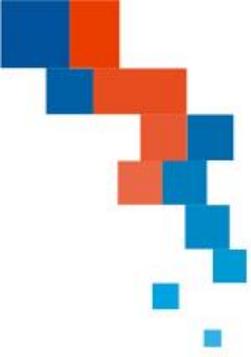
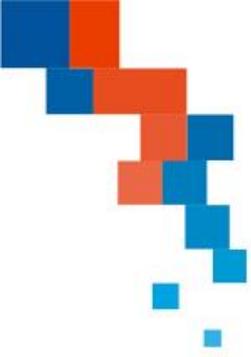


cno 

Consejo Nacional de Operación



Ciberseguridad, Confiabilidad y Redes Inteligentes



Acuerdo 788 de 2015

Agentes Generadores, Transmisores y Distribuidores



Asignación de Responsables.

Designación del responsable de dirigir y administrar la implementación de la Guía de Ciberseguridad



Inventario de activos y Ciberactivos:

Levantamiento de información. Identificación y clasificación de Infraestructura Cibernética Crítica. Frecuencia de realización de auditorías de seguridad física y de la información



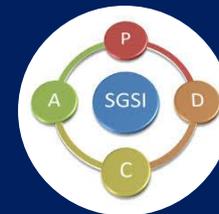
Análisis de riesgos Ciberactivos:

Definición de escenarios de riesgo del sector



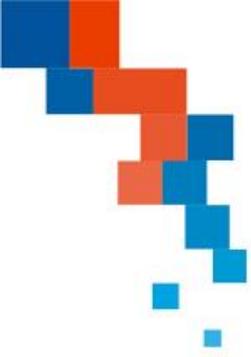
Identificación de Vulnerabilidades:

Valoración e identificación de vulnerabilidades de activos y ciberactivos críticos. Identificación de existencia de plan de recuperación de ciberactivos críticos. Ventana de análisis de riesgos. Existen planes de recuperación.



Nivel de Gestión Ciberseguridad:

Frecuencia de realización de auditorías de seguridad física y de la información. Equipo de respuesta a Incidentes.



PRINCIPALES ACCIONES DE SEGUIMIENTO

El CNO ha realizado Jornadas de Ciberseguridad y encuestas de seguimiento a la implementación de la guía adoptada en el Acuerdo CNO 788 en el 2016, 2017 y 2018 y está planeada una jornada en septiembre de 2019.

Se realizó 1 Taller subregional de Ciberseguridad y un Taller de lecciones aprendidas del Acuerdo 788 en el marco de las Jornadas de Ciberseguridad que se realizaron en Cali en Septiembre de 2018.

En 2018 con apoyo de Colombia Inteligente

Escenarios de Riesgos del Sector

Apagón generado por ciberataques a Centrales de Generación incluyan o no afectación a los mecanismos de Seguridad, Safety y Recuperación

Apagón generado por ciberataques a la Transmisión o Distribución o Demanda incluyan o no afectación a los mecanismos de Seguridad, Safety y Recuperación

Apagones generados por ciberataques a Centros de Control incluyan o no afectación a los mecanismos de Seguridad, Safety y Recuperación

Ciberataques orientados a manipulación no autorizada o destrucción de equipos u obras civiles.

Cada agente identificará los subescenarios relacionados

VENTANA DE AREM PARA ANALISIS DE RIESGOS

Amenazas y riesgos conocidos

- Fuga de Información
- Bootnets
- Ransomware
- USB Driveby
- Denegación de servicios
- Man in the middle
- Configuraciones inadecuadas
- Controles de acceso débiles
- Acceso remoto no controlado
- Puertos lógicos no controlados
- Ingeniería Social
- Falta de capacitación
- -Arquitectura de seguridad inadecuada

Amenazas y riesgos latentes

- Amenazas Persistentes Avanzadas
- Ciberterrorismo
- Ataques de día cero
- Ciberespionaje
- Hacktivismo
- Atacante interno
- Omisiones administrativas
- Ataques a sistemas de comunicaciones

Amenazas y riesgos focalizados

- Phishing dirigido
- Vulnerabilidades en TO
- Rootkits en PLC
- Suplantación de señales de control
- Obsolescencia tecnológica
- Ataques a la cadena de suministro
- Sistemas no actualizados
- Uso de protocolos de comunicaciones inseguros
- Bajo conocimiento especializado
- Falta de conciencia situacional
- Ataques a sistemas de protecciones
- Ataques a dispositivos de safety
- Ataques a sistemas control y RTUs

Amenazas y riesgos emergentes

- Malware en sistemas de control industrial
- Obsolescencia programada
- Convergencia TI TO
- Ciberguerra
- SCADA en la nube
- Sabotaje por medio electrónico

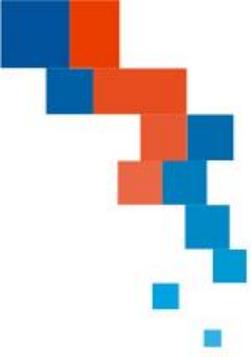
Lo que conoce el entorno

Lo que conoce la organización

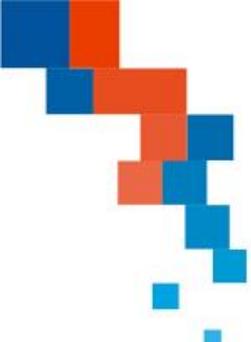
Lo que desconoce la organización

Lo que desconoce el entorno

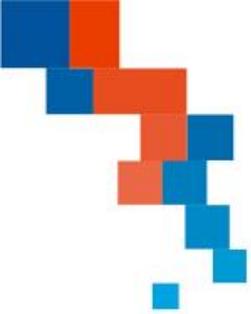




Acuerdo y Guía de Ciberseguridad para comentarios



- ✓ Continuar con el desarrollo de la normatividad del sector para ciberseguridad de ciberactivos críticos basados en el estándar NERC CIP.
- ✓ Actualizar la guía de ciberseguridad adoptada por el sector, de acuerdo con las últimas prácticas comúnmente aceptadas para la protección de este sector.



NERC CIP Evolución

CIP-002-5a
BES Cyber System
Categorization

CIP-003-6(7)
Security Management
Controls

CIP-004-6
Personnel & Training

CIP-005-5
Electronic Security
Perimeter(s)

**Norma NERC
Evolución desde
la guía y acuerdo
788**

CIP-010-2
Configuration Change
Management and
Vulnerability Assessments

CIP-011-2
Information Protection

**Supply CCIP-
013-1**
chain Risk
Management.

CIP-014-2
Physical Security

CIP-006-6
Physical Security of
BES Cyber Systems

CIP-007-6
Systems Security
Management

CIP-008-5
Incident Reporting
and Response
Planning

CIP-009-6
Recovery Plans for
Critical Cyber Assets

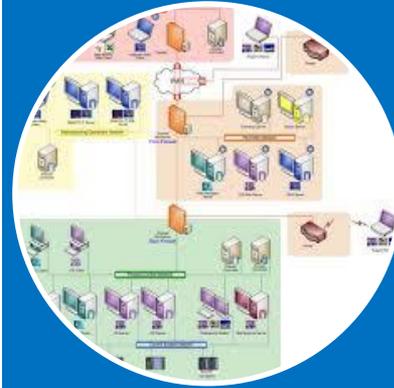
Acuerdo En Desarrollo



Fase I :
Actualización
de los
requerimientos
del Acuerdo
788



Fase II :
Planeación
obligatoria



Fase III :
Implementación
Básica



Fase IV :
Implementación
Completa



Fase I: Actualización de los requerimientos del acuerdo vigente



Actualización de responsable de ciberseguridad de compañías
(6 meses)



Actualización de inventario de ciberactivos
(1 año)

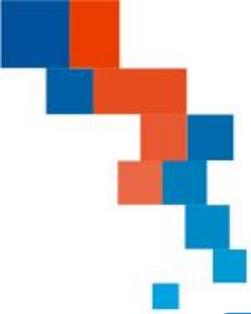


Actualización de análisis de riesgos y vulnerabilidades
(1 año)



Actualización del nivel de gestión de seguridad
(1 año)





Fase II: Planeación (18 meses)

Política de ciberseguridad.

Plan de sensibilización y Entrenamiento

Plan de Seguridad Electrónica de ciberactivos

Plan de Seguridad Física para ciberactivos

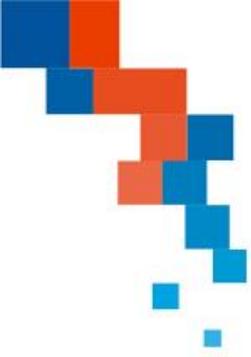
Definición de los perímetros de seguridad electrónica.

Definición de los perímetros de seguridad física.

Plan de gestión de incidentes de ciberseguridad

Definición de arquitecturas de seguridad para la operación

Planes de recuperación

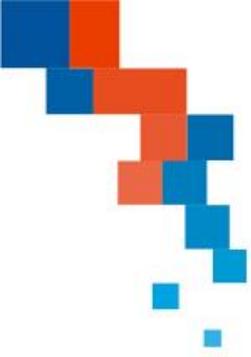


Fase III: Implementación de la Guía (4 Años)

Para el 50% de los ciberactivos críticos en 30 meses

Para el 75% de los ciberactivos críticos en 42 meses.

Para el 100% de los ciberactivos críticos en 48 meses



Proceso Comentarios



Publicación
en Página
Web del CNO

Comentarios
hasta el 12
de julio de
2019

Revisión,
incorporación
de mejoras y
sugerencias.

Expedición
del Acuerdo
que sustituye
el 788

Confiabilidad

CONNECTION CODES

- Generator Connection Code
- Demand Connection Code
- HVDC Connection Code

OPERATING CODES

- Operational Security Code
- Operational Planning and Scheduling Code
- Load Frequency Control and Reserve Code
- Emergency Procedure Code

PLANNING CODES

- Generator Planning Code
- Network Planning Code

MARKET CODES

- Market Rules Code
- Network Capacity Allocation and Congestion Management Code
- HVDC Connection Code

- El Código de Red puede estar conformado por el Código de Conexión, Código de Operación, Código de Planeación y el Código del mercado.
- Para el caso del Sistema Interconectado Nacional-SIN, el actual Código de Planeamiento no aborda la planeación de la generación.

