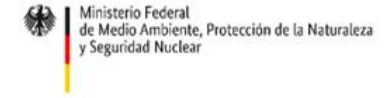




ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS





Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS

VERSIÓN	ELABORADO POR	APROBADO Y PRESENTADO POR	FECHA
V0	Gerencia General	Manuel López San Pablo Gerente General	28-03-2019





ORGANISMO COORDINADOR

Artículo 52 del RALGE:

- i. “**Planificar y coordinar** la operación de las centrales generadores y de los sistemas de transmisión [...]”
- ii. “Garantizar la venta de potencia firme [...]”
- iii. “**Calcular y valorizar** las transferencias de energía y potencia de electricidad [...]”
- iv. “Entregar a la SIE y la CNE las **informaciones** que estas soliciten [...]”
- v. “Cooperar con la CNE y la SIE en la **promoción de una sana competencia** [...]”



MISIÓN

PLANIFICAR Y COORDINAR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO PARA UN ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA SEGURO, A MÍNIMO COSTO Y DETERMINAR LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS, CONFORME A LA NORMATIVA, CON UNA ORGANIZACIÓN INTERDEPENDIENTE Y USO EFECTIVO DE LOS RECURSOS

VISIÓN

SER RECONOCIDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO LATINOAMERICANO COMO UNA INSTITUCIÓN DE EXCELENCIA OPERACIONAL.

ENFOQUE ESTRATÉGICO

EXCELENCIA OPERACIONAL, EN UN AMBIENTE INTERDEPENDIENTE, DONDE LAS PERSONAS SE SIENTAN VALORADAS Y RESPETADAS, PROYECTANDO A TODOS LOS NIVELES UNA IMAGEN DE CREDIBILIDAD.

VALORES

VOCACIÓN DE SERVICIO • INTEGRIDAD • COMPROMISO • TRANSPARENCIA

OBJETIVOS

Organismo Coordinador dentro del marco su planificación estratégica y considerando: la evolución de los mercados eléctricos, el desarrollo de nuevas tecnologías, mejora de eficiencia y la integración de energías no convencionales, este taller tiene como objetivo:

- Conocer la experiencia mundial sobre el tratamiento y la evolución en los procedimientos de la operación de un sistema eléctrico
- Exponer sobre posibles mejoras en cuanto a las normativas, procedimientos, criterios y procesos referentes a la coordinación, la planificación y el cálculo de las transacciones económicas del SENI.
- Analizar los temas prioritarios de los agentes del mercado eléctrico dominicano que requieran atención en la normativa, procedimientos o criterios técnicos en el OC.

AGENDA

8:30	Registro de asistentes
9:00	Acto de Apertura Sr. Manuel López San Pablo, Gerente General, Organismo Coordinador Ing. Ernesto Vilalta, Viceministro de Energía, Ministerio de Energía y Minas Sr. Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ
9:30	Operatividad Actual de Organismo Coordinador Andrés Manzueta, Gerente de Operaciones del Organismo Coordinador Richard Núñez, Gerente Comercial del Operaciones del Organismo Coordinador
10:15	Panel de Expertos Primera parte: Evolución de la Aplicación de la Normativa del Mercado Eléctrico chileno 1981-2019: Comparación de las mejores prácticas de mercados similares de Latinoamérica, desafíos y perspectivas. Ignacio Alarcón, Consultor, Ex Gerente General del Organismo Coordinador del SENI
10:40	Coffe Break
11:00	Panel de Expertos Segunda parte: Desafíos de Ajustes Normativos y Procedimientos para la Planificación y Coordinación de la Operación del SENI en Forma Óptima: mejores prácticas y experiencia internacional que permite completar la funcionabilidad del MEM para el desarrollo del sector. Marko Obert, Ingeniero en Sistemas de Potencia, Moeller & Poeller Engineering (MPE) Alberto Ríos Villacorta, Consultor Internacional especialista en Energías Renovables Pablo Corredor, Gerente General PHC Ingenieros
12:25	Sesión de preguntas y respuesta Moderador: Sr. Manuel López San Pablo, Gerente General, Organismo Coordinador
13:30	Almuerzo de Cierre

GRACIAS POR SU ATENCIÓN



**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana**

Calle 3ra No. 3, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, R.D.

T: (809/829) 732-9330

F: (809) 541-5457

www.oc.org.do



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS





PROCESOS GERENCIA DE OPERACIONES

VERSIÓN	ELABORADO / PRESENTADO POR	APROBADO POR	FECHA
V1	Andrés Manzueta Cepeda Gerente de Operaciones	Manuel López San Pablo Gerente General	28-03-2019



