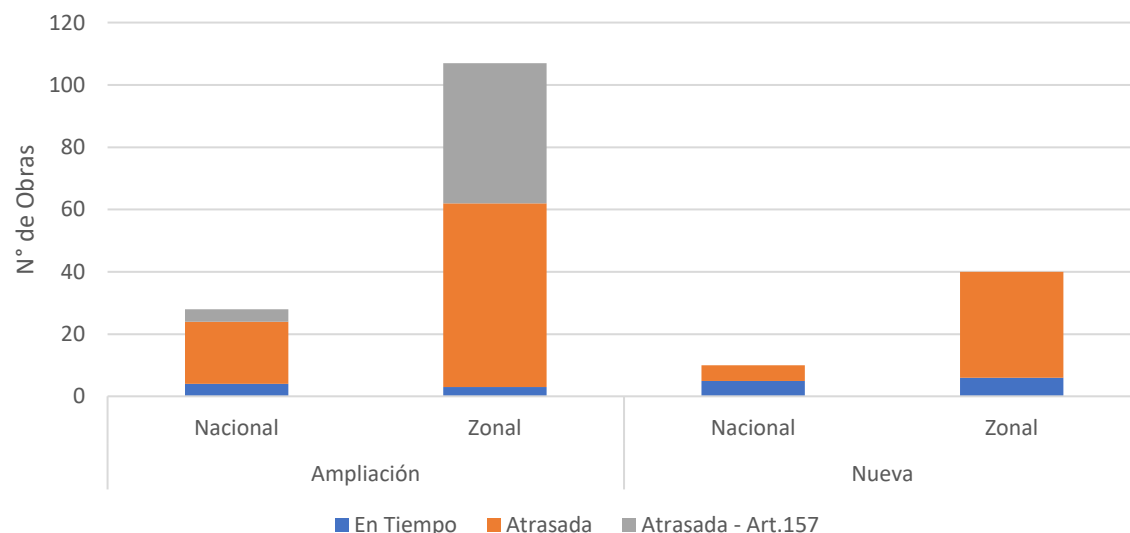
Fuente: [World Energy Outlook 2023. IEA](#).

# CONTEXTO DE LA PROPUESTA

## 2. Cada vez es más complejo construir nuevas líneas y subestaciones.



Estado de construcción de obras a julio 2024



**Fuente:** Elaboración propia a partir de información de [Plataforma Seguimiento de Ejecución de Obras del CEN.](#)

DECLARACIÓN ACERA A.G. SOBRE LÍNEA CELEO REDES ITAHUE-HUALQUI Y RIESGO EN INVERSIÓN DE US\$4000 MILLONES EN PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO Y LA CREACIÓN DE 10.000 EMPLEOS

**Santiago, Chile, 24 de abril de 2024.** La Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., gremio que reúne a más de 150 empresas de la industria energética renovable, desea manifestar su profunda preocupación por la marcha del proceso de evaluación ambiental del proyecto de línea de transmisión en el tramo Hualqui-Itahue, iniciado hace 4 años, en la Dirección Ejecutiva del Servicio de Evaluación Ambiental quien emitió el viernes 19 de abril un Informe Consolidado de Evaluación (ICE) sobre el EIA donde sorpresivamente recomendó su rechazo.

Este proyecto, que se extiende por 20 comunas de las regiones del Maule, Ñuble y Biobío, tiene por objeto mejorar la calidad del suministro eléctrico para el abastecimiento de energías limpias y baratas, de hogares y consumidores de energía, toda vez que en la actualidad, el sistema eléctrico de esas comunas se encuentra muy exigido, lo que provoca interrupciones de suministro, mala calidad de servicio y la imposibilidad de agregar nuevos usuarios, afectando con ello el desarrollo del comercio y la industria en general y, por ende, el crecimiento de nuestra economía.

Cabe destacar que su materialización resulta fundamental, tanto para la integración a la red eléctrica de proyectos de energía renovable y de almacenamiento por un total de 3700 MW, equivalentes al 11% de la capacidad instalada de generación de energía en Chile, valorizados en US\$ 4.000 millones de inversión, como para la creación de más de 10.000 empleos, asociados a la construcción de los mismos.

La incorporación de proyectos de generación renovable y almacenamiento está alineada directamente con el objetivo del Estado de Chile de la carbono-neutralidad del sector eléctrico al 2040, meta a la que contribuye la alta competitividad en el sector y la coherencia de las políticas públicas y sus organismos para este propósito país.

**Fuente:** [Declaración ACERA A.G. sobre línea Celeo Redes Itahue–Hualqui.](#)

# CRITERIO N-1

# CRITERIO N-1

## Artículo 5-7 de la NTSyCS.

*“La aplicación del Criterio N-1 que realice el Coordinador, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del SI, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias, salvo los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC.”*

## Numeral 81 Artículo 1-7

### **81. Recursos Generales de Control de Contingencias** Corresponden a:

- a) la inercia propia de las máquinas rotatorias, incluyendo volantes.*
- b) Reservas de control de frecuencia.*
- c) la reserva de potencia reactiva y el control de tensión.*
- d) los estabilizadores de sistemas de potencia.*
- e) EDAC, el EDAG, el ERAG.***
- f) y en general, los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación, la carga o la topología del sistema.*

**El Criterio N-1 se ha aplicado de manera estricta mediante el uso de Redundancia de Líneas.**

- La NTSyCS del año 2018 contemplaba el uso de EDAG, ERAG o EDAC para la aplicación del criterio N-1.

## **“Artículo 5-7**

*La aplicación del Criterio N-1 que realice la DO, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del SI, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias.*

*Para determinar el grado de participación de los recursos EDAG, ERAG o EDAC (activados por Desenganche Directo, por subfrecuencia o por subtensión) contemplados en la aplicación del Criterio N-1, la DO deberá realizar una evaluación técnico-económica considerando el costo de energía no suministrada de corta duración y la probabilidad de falla.”*

- La eliminación de lo que se encuentra en rojo ha sido indicado como uno de los motivos por el cual el CEN no puede instruir a los Coordinados la implementación de automatismos de control de transferencias.