- Criterios actuales para la evaluación de la confiabilidad-UPME:
 - ✓ VERE.
 - ✓ VEREC
 - ✓ Confiabilidad > 95 %.

Fuente: ENTSO-E



Consejo Nacional de Operación

Confiabilidad

CONNECTION CODES

- Generator Connection Code
- Demand Connection Code
- HVDC Connection Code

OPERATING CODES

- Operational Security Code
- Operational Planning and Scheduling Code
- Load Frequency Control and Reserve Code
- Emergency Procedure Code

PLANNING CODES

- Generator Planning Code
- Network Planning Code

MARKET CODES

- Market Rules Code
- Network Capacity Allocation and Congestion Management Code
- HVDC Connection Code

- El Código de Red puede estar conformado por el Código de Conexión, Código de Operación, Código de Planeación y el Código del mercado.
- Para el caso del Sistema Interconectado Nacional-SIN, el actual Código de Planeamiento **no aborda la planeación de la generación.**

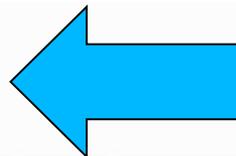
- Objetivos Decreto MME 0570 de 2018 (MME y UPME):
 - ✓ Resiliencia de la matriz de generación ante eventos de variabilidad climática.
 - ✓ Complementariedad entre Recursos Energéticos Renovables.
 - ✓ **Seguridad Energética Regional.**
 - ✓ Reducción de GEI.
- GENERACIÓN, ELEMENTO FUNDAMENTAL PARA LA CONFIABILIDAD DEL STN Y STR**

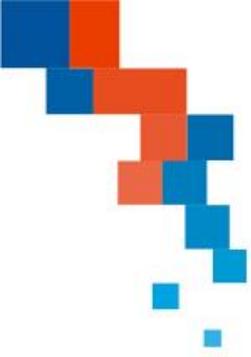
Fuente: ENTSO-E



Consejo Nacional de Operación

FLEXIBILIDAD



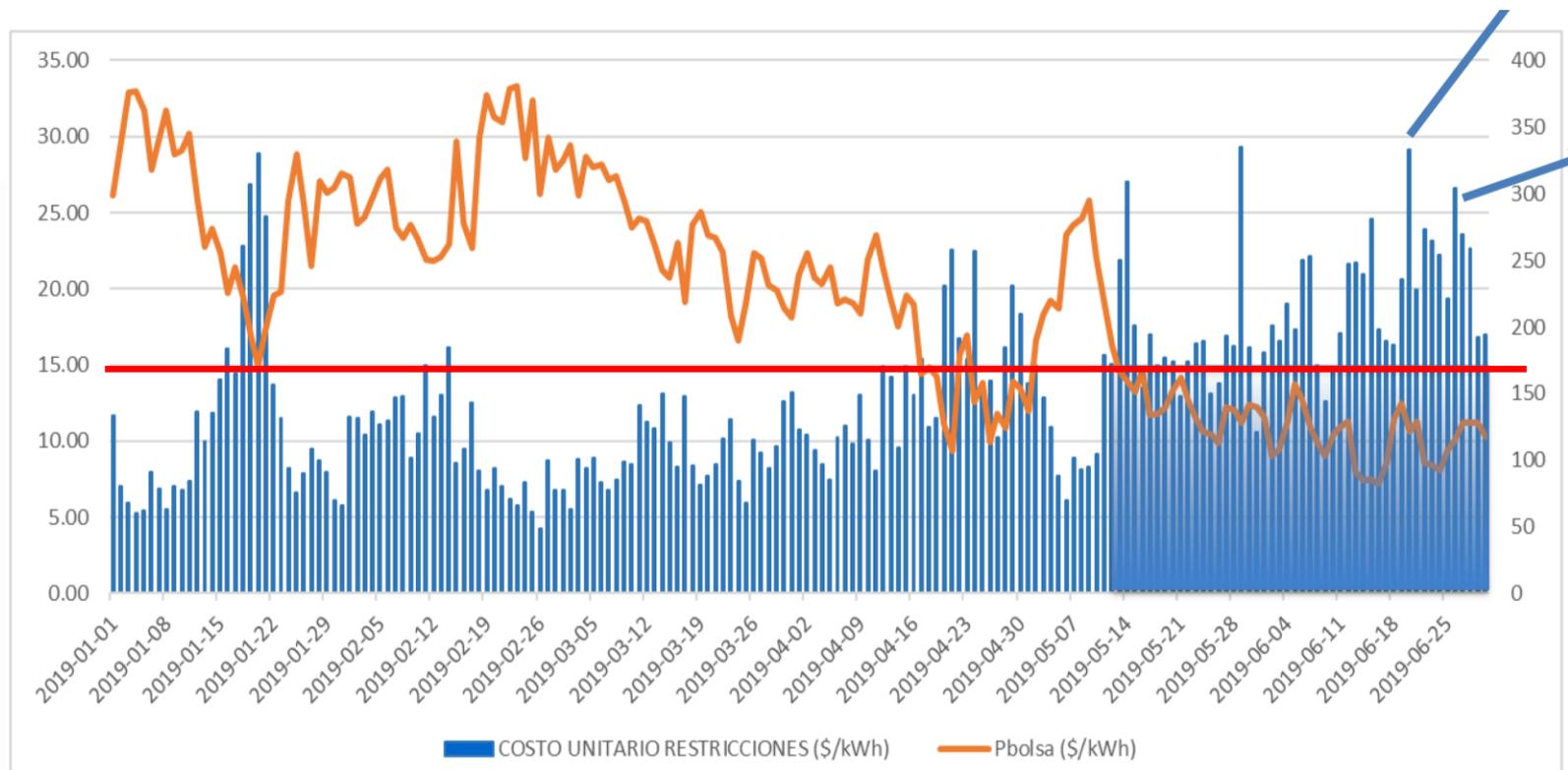


Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Evaluación impacto fallas de super-componentes (cisnes negros) -> potencia y energía.
- ✓ Subestaciones.
- ✓ Líneas que comparten múltiples circuitos (incluyendo “cruces”).
- ✓ Unidades y centrales de generación.
- Indisponibilidad de la red por mantenimiento y fallas (el sistema operó durante el 2018, en promedio, bajo una condición N-14).
- Límites de sobre carga en el planeamiento de la expansión del STN y STR.

Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

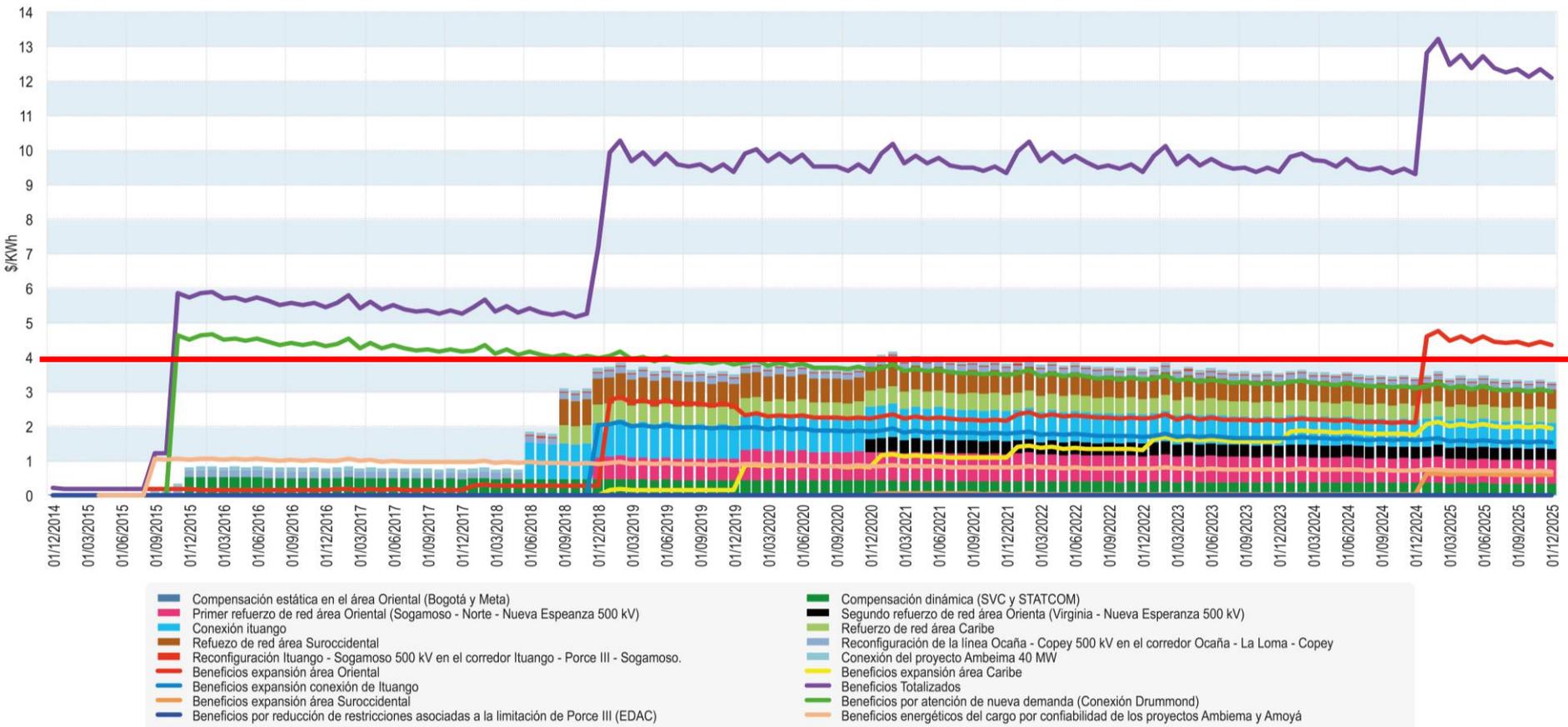
- En el planeamiento operativo y expansión de la red, cuantificación de los requerimientos de generación de seguridad teniendo en cuenta las inflexibilidades de las plantas que la proporcionan.



Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

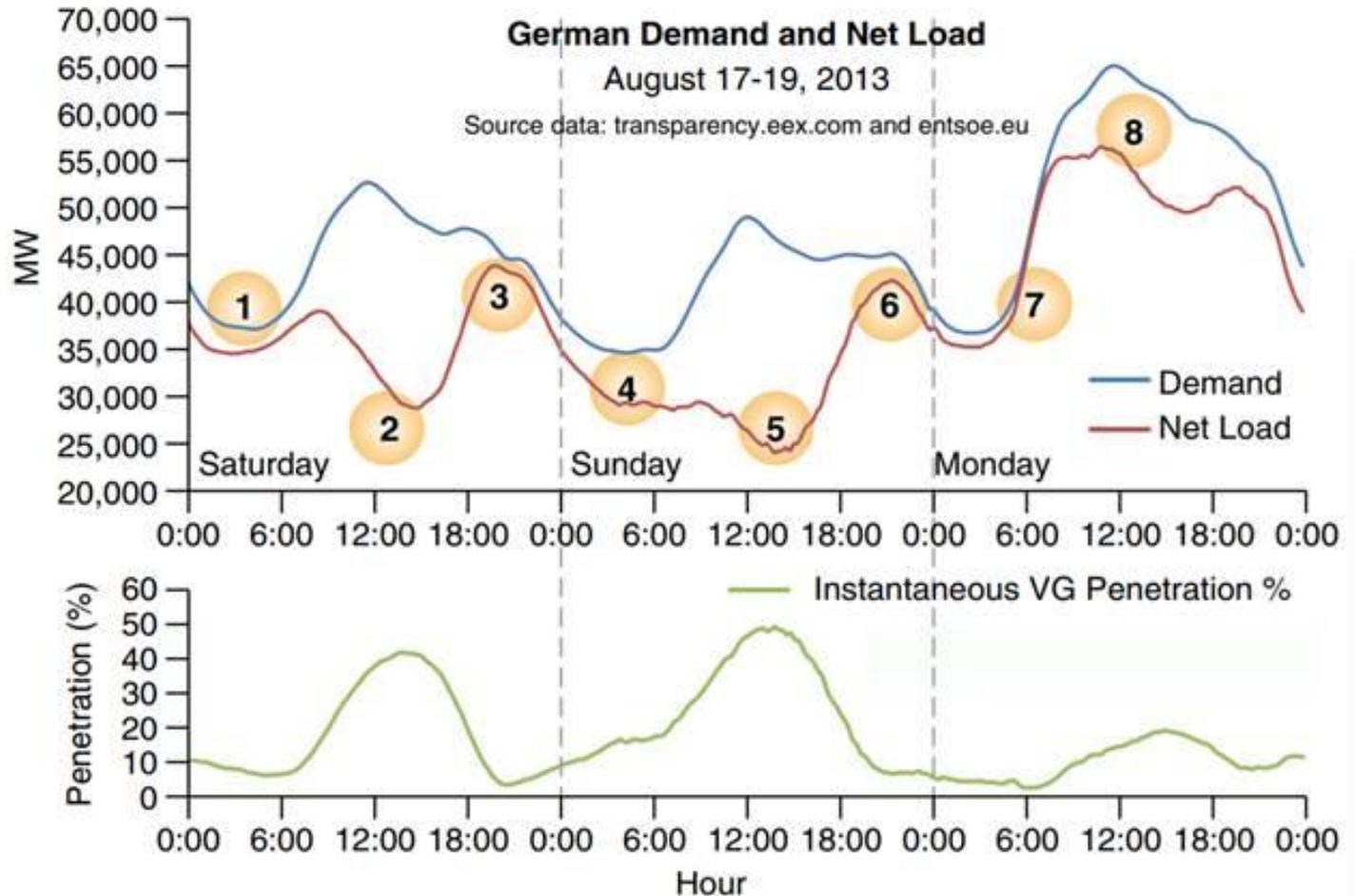
- En el planeamiento operativo y expansión de la red, cuantificación de los requerimientos de generación de seguridad teniendo en cuenta las inflexibilidades de las plantas que la proporcionan.

Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la Expansión. Escenario alto del crecimiento de la demanda



Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.



Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.

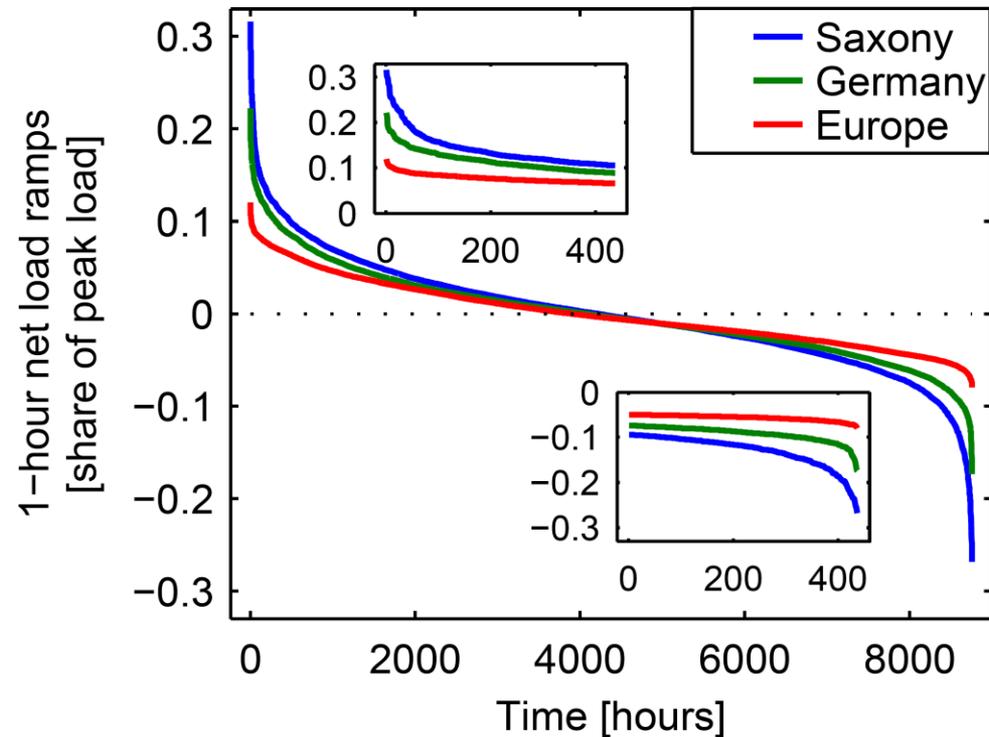


Fig. 11. 1-hour net load ramp duration curves at the regional, country and European spatial scales at 50% share of renewables and 20% PV in the wind/PV mix for the meteorological year 2009.

Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.

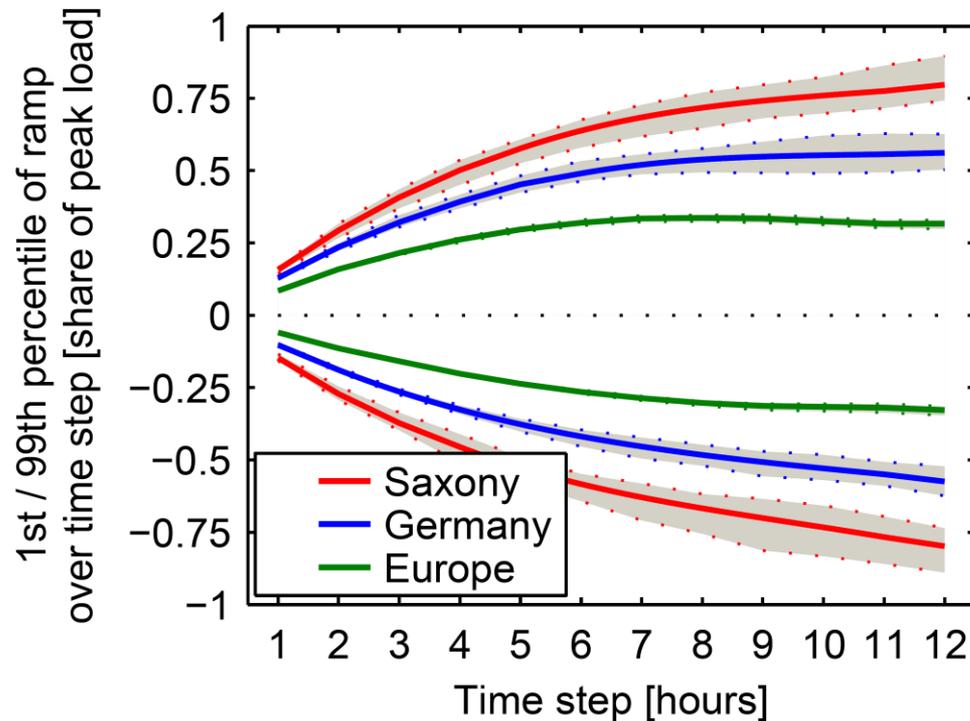


Fig. 12. 1st/99th Percentile ramp envelope at the regional, country and European spatial scales at 50% share of renewables and 20% PV in the wind/PV mix; average values for the period 2001–2010 and their range.

Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- **Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.**

M. Huber et al. / Energy 69 (2014) 236–246

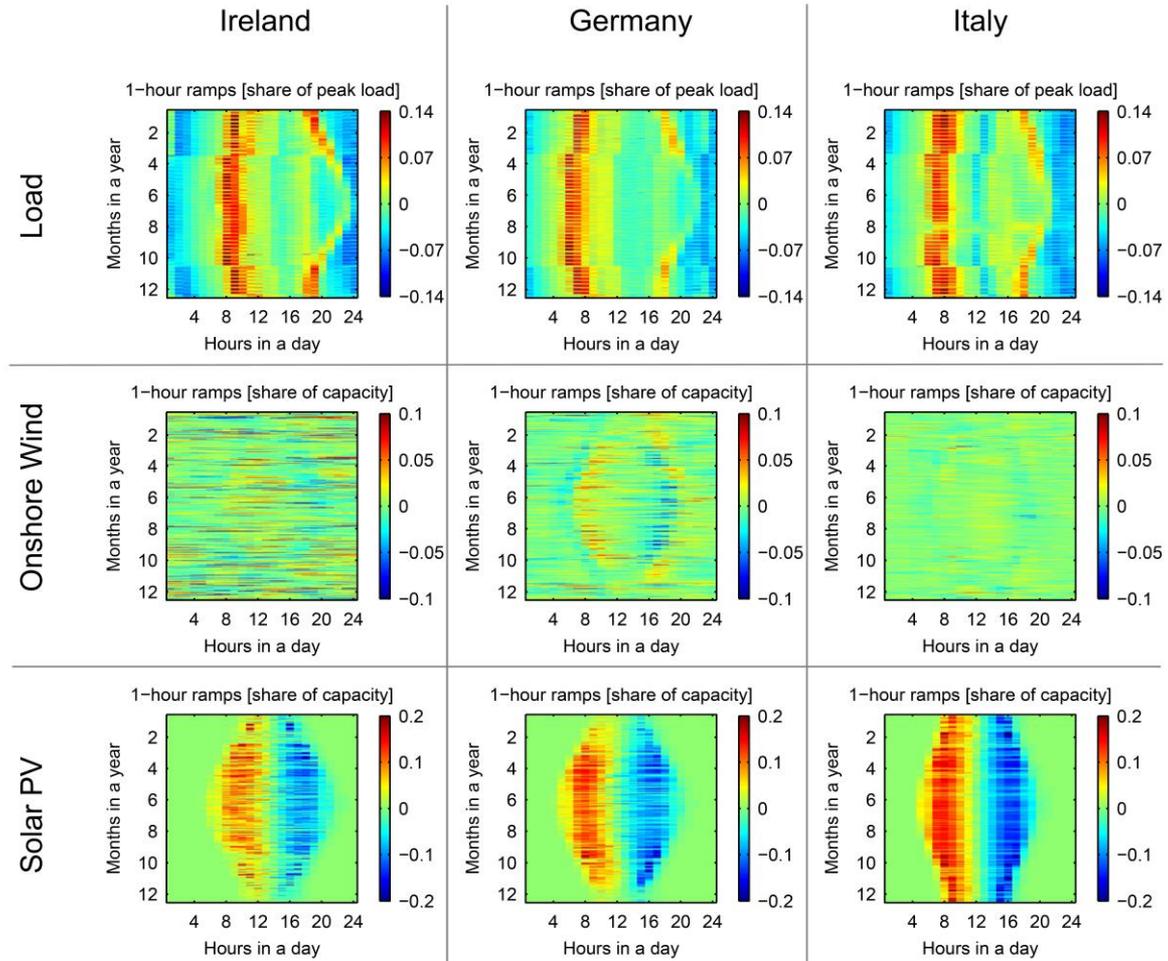
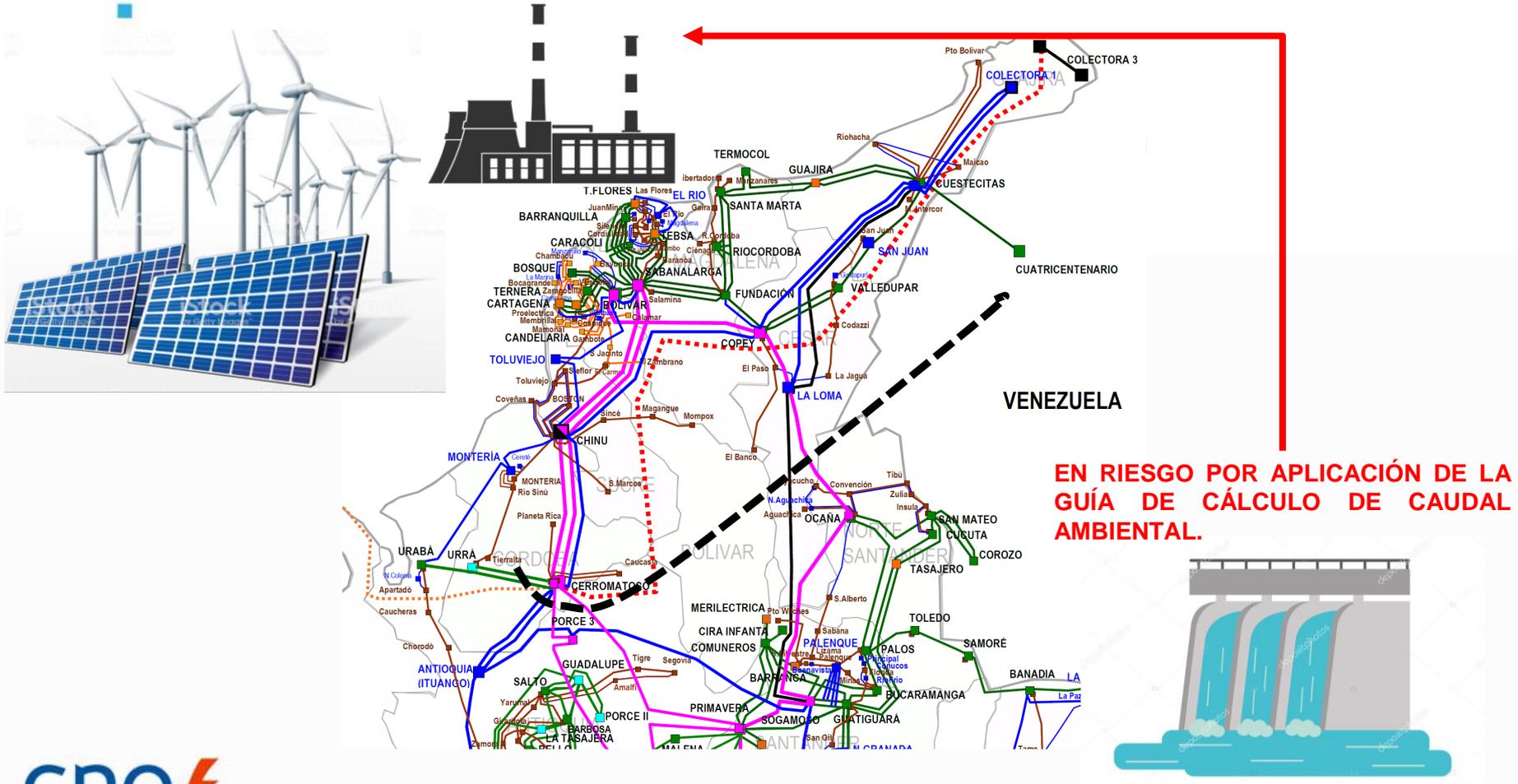
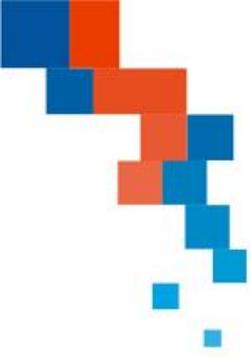


Fig. 4. Temporal distribution of 1-h ramps of load, wind and PV power in Ireland, Germany and Italy for the meteorological year 2011.

Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- **Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.**

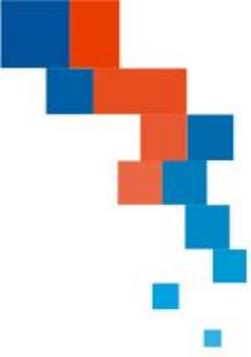




Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- **Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.**

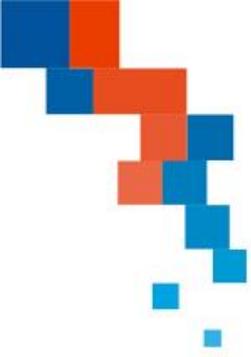
- ✓ Se requiere información de los diferentes recursos renovables con mayor resolución (horaria o diez-minutal, por ejemplo) para evaluar la flexibilidad.
- ✓ Métricas más comunes para cuantificar la flexibilidad:
 - Número de eventos de encendido y apagado de las plantas térmicas.
 - Número de Secuencias de Rampa de las plantas térmicas. Este indicador permite establecer el nivel de desgaste y pérdida de vida útil del parque térmico, por operar en un modo para el cual no fue diseñado.
 - Vertimientos de generación (curtailment) VRE respecto a la demanda o al potencial disponible del recurso.
 - Desatención de demanda (reducción de la confiabilidad por insuficiencia de recursos flexibles, que permitan soportar eventos extremos de rampa para la Demanda Neta).
 - Incremento de reservas de generación, primaria, secundaria y terciaria, y otros servicios complementarios, con sus respectivos costos.
 - Horas de utilización de la red de transmisión.
 - Porcentaje de generación VRE inyectada al SEP (respecto a la demanda y al potencial disponible del recurso).



Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- **Flexibilidad como criterio de planeación de la operación y expansión del SIN.**

- ✓ Se requiere información de los diferentes recursos renovables con mayor resolución (horaria o diez-minutal, por ejemplo) para evaluar la flexibilidad.
- ✓ Métricas más comunes para cuantificar la flexibilidad:
 - FHL, que son las horas en la que una fuente VRE genera a plena capacidad.
 - Número de periodos con déficit de flexibilidad-EPRI.
 - Valor esperado de rampa (demanda neta) no proporcionada-EPRI.
 - Valor esperado de rampa (demanda neta) insuficiente-EPRI.
 - Flexibilidad global vía zonas de seguridad, evaluando dos indicadores a la vez: número de periodos con déficit y valor esperado de rampa insuficiente.