PROCESOS OPERATIVOS

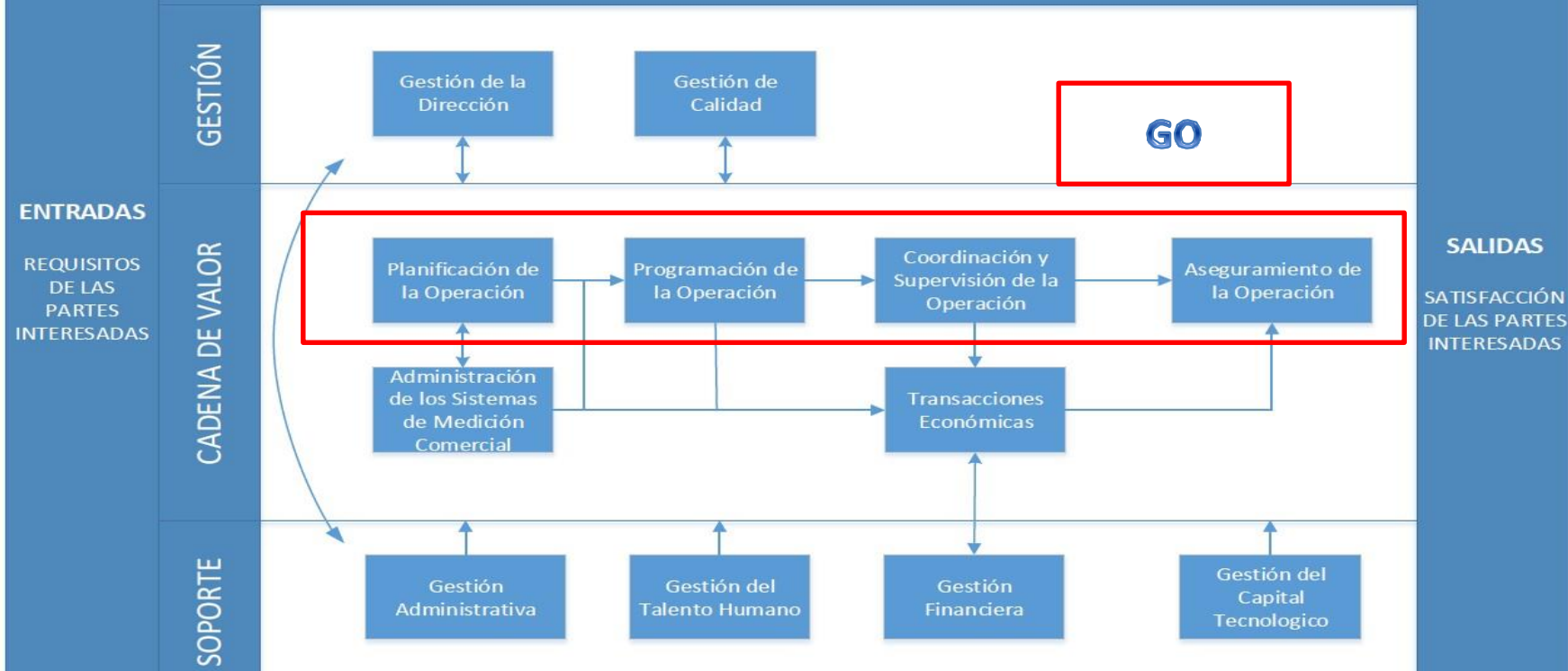
MAPA DE PROCESOS DEL OC



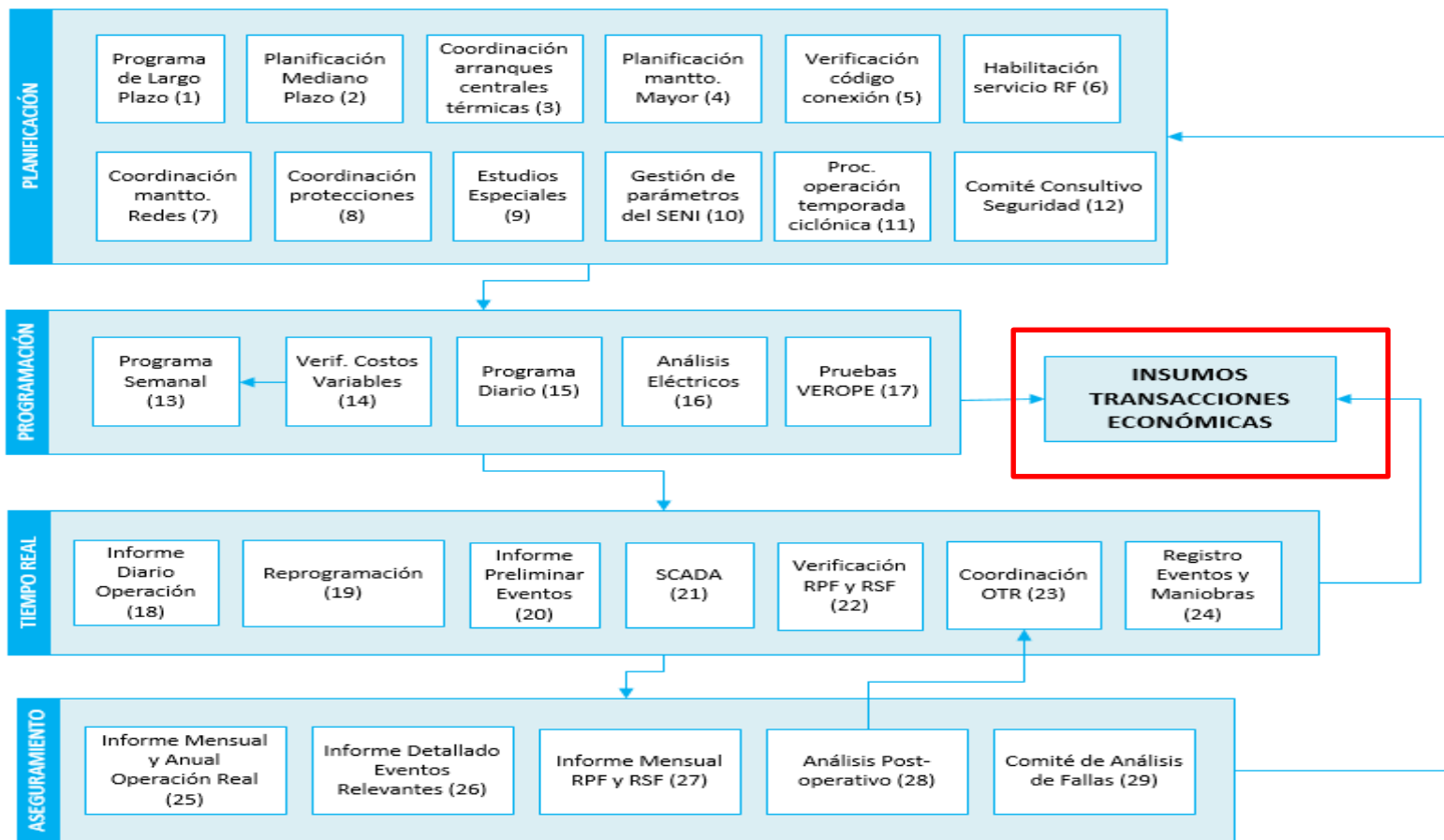
ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