## Existen variantes para la implementación del Criterio N-1:

- En Holanda se estableció un criterio N-1 durante mantenimiento, previo un análisis costo-beneficio. En caso de que los costos sean mayores al beneficio, el criterio N-1 es ignorado <sup>[1]</sup>.
- Algunos TSO's en Europa toleran en la aplicación del Criterio N-1 algún porcentaje de pérdida de suministro <sup>[2]</sup>.
- En Australia se emplean diferentes criterios de seguridad: N-1 en la mayor parte del sistema, N-2 en Distritos Financieros y N-0 en zonas rurales con líneas radiales <sup>[3]</sup>.

### Referencias:

[1] Development and application of a cost–benefit framework for energy reliability Using probabilistic methods in network planning and regulation to enhance social welfare: The N-1 rule. Michiel de Nooij et al. Energy Economics 32(6): 1277–1282. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.06.005>.

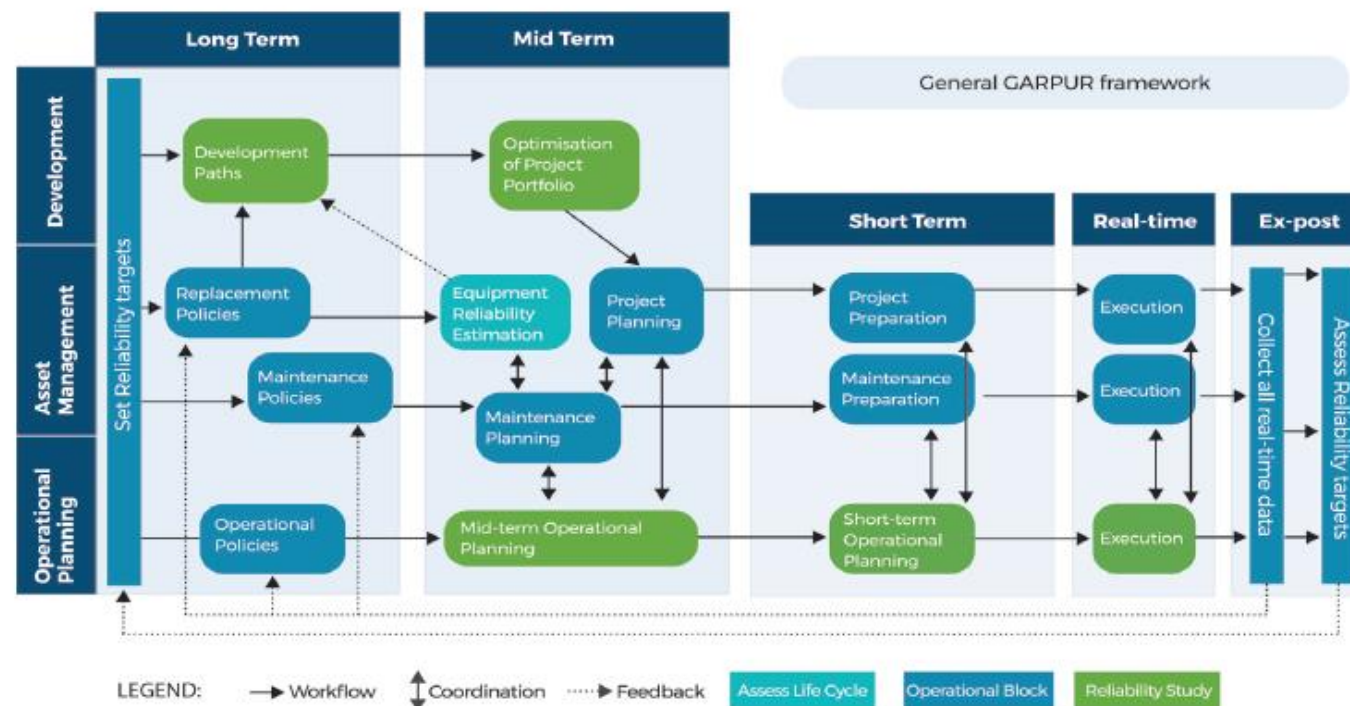
[2] Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment. <https://www.sintef.no/globalassets/project/garpur/deliverables/garpur-d1.2-current-practices-drivers-and-barriers-for-new-reliability-standards.pdf>

[3] Transmission Reliability Standards Review. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/75815069-9235-4217-b10e-e2ad56e5b00d/Transmission-Reliability-Standards-Review-Issues-Paper.pdf>

# CRITERIO N-1

- En el año 2013 fue lanzado el proyecto [GARPUR](#) cuyo objetivo es diseñar, implementar y evaluar nuevos criterios de confiabilidad para ser aplicados en Europa.
- La metodología propuesta permite a TSO's realizar un balance entre la seguridad del sistema y los costos de proveerla.

THE TIME-SCALES AND CONTEXTS OF RELIABILITY MANAGEMENT



## **Propuesta de ACERA:**

- Revisar la definición y aplicación del Criterio N-1 de forma de permitir la incorporación de nuevas tecnologías que maximicen la capacidad de transmisión sin comprometer la seguridad del sistema, tales como automatismos para el control de transferencias, sistemas de almacenamiento y tecnologías GET en general.
- Flexibilizar el criterio N-1 en algunas condiciones especiales de operación, por ejemplo, durante el trabajo y/o mantenimiento de infraestructura eléctrica, previo análisis de costo – beneficio.
- Mandatar al CEN a realizar estudios de confiabilidad del sistema de forma de ir incorporando métricas de confiabilidad en la operación del SEN que permitan balancear el nivel de seguridad y los costos de inversión y operación.

# **AUTOMATISMOS PARA EL CONTROL DE TRANSFERENCIAS**

# AUTOMATISMOS PARA EL CONTROL DE TRANSFERENCIAS

- Actualmente se encuentran implementados en el Sistema esquemas EDAG, ERAG, EDAC que permiten sobrepasar el criterio N-1 estricto.
- Los automatismos para el Control de Transferencias se encuentran regulados en un Procedimiento Interno del Coordinador, que habilita su implementación mientras sea iniciativa privada.
- Las definiciones y requerimientos de los automatismos de control de transferencia son materia de la Norma Técnica.



# **AUTOMATISMOS PARA EL CONTROL DE TRANSFERENCIAS**

## **Requerimientos para incorporar en la Norma Técnica:**

- Definición de automatismos para el control de transferencia.
- Procedimiento para evaluar la factibilidad técnica del automatismo de control de transferencia y la conveniencia económica.
- Requisitos de diseño.
- Verificación y pruebas.
- Supervisión y control de la operación de los automatismos.