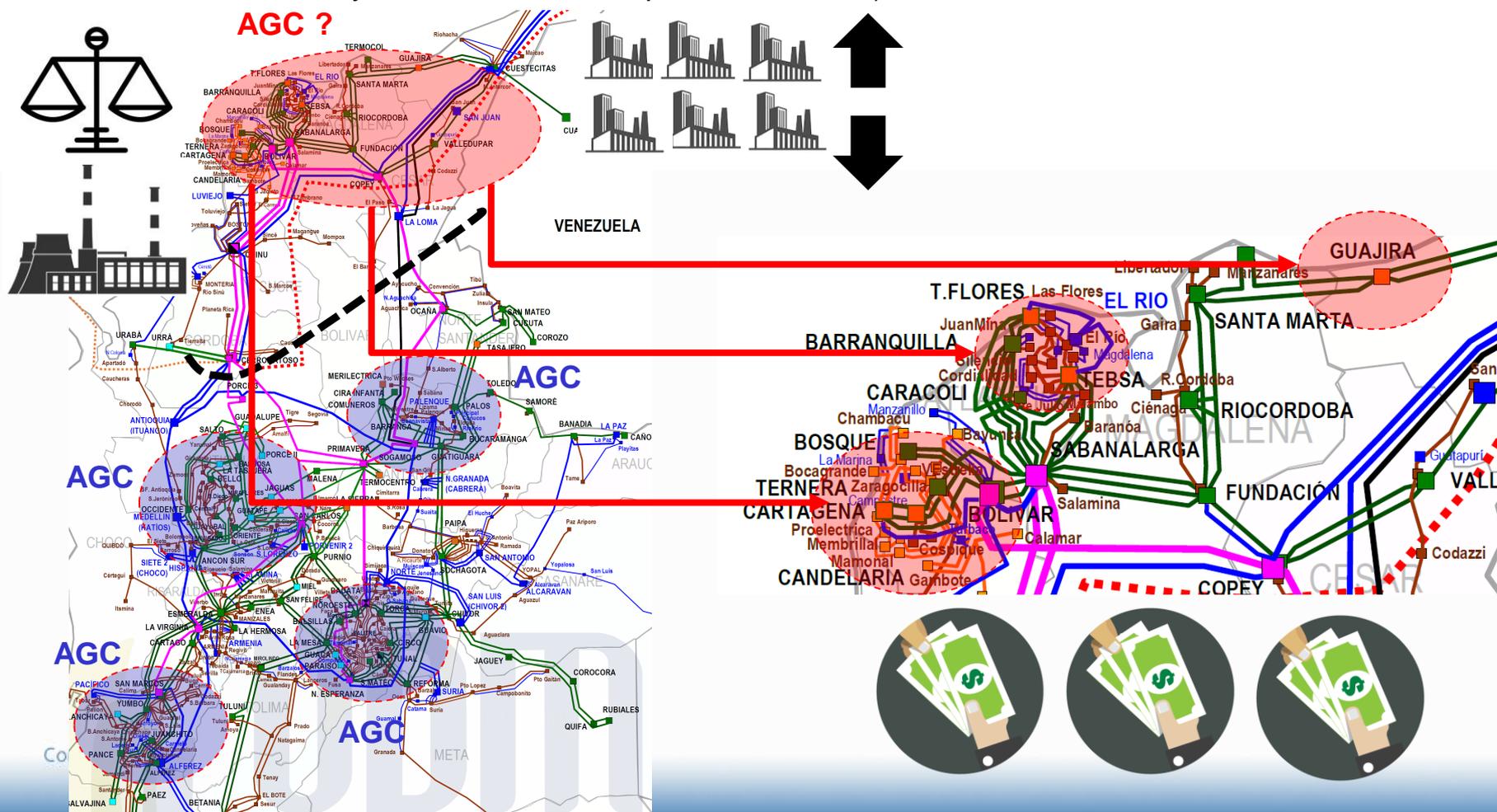


Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS -> (cambio de enfoque bajo condiciones de emergencia).
- Consideración del factor de potencia para el planeamiento de la expansión de la red (corrección y delimitación al 0,9).
- Selección del escalón de racionamiento cuando se evalúan los beneficios de los proyectos de expansión en el STN y STR para mantener y/o incrementar la confiabilidad (homogeneidad de criterios).
- Definición de corredores/rutas estratégicas en los proyectos de expansión del STN y STR.
- Instalación de elementos flexibles, modulares y desplazables para garantizar la confiabilidad del STN y STR ante eventos de fuerza mayor y atraso de proyectos de expansión.

Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Localización de reservas por áreas operativa, teniendo en cuenta las restricciones de transporte (Balance entre la confiabilidad y la economía de la operación del SIN).



Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Localización de reservas por áreas operativa, teniendo en cuenta las restricciones de transporte (Balance entre la confiabilidad y la economía de la operación del SIN).

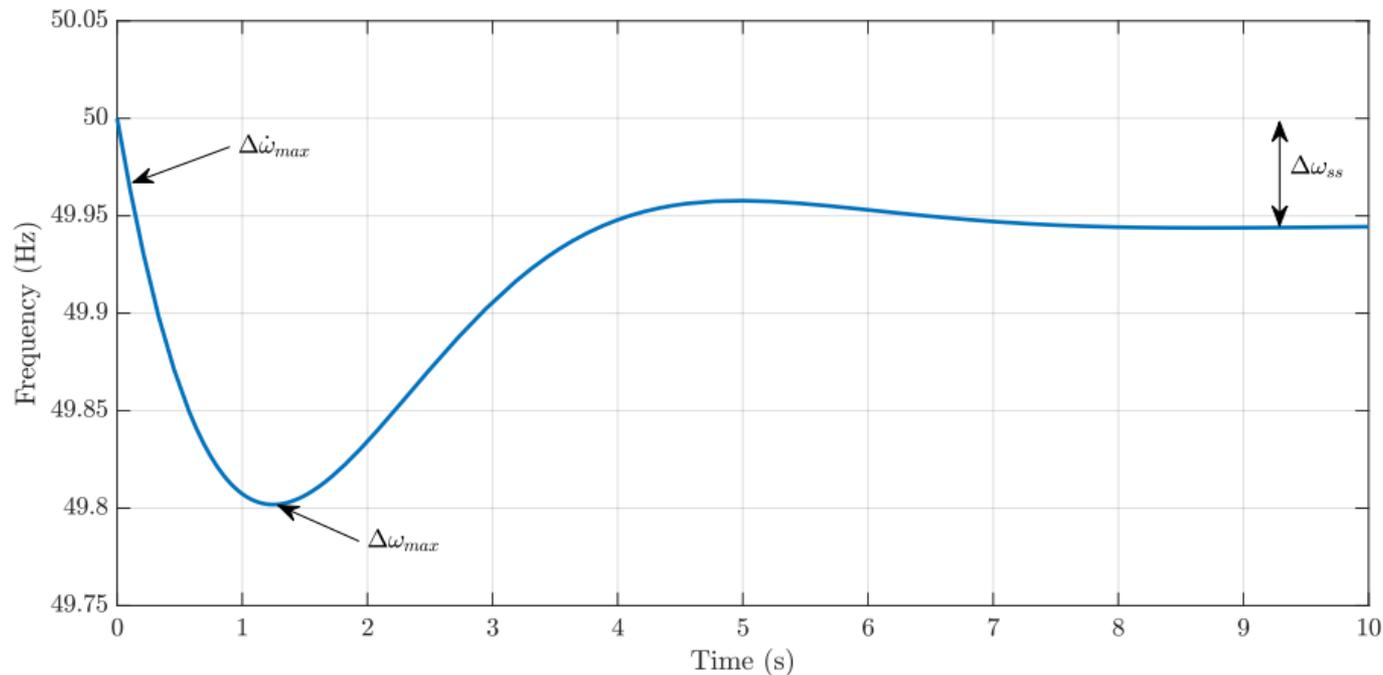
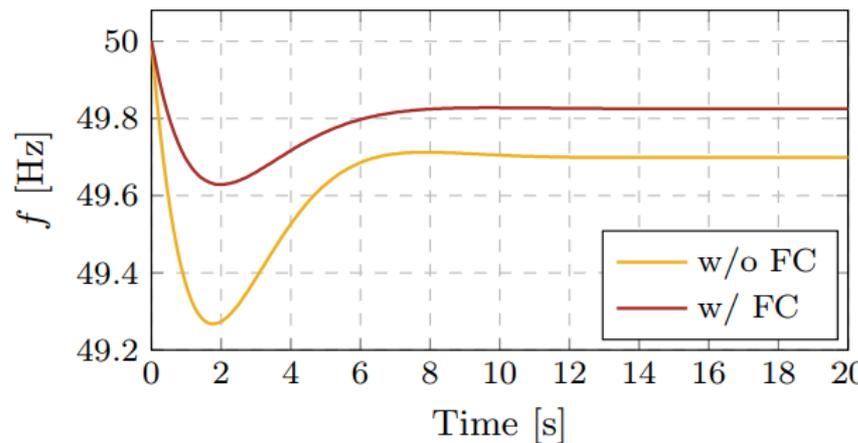
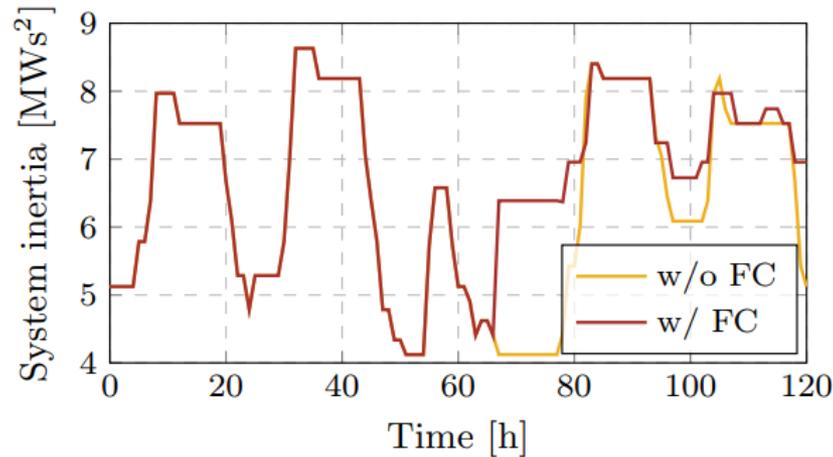
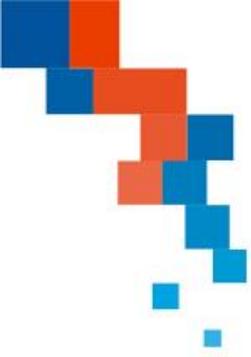


Figure 2.2: Frequency dynamics after loss of of generation

Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

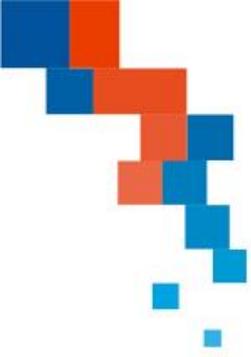
- Localización de reservas por áreas operativa, teniendo en cuenta las restricciones de transporte (Balance entre la confiabilidad y la economía de la operación del SIN).





Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

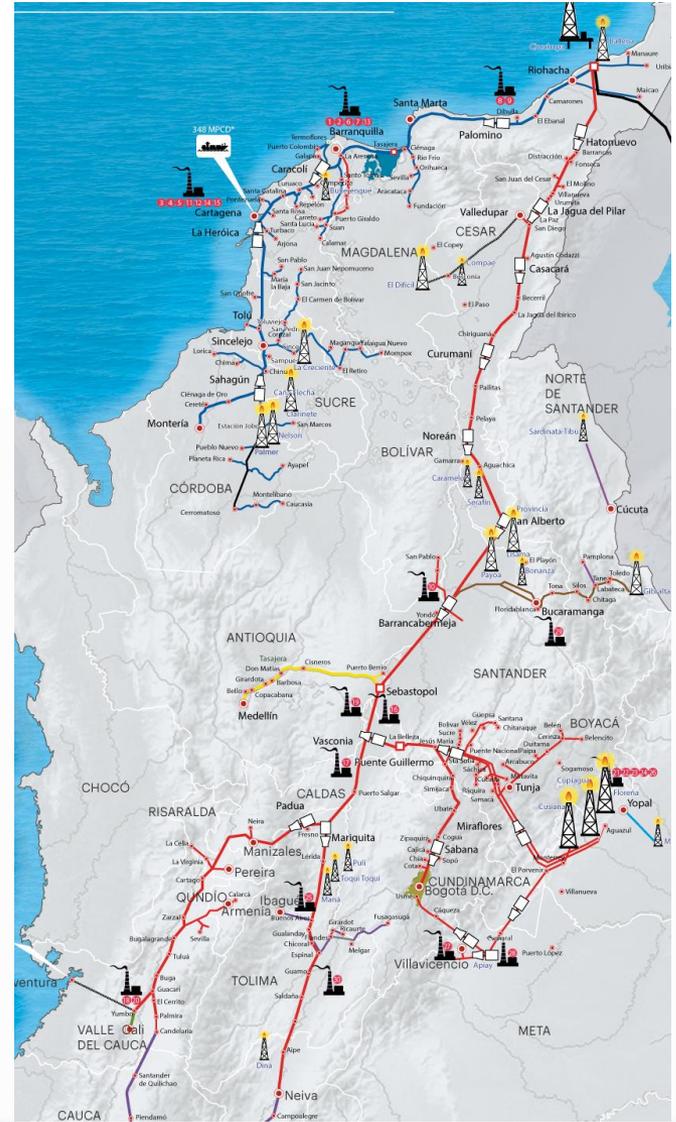
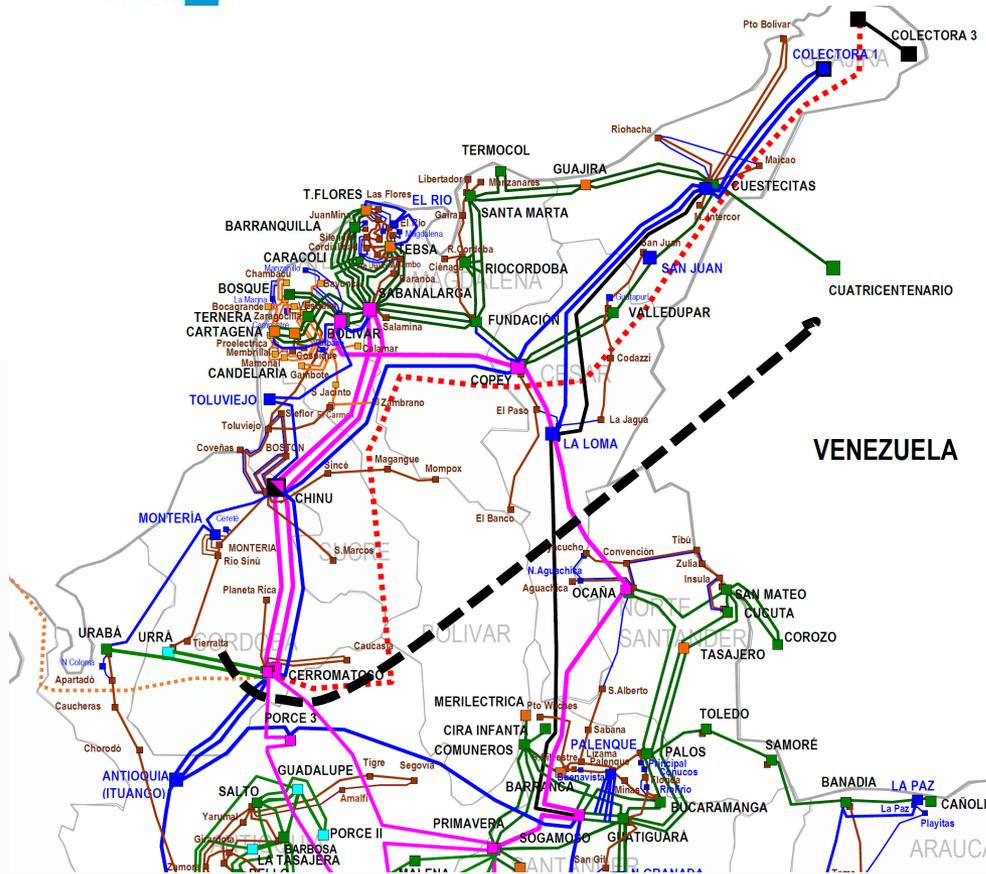
- Definición de unidades constructivas en el STN en función de la capacidad de transporte de corriente e incentivos para repotenciar subestaciones cuando el nivel de cortocircuito se incrementa por expansiones en el SIN (no originadas por el agente transportador).
- Llevar a cabo análisis sistémicos a nivel de subárea eléctrica cuando se solicite la conexión de cargas especiales en el STR (ej. Conexión de grandes usuarios en el Meta).
- Llevar a cabo durante el proceso de conexión de sistemas de generación basado en inversores, análisis tipo “Grid Compliance” (el enfoque de los análisis cambian en función de los nuevos requerimientos y funcionalidades).
- Establecimiento de un límite superior al número de bahías en las subestaciones del STN y STR, lo anterior en función de su ubicación e importancia en el SIN (indicadores ISO y RCS).
- Compartición de infraestructura del STN y STR para permitir la conexión de generación, siempre y cuando sea técnicamente posible.
- Definir como mandatorios las recomendaciones y requerimientos de protección del CNO (en el STN y STR).



Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Tener en cuenta los efectos negativos de la entrada parcial de proyectos, posibilitando volver a la condición original, ello si técnicamente es posible y sin afectar la remuneración de los Agentes Transportadores.
- Migrar de un Plan Semestral de Mantenimientos-PSM a un Plan Trimestral (PTM)->certidumbre sobre las indisponibilidades.
- Coordinación Gas/Electricidad: Bajo restricciones de importación de potencia desde el interior de país y una instalación masiva de FNCER de características intermitentes en el área caribe, el SNT de gas podría constituirse en una limitante para garantizar la confiabilidad de suministro en los dos sectores, lo anterior asumiendo que la planta de regasificación del caribe no esté en línea y se mantengan los mismos tiempos de renominación y bandas de presión en los actuales y futuros puntos de inyección y toma de gas natural.

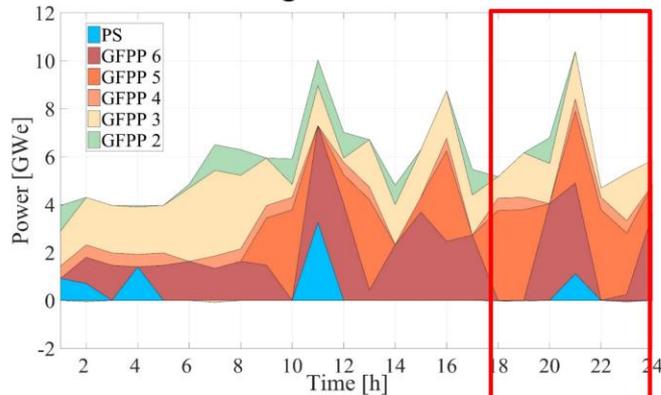
Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR



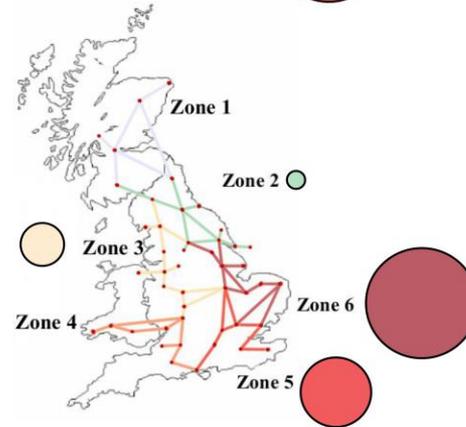
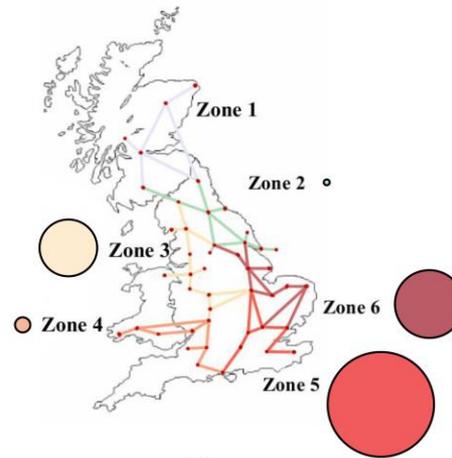
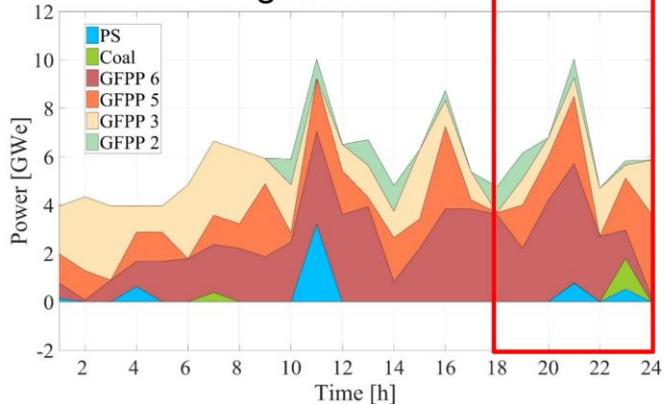
Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