MAPA DE PROCESOS

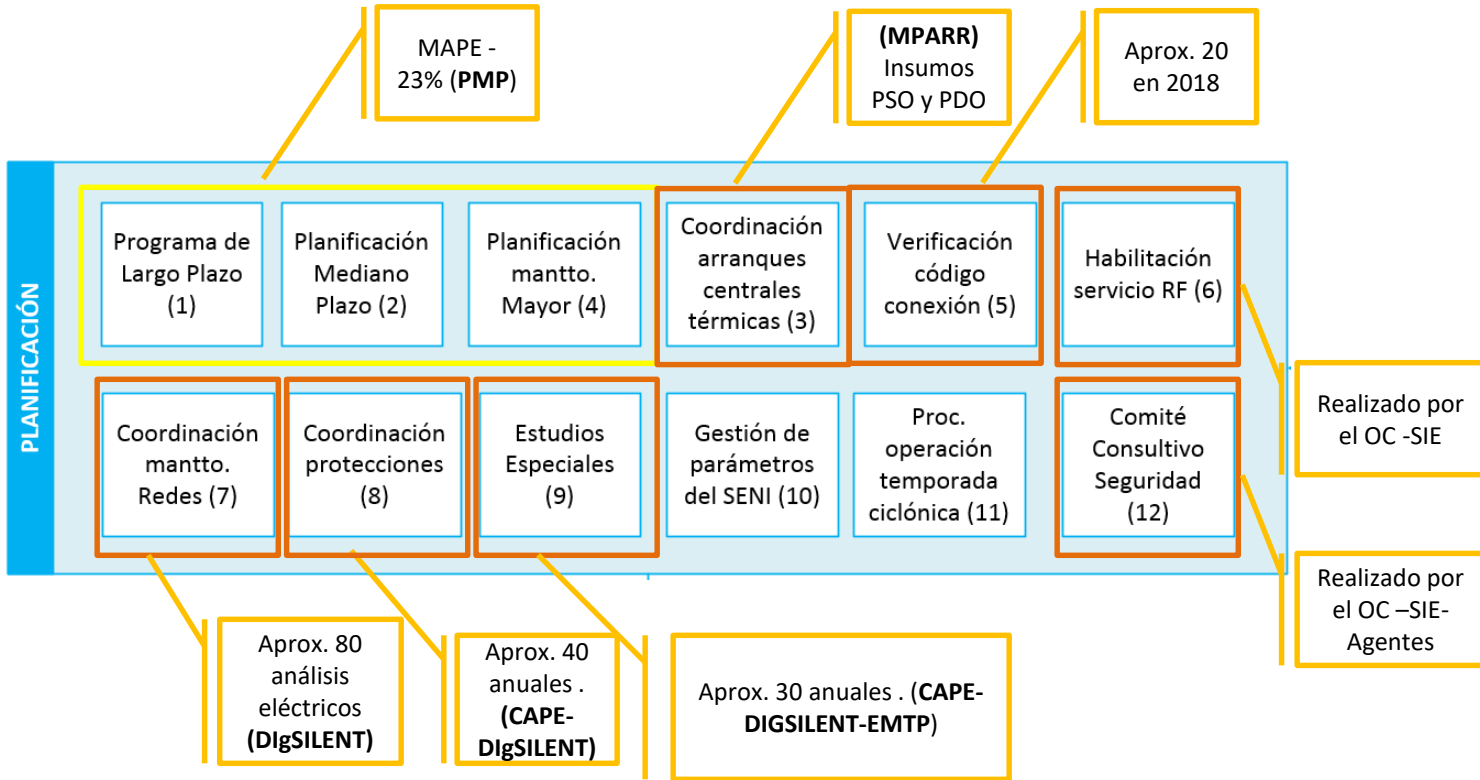
Código: DP-OC-001, Versión: 3, Pagina 1/13, Fecha: 22-feb-2017, Aprobado por: Gerente General Interina