# **AUTOMATISMOS PARA EL CONTROL DE TRANSFERENCIAS**

## **Artículo 5-5:**

La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32.

**En los estudios de planificación, la aplicación del Criterio N-1 solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.**

Las instalaciones de los STD que operen con Enmallamiento también deberán dar cumplimiento a los criterios de planificación indicados en el presente artículo.

**La planificación de la Transmisión no debe contemplar el reemplazo de infraestructura por automatismos.**

# **AUTOMATISMOS PARA EL CONTROL DE TRANSFERENCIAS**

## **Propuesta de ACERA:**

- Incorporar en la norma técnica todas las definiciones y requisitos de los automatismos para el control de transferencias.
- Incorporar dentro de los estudios que debe realizar el CEN, un estudio anual que contenga un análisis técnico-económicos para la implementación de automatismos de control de transferencias en los sistemas de transmisión permitiendo aumentar su flexibilidad operacional y maximizando las transferencias de energía a través de la infraestructura existente.



# **REQUISITOS DE MONITOREO Y CONTROL**

## **Artículo 6 del AT Sistema de Monitoreo:**

### Funciones del Sistema de Monitoreo:

- a) Verificar el nivel de amortiguamiento presente en las oscilaciones de potencia en el SI ....
- b) Verificar el correcto funcionamiento de las protecciones del SI, ....
- c) Realizar análisis post operativos luego de fallas severas ocurridas en el SI, ....
- d) Verificar el desempeño de los EDAC y la contribución de las Instalaciones de Clientes a estos esquemas.
- e) Verificar el desempeño de los EDAG y ERAG.
- f) Verificar el margen de estabilidad estática o dinámica del SI.
- g) Verificar el desempeño del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.

- No existe en la normativa la obligación de monitorear y operar el Sistema Eléctrico Nacional utilizando las capacidades reales del sistema de transmisión.
- En el Artículo 24 del AT Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el Envío de Datos al SITR, deja a criterio del CEN el uso de DLR.

## **Proyecto Security Constraint Economic Dispatch (SCED):**

- La optimización de la operación del sistema en tiempo real se encuentra definida a nivel reglamentario (Artículo Octavo Transitorio del Reglamento de Coordinación y Operación DS125/2017).
- Es importante incorporar en la Norma Técnica los requisitos necesarios para la implementación del SCED.
- Se propone evaluar establecer como requisito de diseño el que las centrales se incorporen del AGC. Actualmente, este requisito está asociado a la prestación del SSCC de Control Secundario de Frecuencia.

# **REQUISITOS DE MONITOREO Y CONTROL**

## **Propuesta de ACERA:**

- Incorporar dentro de las obligaciones del CEN, la de monitorear y operar el Sistema Eléctrico Nacional utilizando las capacidades reales del sistema de transmisión.
- Incorporar la definición de equipos de monitoreo de capacidad de transporte en tiempo real por líneas de transmisión.
- Incorporar en la Norma Técnica todos los requisitos técnicos para la implementación del SCED.
- Evaluar establecer la incorporación del AGC como una exigencia de diseño de las plantas de generación.

# **REQUERIMIENTOS DEL GRID FORMING**

# REQUERIMIENTOS DEL GRID FORMING

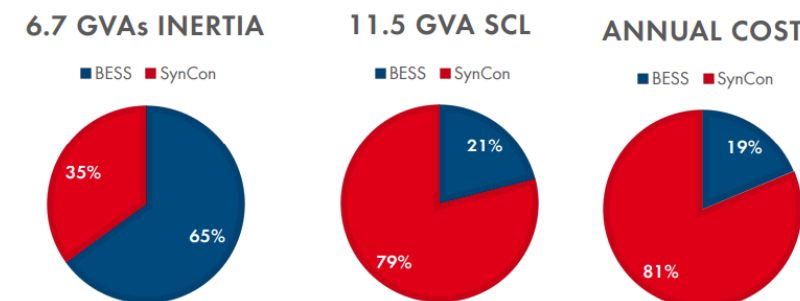
- El 14 de febrero de 2022 se implementó en el Código de Red del Reino Unido la modificación “GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM Capability)”.  
<https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/gc/modifications/gc0137-minimum-specification-required-provision-gb-grid-forming-gb-gf-capability-formerly-virtual-synchronous-machine-vsm-capability>
- Algunos principios de la propuesta fueron:
  - El requisito no debía ser obligatorio y sería la base para constituir un mercado.
  - Las especificaciones debían permitir que cualquier tipo de planta pudiera cumplir (maquinas síncronas, IBR, equipos de compensación, almacenamiento, vehículos eléctricos, Smart Loads).
  - La especificación permite que los desarrolladores declaren la capacidad de Grid Forming de sus plantas, incluyendo que esta pueda ser provista por máquinas virtuales con 0 inercia (VSM0H).
  - Permite la participación de instalaciones nuevas y en operación.
  - Al ser requerimientos voluntarios, no se debían establecer condiciones que expusieran a los desarrolladores a costos excesivos.

# REQUERIMIENTOS DEL GRID FORMING



Fuente: Stability Services: A New Revenue Stream – Global Experience and Technical Insights. Aaron Gerdemann -Senior Business Development Manager – SMA. Energy Storage Latin America, 3<sup>rd</sup> Edition, October 2023.

## National Grid ESO in UK Stability Pathfinder Tender



Fuente: Global Experience in the Stability Segment. Aaron Gerdemann -Senior Business Development Manager – SMA. Webinar : Caracterizar la Integración de los Inversores tipo Grid Forming. October 2022.

**Conclusión: Provisión de servicios de estabilidad en base a mercados es la forma más rápida y efectiva de alcanzar un rendimiento firme de las plantas.**

# **REQUERIMIENTOS DEL GRID FORMING**

## **Propuesta de ACERA:**

- Incorporar en la norma técnica todas las definiciones y requisitos del atributo o capacidad de grid-forming. Este atributo se podrá entregar de forma voluntaria y tecnológicamente agnóstica.
- Implementar licitaciones de SSCC (inercia, corto circuito, servicios de balance, etc.), con el objeto de reducir la asignación directa a centrales térmicas y atraer inversiones que aporten flexibilidad y seguridad al sistema.