Impact of Gas Constraints on Reserves - Windy Day

Without gas constraints



With gas constraints

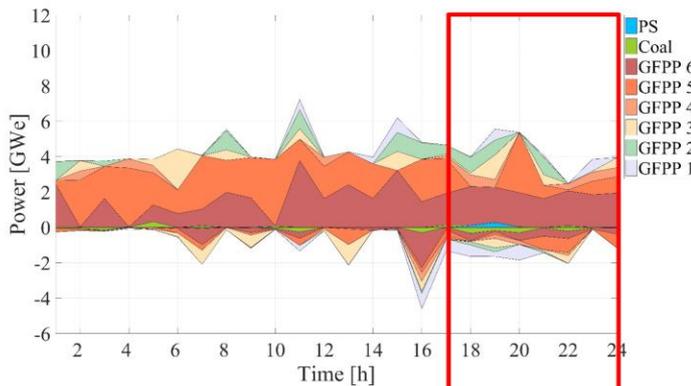
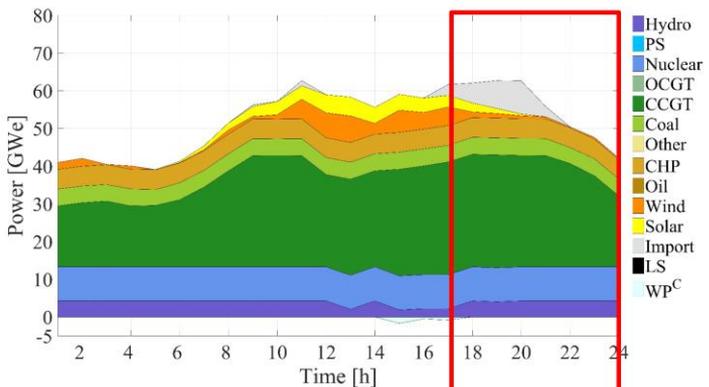


- 30% of the reserves between hours 18-23 are rescheduled from zones 3-5 to zone 6
- Small cost increase (+0.15%)

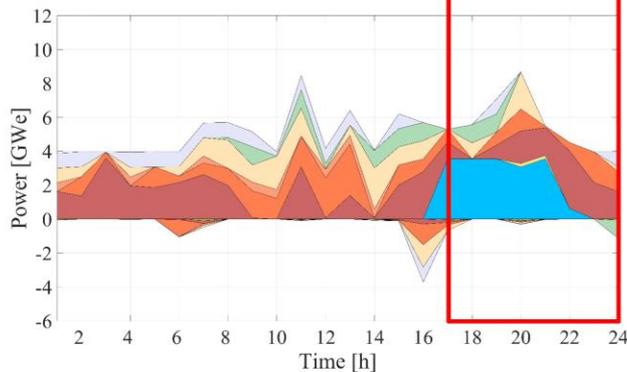
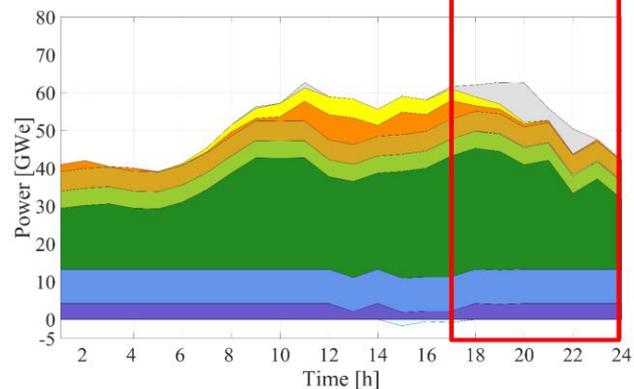
Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

Impact of Gas Constraints – Non-windy Day

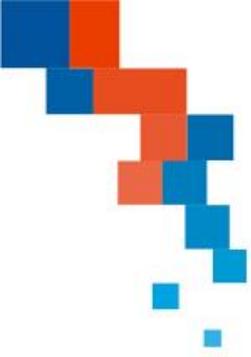
Without gas constraints



With gas constraints



- CCGT increases from 30% to 47%
- Wind power decreases from 42% to 4%
- Curtailments increase by 70%
- Violations occur in zones 3-5, between hours 17-24
- PS increases to 14%
- Negligible cost increase



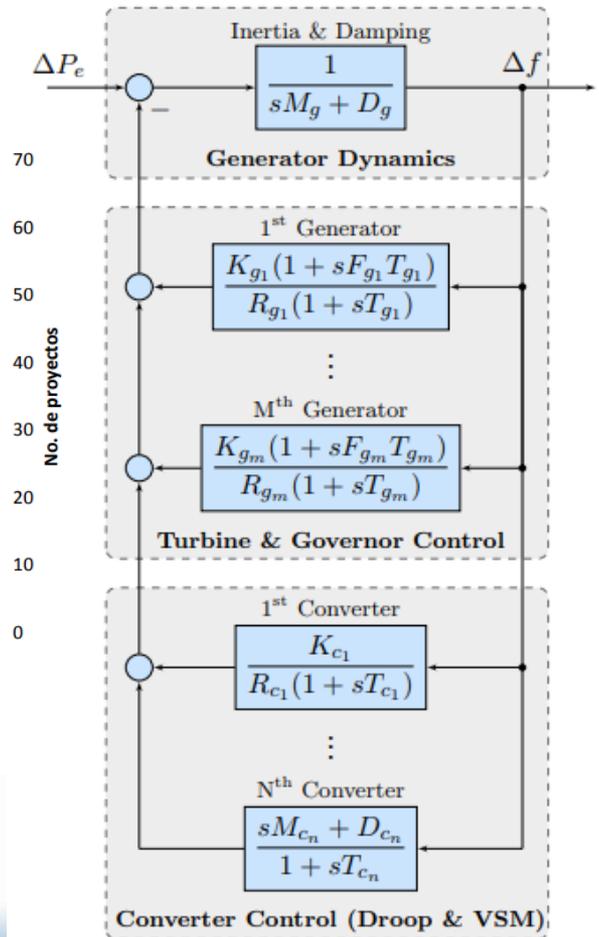
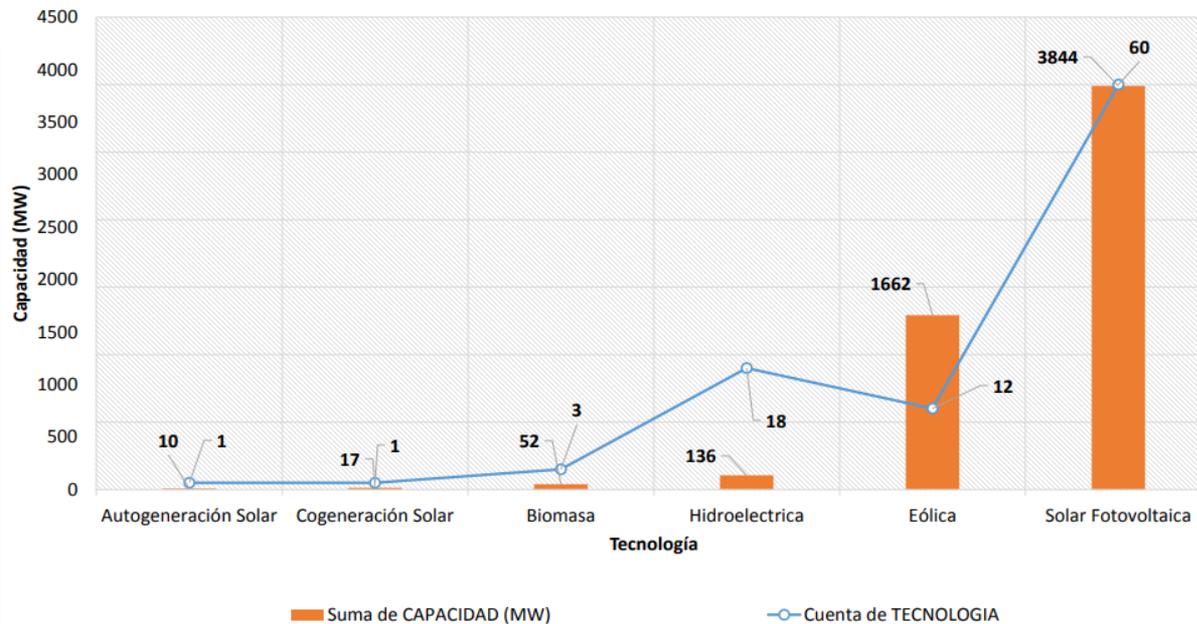
Elementos adicionales que se deben tener en cuenta para evaluar la Confiabilidad del STN y STR

- Establecer los responsables por las modificaciones en los sistemas de protección, cuando ello se requiere por cambios topológicos asociados a expansiones en el STN y STR.
- Actualización de la Resolución CREG 106 de 2006.
- Armonizar la Resolución CREG 030 de 2018 con el RETIE.
- Posibilitar otro tipo de tecnologías para la alimentación de los servicios auxiliares (BESS + PV, por ejemplo).