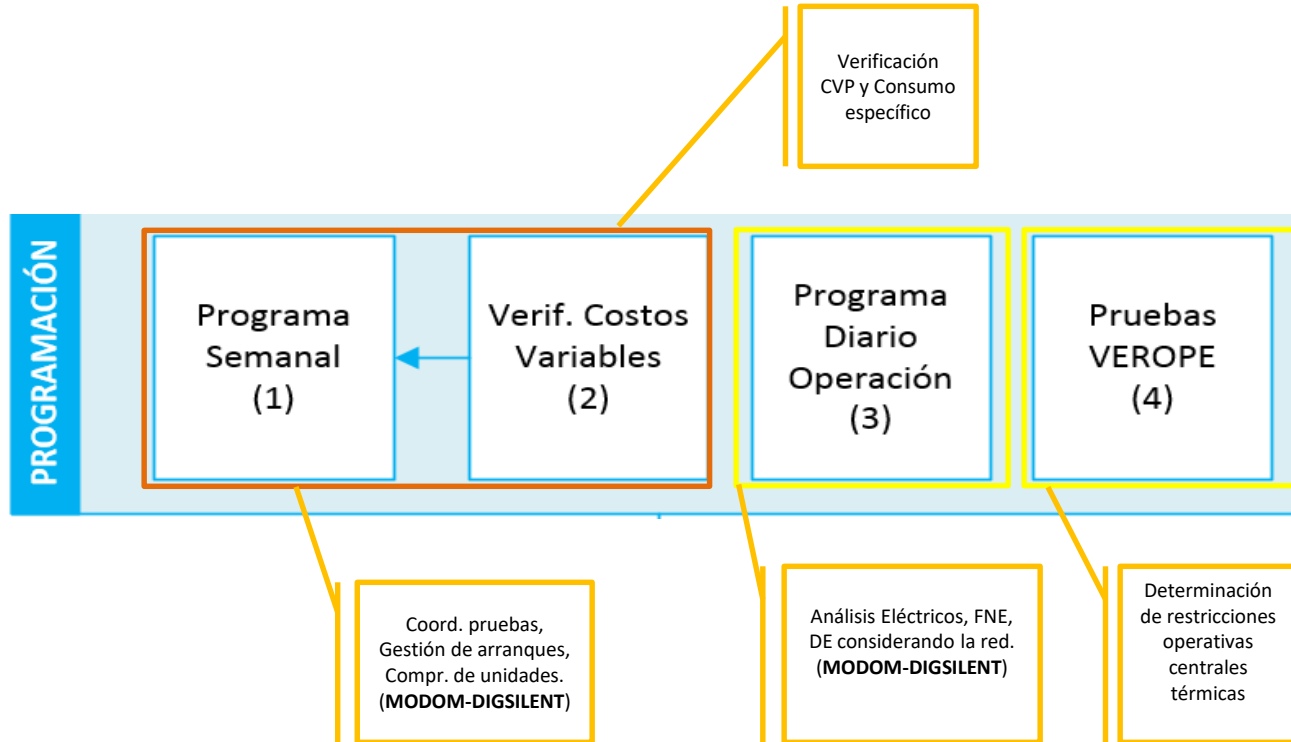
26
Procedimientos
e instructivos



PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN



PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN



SUPERVISIÓN OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (OTR)

- ✓ Cumplimiento Calidad RPF y RSF.
 - ✓ Coordinación DE y OTR con CCE-ETED
 - ✓ Garantizar Seguridad SENI, % Márgenes de RF.
 - ✓ Manejo de restricciones de red y niveles de voltaje.
 - ✓ Atender reclamaciones OTR.
 - ✓ Generación insumos TE.
- APROX. ≈ 1000 COORDINACIONES OTR**

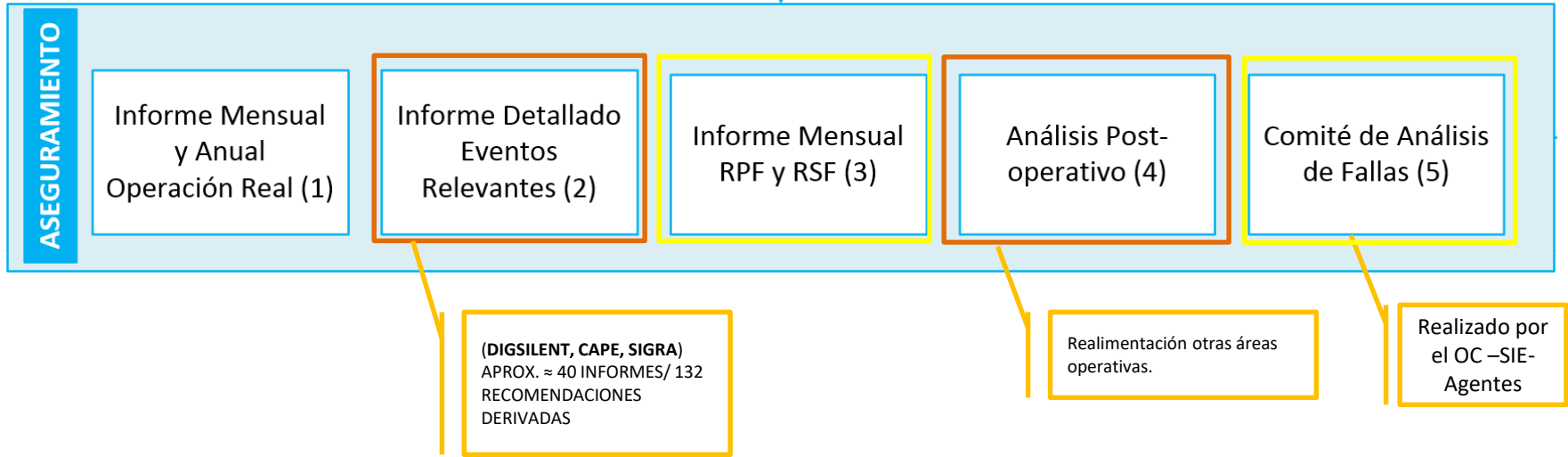


- ✓ Registro Maniobras y eventos,
 - ✓ Cálculo de Costos Marginales en OTR.
- APROX. ≈ 95,000 REGISTROS DE EVENTOS Y MANIOBRAS.**