# **REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS**

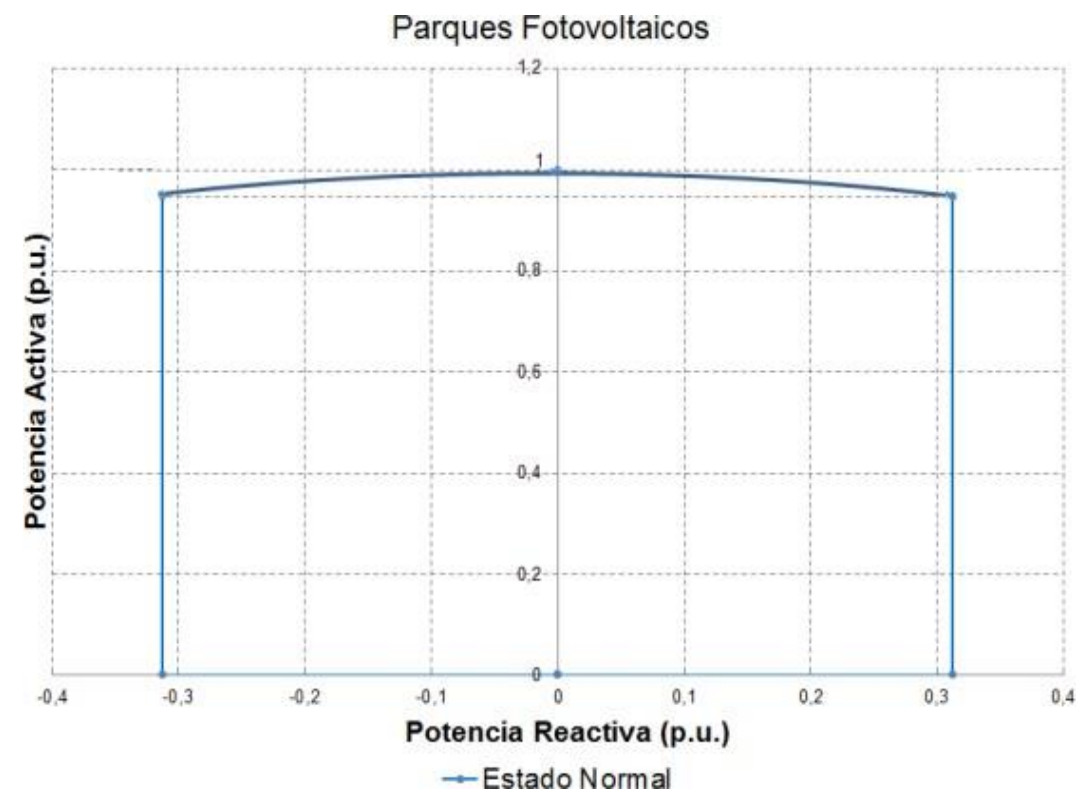
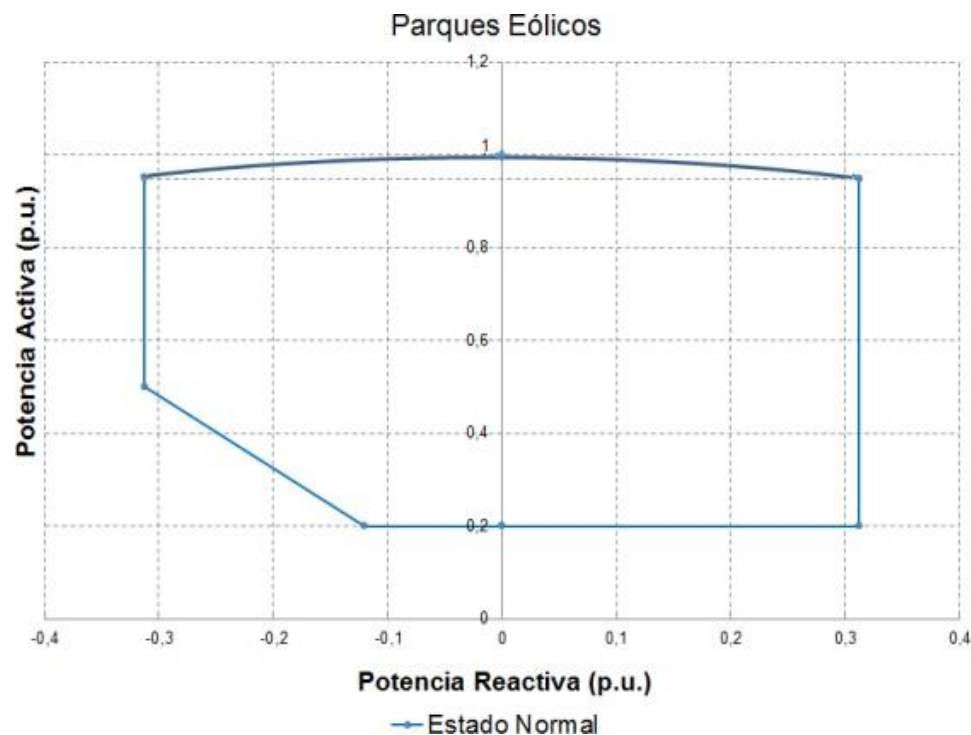
## **El objetivo de esta propuesta es:**

- Armonizar los requisitos de código de red, siempre y cuando sea posible, entre todas las tecnologías ERNC.
- Solo se aborda los requisitos mínimos de diseños de ERNC que se encuentran en el capítulo 3 NTSyCS.
- Buscar la generación de nuevos mercados u oportunidad de negocios a través de la habilitación técnica para la prestación de nuevos servicios.
- Mejorar la operación y estabilidad del sistema eléctrico, pero sin generar condiciones de bloqueo por requisitos extremadamente difícil de cumplir. De avanzar en la propuesta se debe incluir periodos transitorios y condiciones para la exclusión de los requisitos.
- Proponer requisitos que a día de hoy están definido en diferentes países donde se ha demostrado que funcionan correctamente.

# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Artículo 3-9

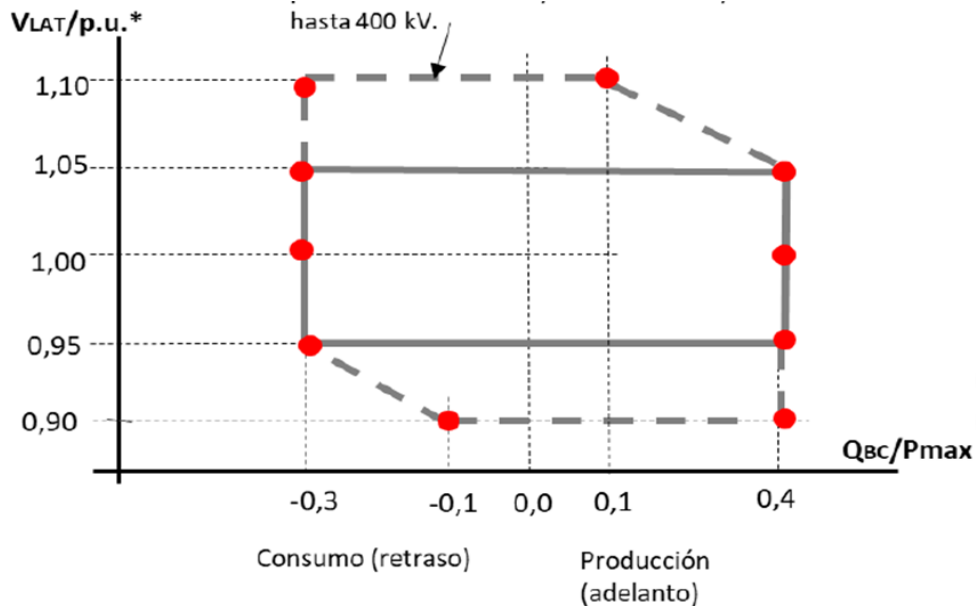
El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones **en el rango de Estado Normal**, en las zonas definidas a continuación:



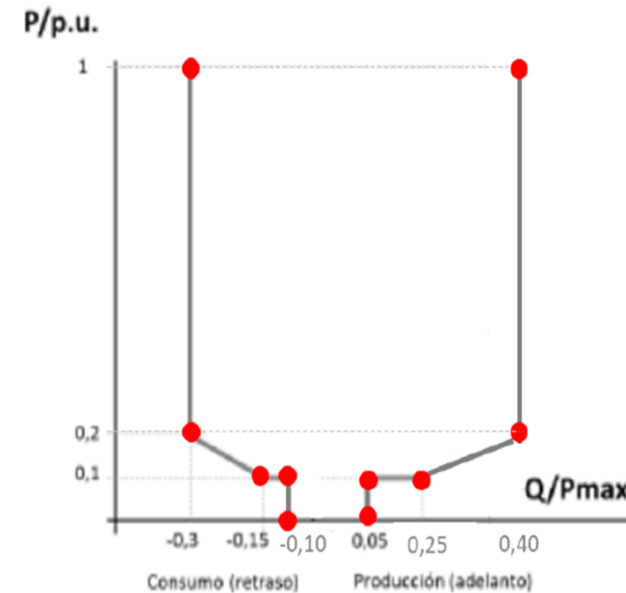
# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Propuesta de modificación al artículo 3-9:

- Se propone que se defina una única curva PQ para todo tipo de generación ERNC ( WTG, PV, BESS)
- Se propone agregar una curva QV en función del nivel de tensión donde se conecte la central (220kV /500 kV)
- La principal ventaja que esto supone es armonizar los requisitos entre renovables y facilitar la hibridación de tecnologías
- Eólicas, PV y BESS presentan capacidades similares respecto a capacidad reactiva



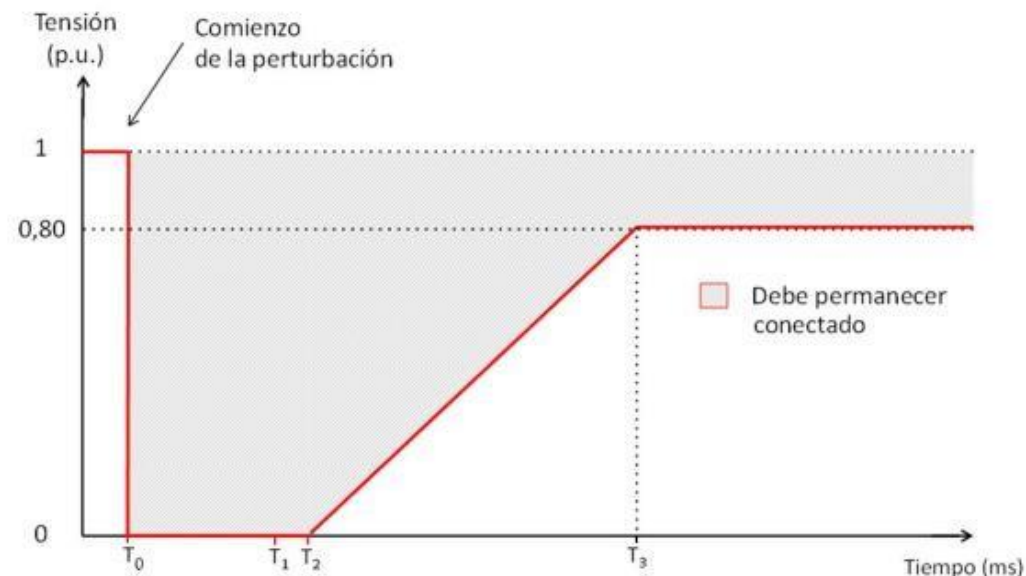
QV Curve - Spanish Grid Code



PQ Curve - Spanish Grid Code

## Artículo 3-8

En caso de caídas de tensión en el ST, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.



Siendo:

$T_0 = 0$  [ms], Tiempo de inicio de la falla.

$T_1$  = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-40, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

$T_2 = T_1 + 20$  [ms]

$T_3 = 1000$  [ms]

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el ST que lleve en el punto de conexión a la red a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de  $\pm 10\%$  de  $\Delta U/U_{nom}$ , el control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva.