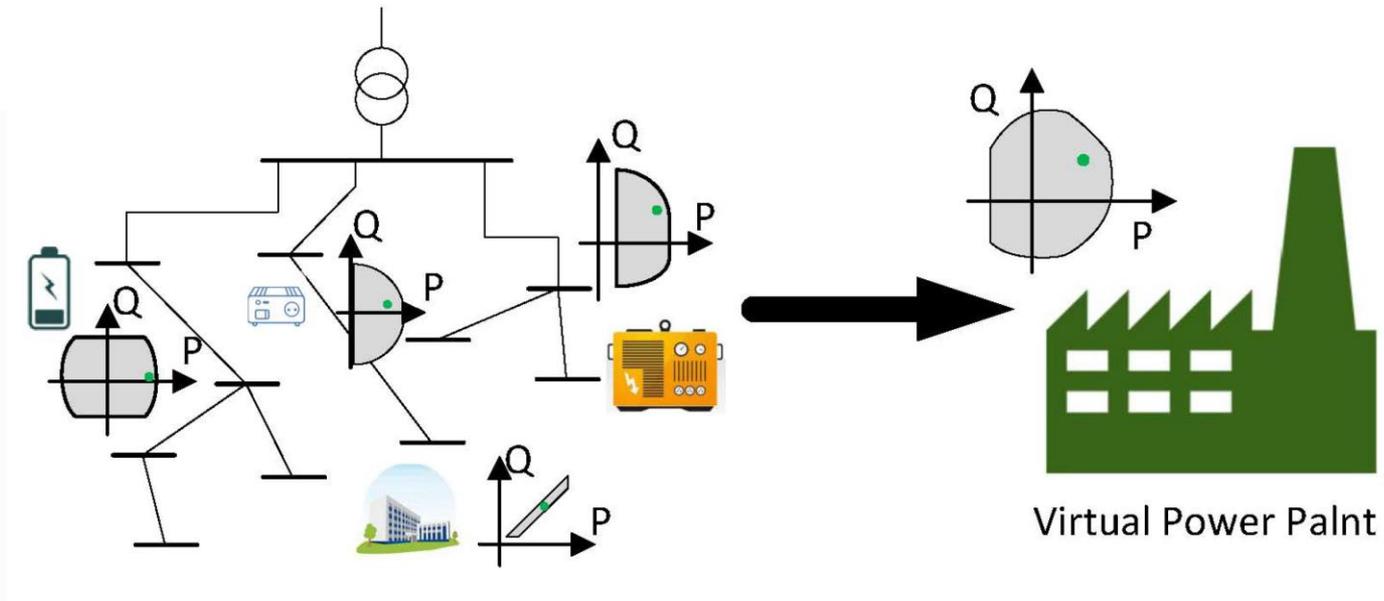
- Definición de Requerimientos de conexión de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER.
- Se debe incluir en el Código de Redes el uso de otras medidas para el planeamiento operativo y de la expansión, como son los TCSC's, BESS, DFACTS, PST's y los límites dinámicos de sobrecarga-DLR, dada su utilidad para el manejo de restricciones, donde otro tipo de soluciones no son posibles de implementar (reglar un procedimiento rápido y sencillo, fácil de implementar).
- Posibilitar desde ya la implementación de múltiples servicios para los dispositivos SAEB.
- Código de Redes para infraestructura de transporte en Corriente Directa-HVDC (control jerárquico, funciones adicionales tecnología VSC->emulación de inercia, entre otros).
- Instalación óptima de Unidades de Medición Fasorial-PMU's para incrementar la observabilidad del SIN y reducir los costos asociados a la realización de algunas pruebas.

Redes Inteligentes

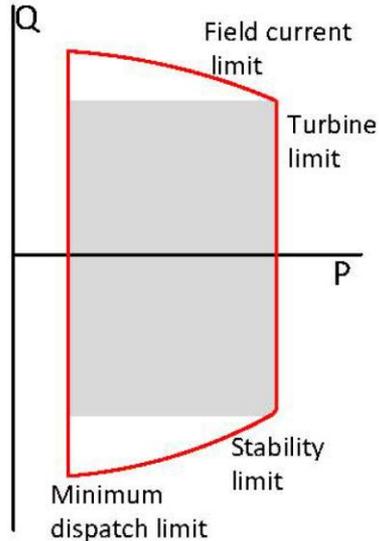
- Definir con estudios detallado los diferentes modos de control de potencia activa de los inversores asociados a las plantas de generación solar fotovoltaica y eólicas (Grid Forming vs. Grid Following). El primero implica un almacenamiento inherente.



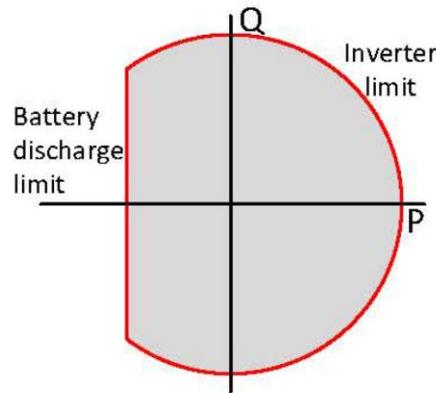
- Servicios complementarios desde los SDL para los STR y STN. Cambio de enfoque en la forma de concebir las redes de distribución (Active DSO)



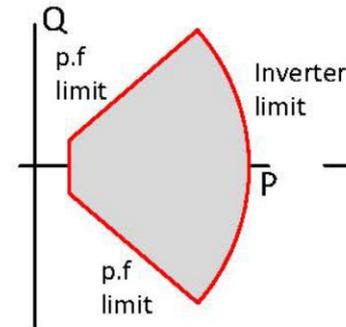
- Servicios complementarios desde los SDL para los STR y STN. Cambio de enfoque en la forma de concebir las redes de distribución (Active DSO)



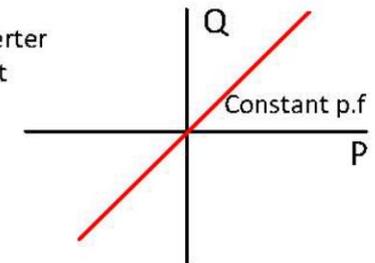
A) Diesel generator



B) PV-Battery with inverter

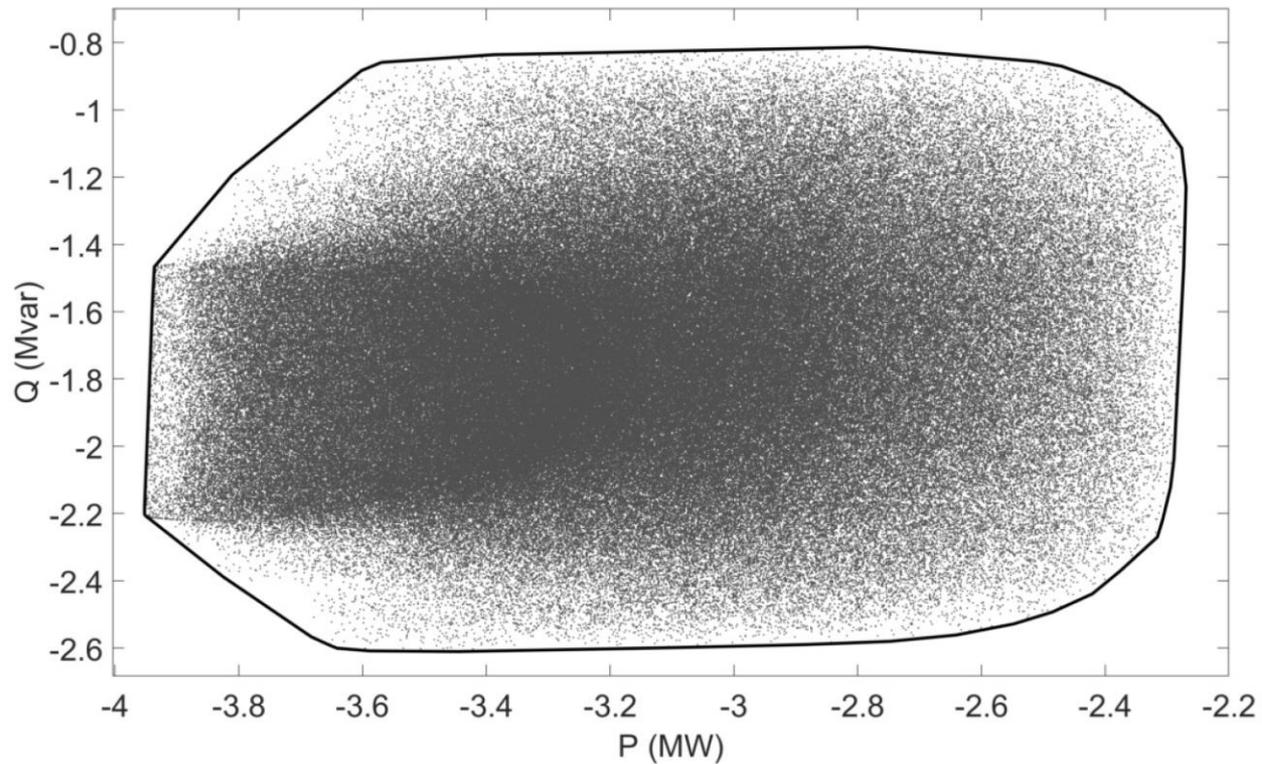


C) PV with inverter



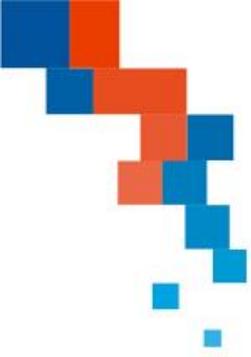
D) Flexible load

- Servicios complementarios desde los SDL para los STR y STN. Cambio de enfoque en la forma de concebir las redes de distribución (Active DSO).



Redes Inteligentes

- Arquitectura del Sistema, Banda dedicada para el sector eléctrico (espectro) y Medición Inteligente->Colombia Inteligente.



GRACIAS