- ✓ Reprogramación TR.
 - ✓ (MODOM, DIGSILENT)
 - ✓ Pronósticos
 - ✓ DESVIOS.
 - ✓ Asignación RPF, RSF.
- APROX. ≈ 2,000 REPROGRAMACIONES**

- ✓ Implementación señales SCADA.
- ✓ Desarrollo de aplicaciones.
- ✓ Soporte SCADA-EMS/AGC/OTS
- ✓ Manejo BD OTR-SCADA

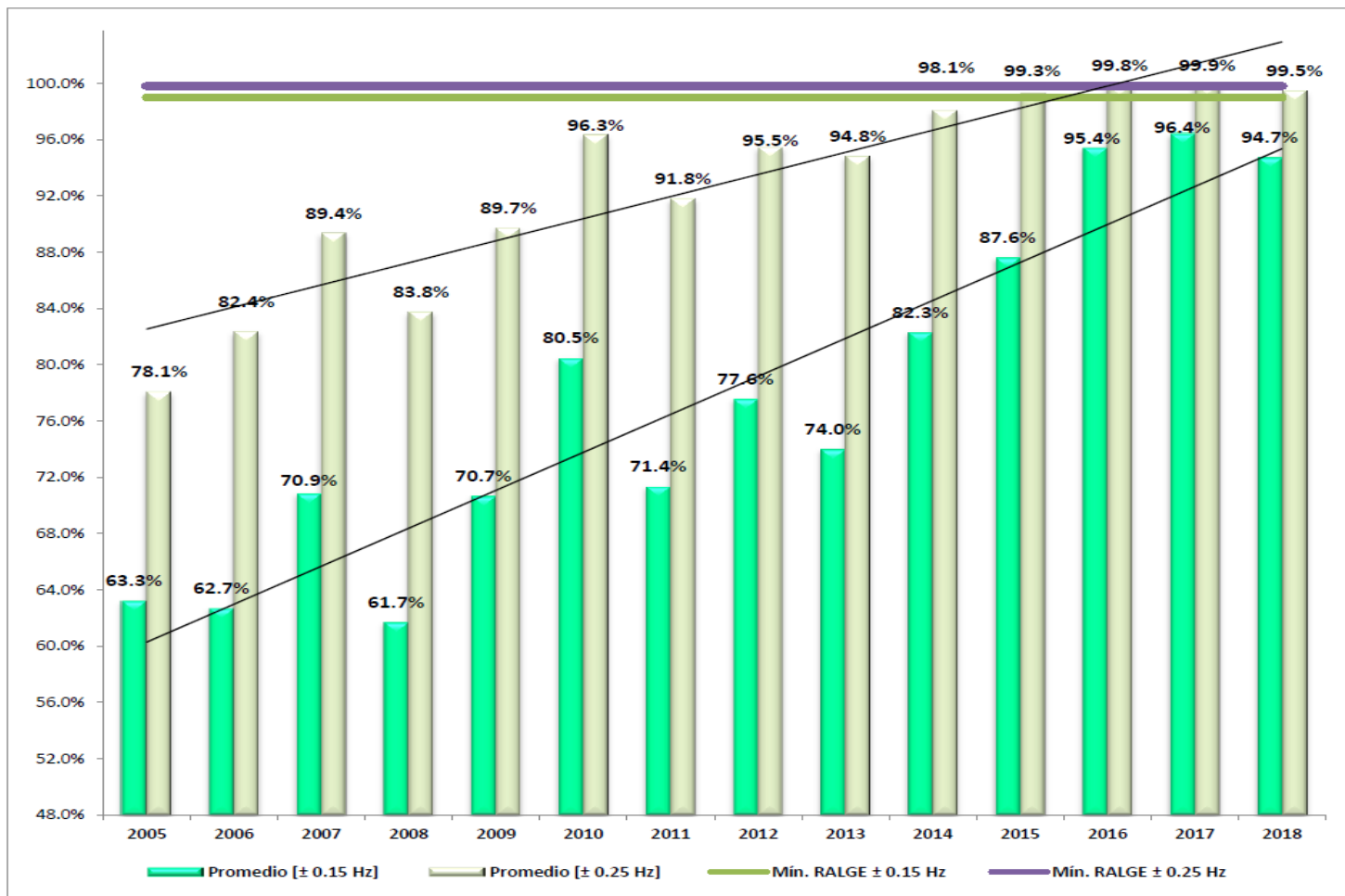
ASEGURAMIENTO DE LA OPERACIÓN



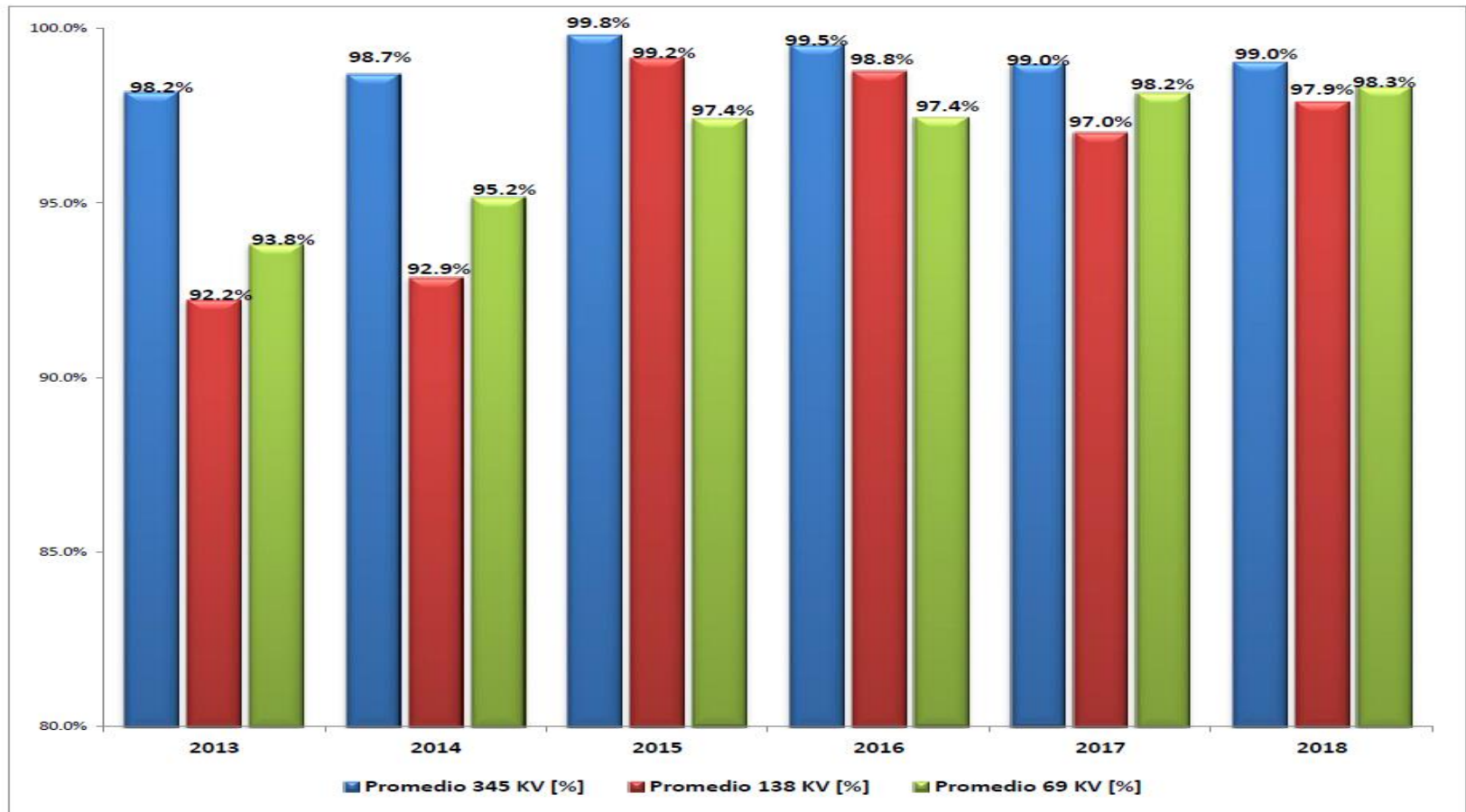