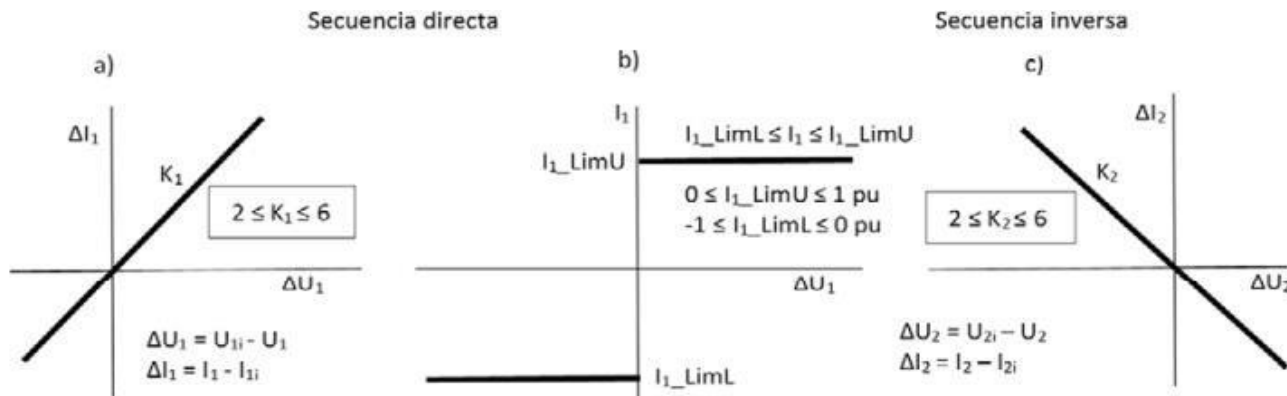
El control de tensión del parque eólico o fotovoltaico deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional ( $\Delta I_r$ ) en un monto igual al 2% de la corriente nominal ( $I_{nom}$ ) por cada 1% de  $\Delta U/U_{nom}$  en el punto de conexión a la red.

$$\frac{\Delta I_r}{I_{nom}} = 2 \frac{\Delta U}{U_{nom}}$$

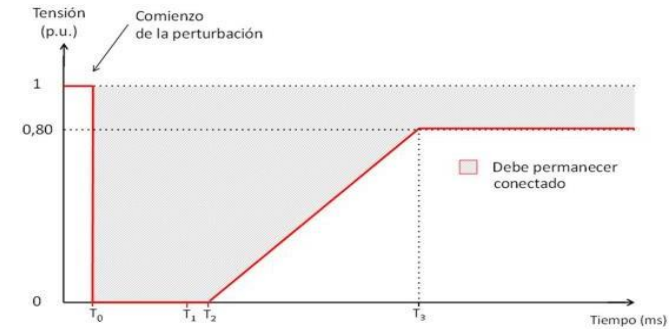
# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Propuesta de modificación al artículo 3-8:

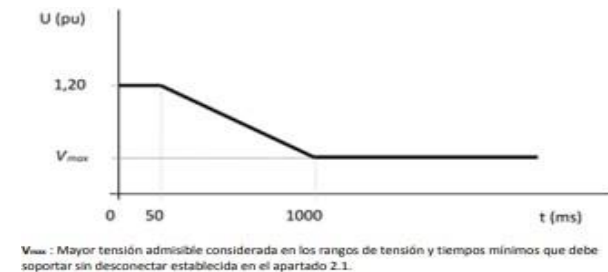
- Se propone que se defina una única curva LVRT y HVRT para todo tipo de generación ERNC ( WTG, PV, BESS).
- Se propone soporte en corriente en sec+ y sec -. En el caso de DFIG sec – contribución será la respuesta natural de la máquina.
- Se propone que el soporte en corriente deberá ser seleccionable entre corriente reactiva o activa.



current support – Spanish Grid Code



LVRT Curve - Chilean Grid Code



HVRT Curve - Spanish Grid Code

PPM1.4.2 In addition to remaining connected to the **Transmission System**, the **Controllable PPM** shall have the technical capability to provide the following functions:

- (a) During **Transmission System Voltage Dips**, the **Controllable PPM** shall provide **Active Power** in proportion to retained **Voltage** and provide reactive current to the **Transmission System**, as set out in PPM1.4.2(c).

Id current support – Ireland Grid Code

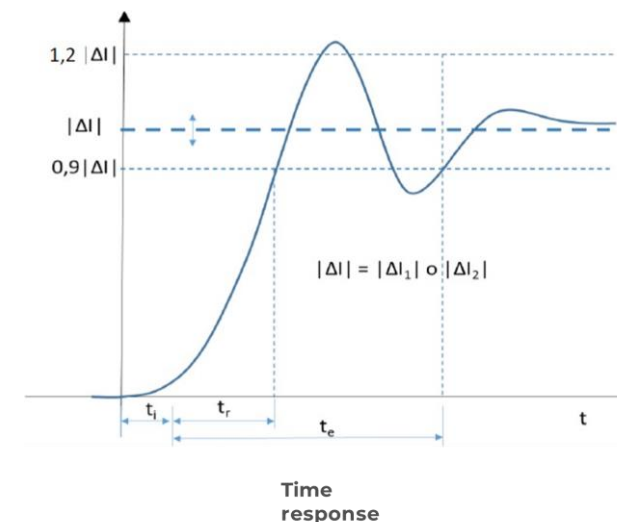


# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Propuesta de modificación al artículo 3-8:

Se propone los siguientes tiempos de respuesta:

- $T_a = 20\text{ms}^*$
- $T_r = 50\text{ms}$
- $T_s = 60\text{ms}$
- Tolerance band  $= +20\%$  y  $-10\%$
- La recuperación de potencia activa será del 95% después de 2 segundos de la recuperación de la tensión
- La evaluación del requisito será a través de simulaciones con modelos validados y entregados por el fabricante y el correspondiente certificado que asegure el cumplimiento según el código de red\*.



Se recomienda abrir la discusión sobre cómo abordar la problemática que supone que el requisito sea definido en el POI pero el cumplimiento se realiza en terminales del equipo generador, diferencia de impedancia produce diferencia de tensiones observadas

\* Se recomienda y si es necesario agregar 20ms adicionales por concepto de medición de valor RMS.

\*\* Se podrán aceptar certificados de otros países siempre y cuando envuelvan al requisito y sean más estricto.

# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Artículo 3-13

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50[MW] con dos o más unidades deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.

Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador.

Sin perjuicio de lo anterior, independiente de la potencia nominal individual de las centrales o parques, si los estudios específicos que realice el Coordinador lo justifican, se podrá exigir a cualquier central o parque la implementación de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine el Coordinador.