OPERACIÓN SENI ÚLTIMOS AÑOS



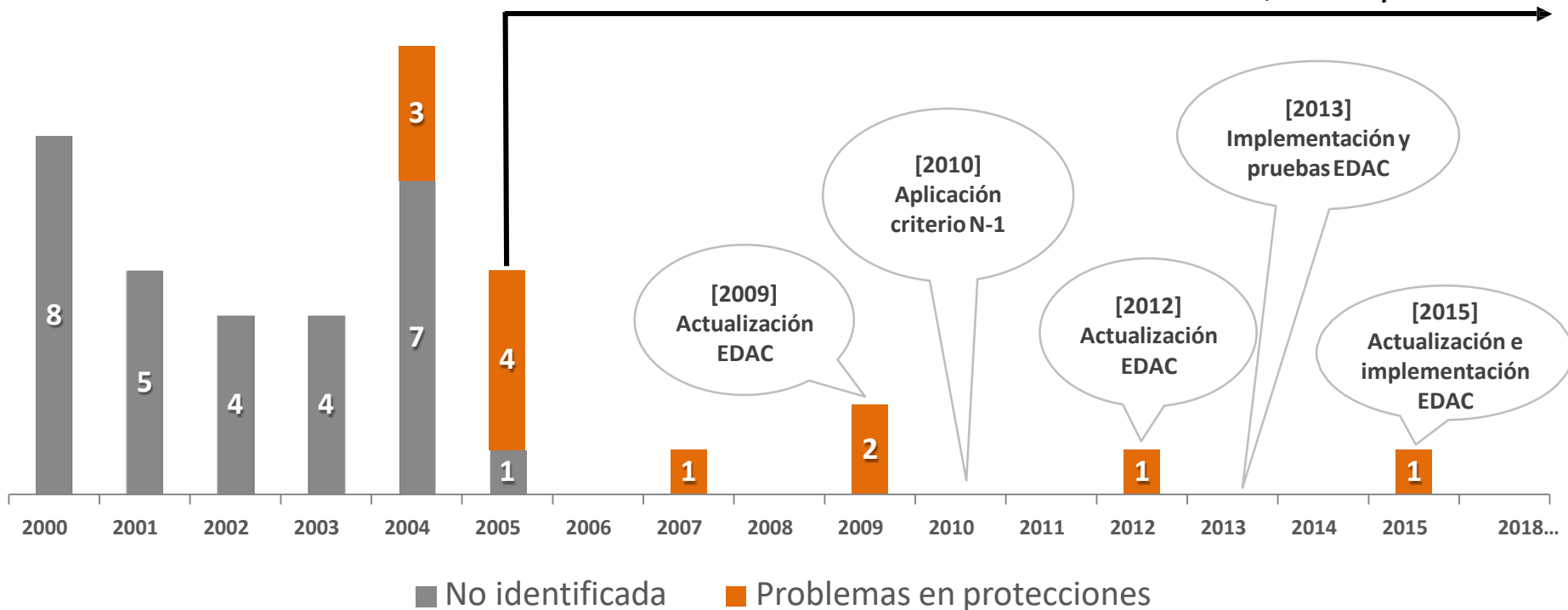
CALIDAD DE LA FRECUENCIA



CALIDAD DEL VOLTAJE

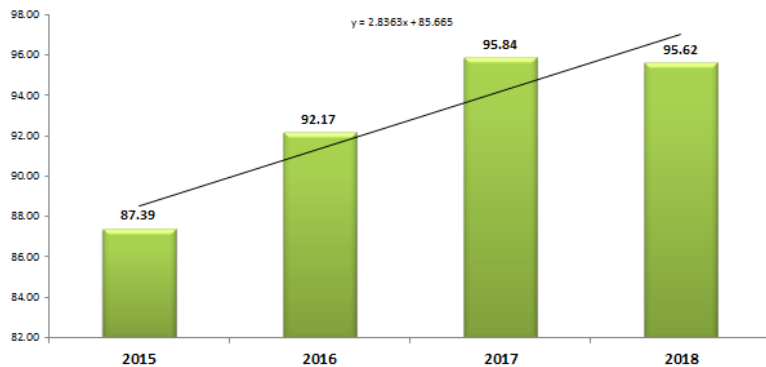


Proyecto Estudio Integral de Protecciones del SENI Iniciado en el año 2005 en Acuerdo OC-SENI, ETED y la CNE

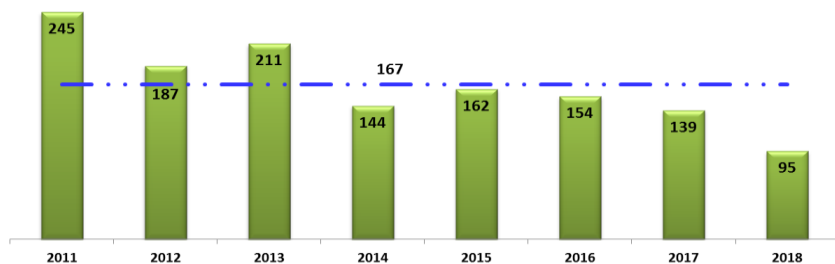


COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SENI