- **Requisito no define el tipo de control de potencia reactiva – voltaje**
- **No se define el mismo artículo tiempos de respuestas**

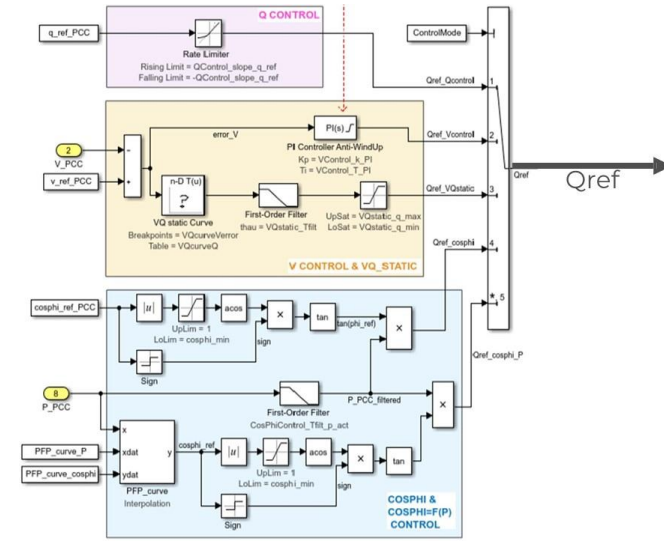


# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

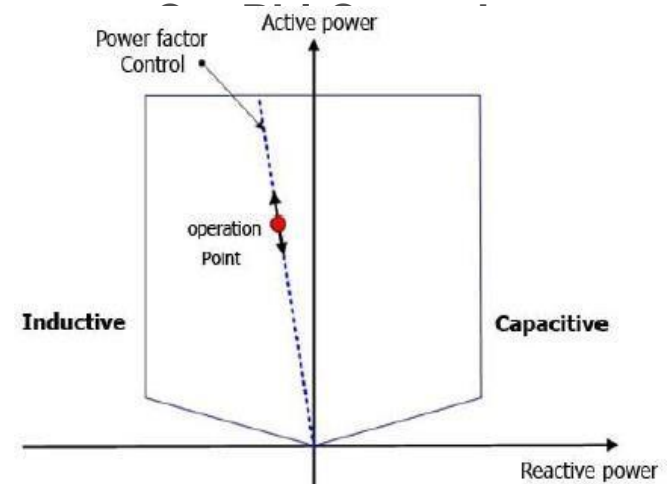
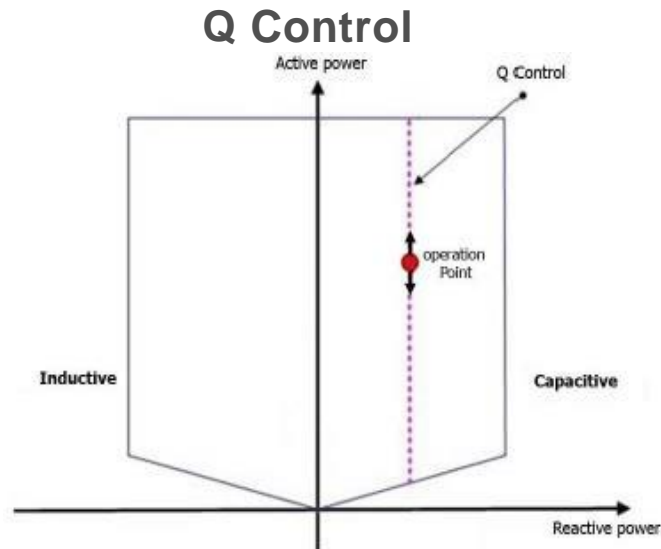
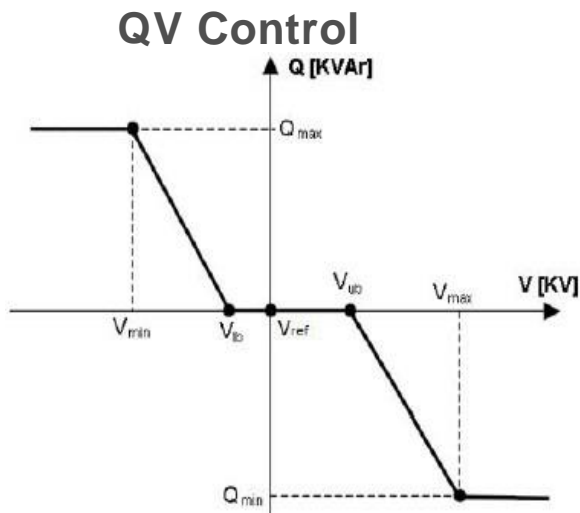
## Propuesta de modificación al artículo 3-13:

Se propone agregar a lo menos los siguientes modos de control de potencareactiva/voltaje:

- V control direct
- VQ static
- Cosphi control
- Q control
- Cosphi (p) control



## Reactive power – Voltage Control (only reference)



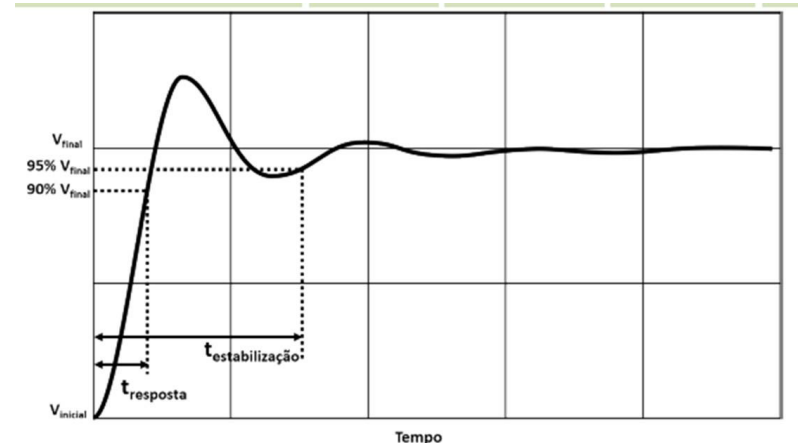
# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Propuesta de modificación al artículo 3-13:

Se propone los siguientes tiempos de respuesta:

- $T_a = 200\text{ms}$
- $T_r = 10\text{s}$
- $T_s = 30\text{s}$
- Tolerance band =  $\pm 5\%$

\* Se debe tener en cuenta que muchas plantas ERNC tienen capacitor/reactores shunt lo que tienen tiempo de reacción relativamente lentos, entorno a los segundos.



Time response – Brazilian Grid code

## Artículo 3-17

El controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 % de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%.
- d) La banda muerta será de  $\pm 200$  [mHz].
- e) El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

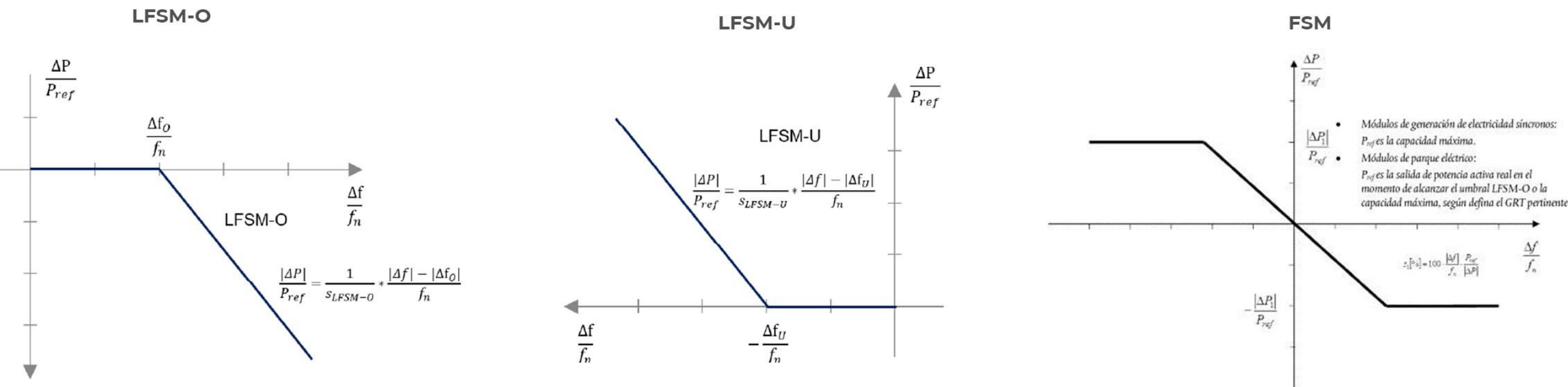
Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador, en atención a la seguridad y calidad de servicio y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5.

**Requisito no define el tipo de control de potencia activa – frecuencia**

# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Propuesta de modificación al artículo 3-17:

Se propone utilizar los mismos modos de control de potencia frecuencia que en la UE, estos es el modo LFSM y FSM

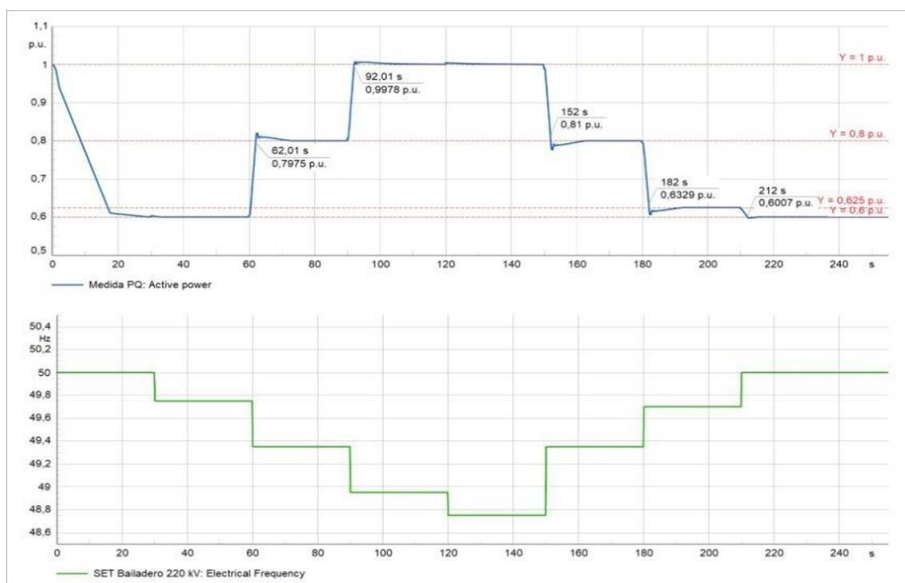


# REQUISITOS DE DISEÑO DE CENTRALES ERNC Y BESS

## Propuesta de modificación al artículo 3-17:

Se propone los siguientes tiempos de respuesta:

- $T_a = 150$  ms
- $T_r = 2$  s
- $T_s = 30$  s
- Tolerance band  $= \pm 5\%$



Ejemplo de evaluación de requisito –Spanish Grid code

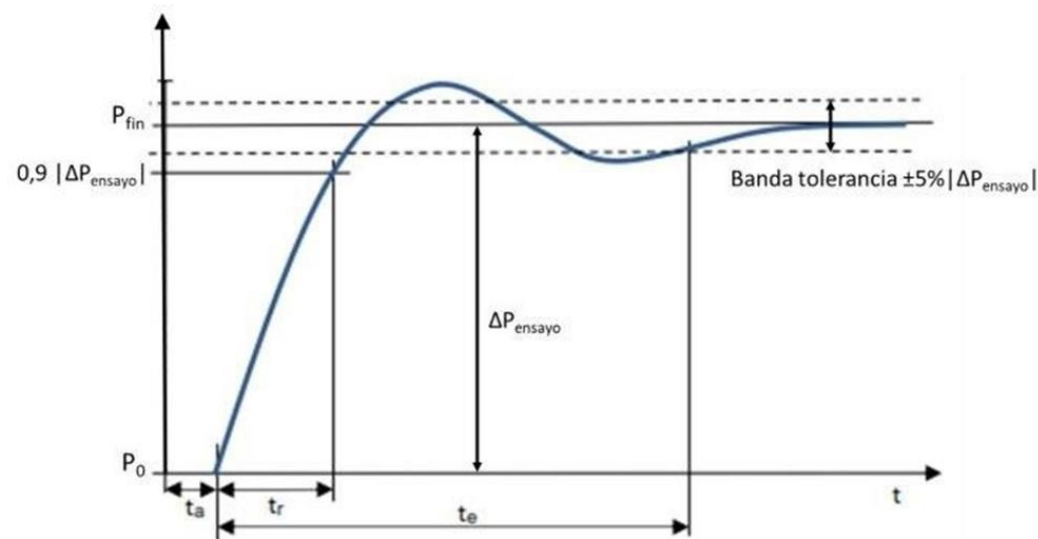


Figura 11. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos  $t_a$ ,  $t_r$ , y  $t_e$  definidos más arriba.





POR UN CHILE  
**100% RENEWABLE**

# Comité Consultivo Especial Proceso normativo de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

22 de agosto de  
2024