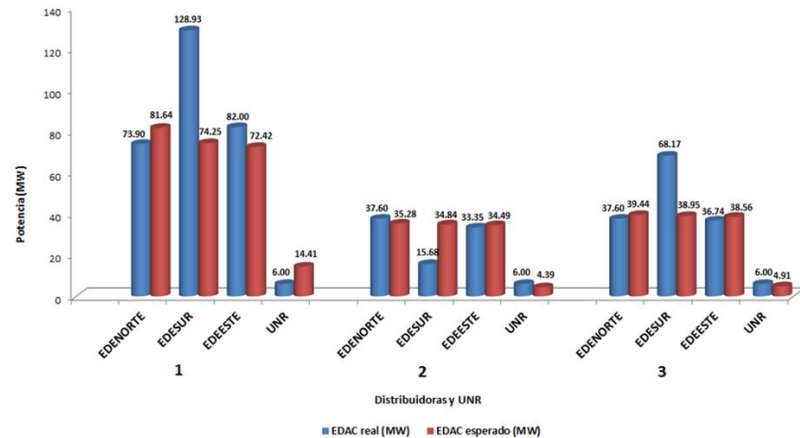
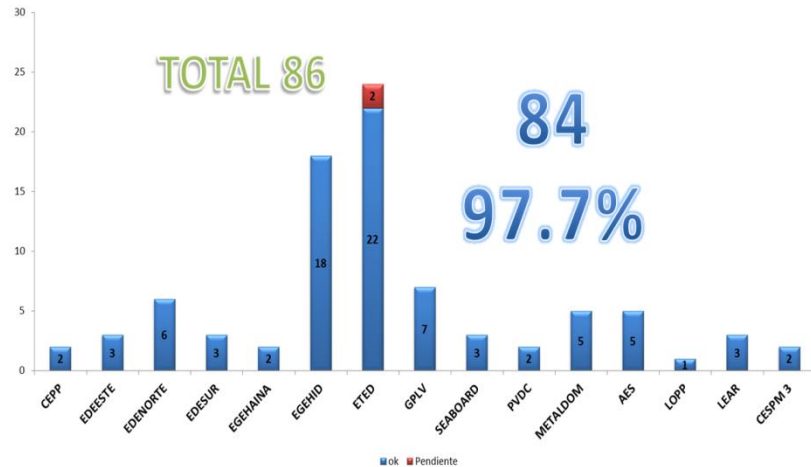
POC



Número de eventos relevantes anuales 2011-2018



RECOMENDACIONES REALIZADAS -2018



GRACIAS POR SU ATENCIÓN



**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana**

Calle 3ra No. 3, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, R.D.

T: (809/829) 732-9330

F: (809) 541-5457

www.oc.org.do



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS





GERENCIA COMERCIAL

OPERATIVIDAD ACTUAL GERENCIA COMERCIAL

VERSIÓN	ELABORADO / PRESENTADO POR	APROBADO POR	FECHA
0	Juan Jorge	Gerencia Comercial	19.12.2018





TABLA DE CONTENIDO

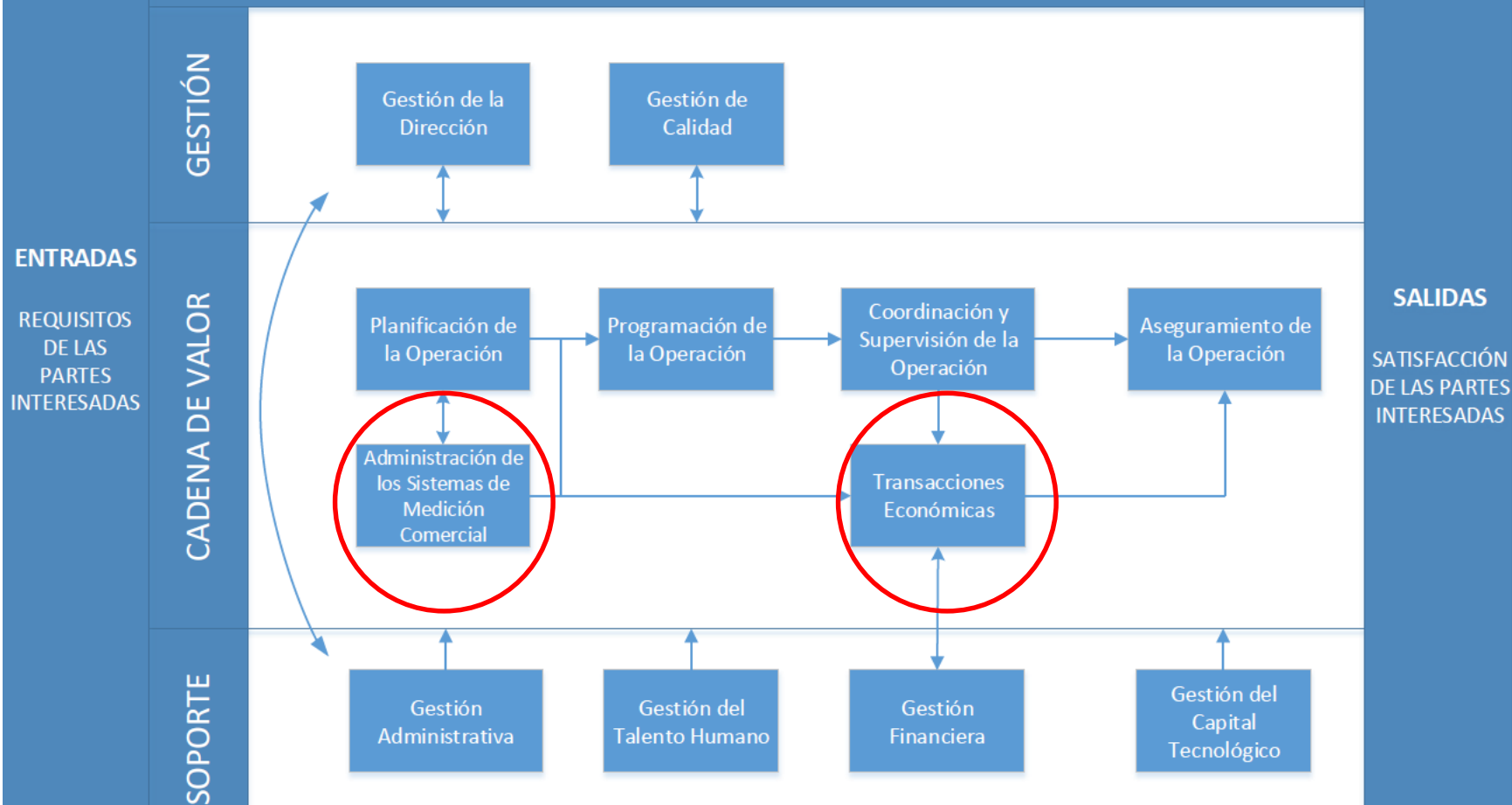
- I. PROCESOS DE LA GC**
- II. PROCEDIMIENTOS VIGENTES**
- III. PRINCIPALES RETOS**

PROCESOS DE LA GERENCIA COMERCIAL

Transacciones Mercado Spot 2018	[Millones de US\$]	%
Energía	876	71.9%
Potencia	167	13.7%
Pago DC	84	6.9%
Transferencia DC	56	4.6%
Frecuencia	24	2.0%
Compensación Despacho Forzado	10	0.8%
Compensación Desvío	2	0.2%
Total	1,219	100.0%

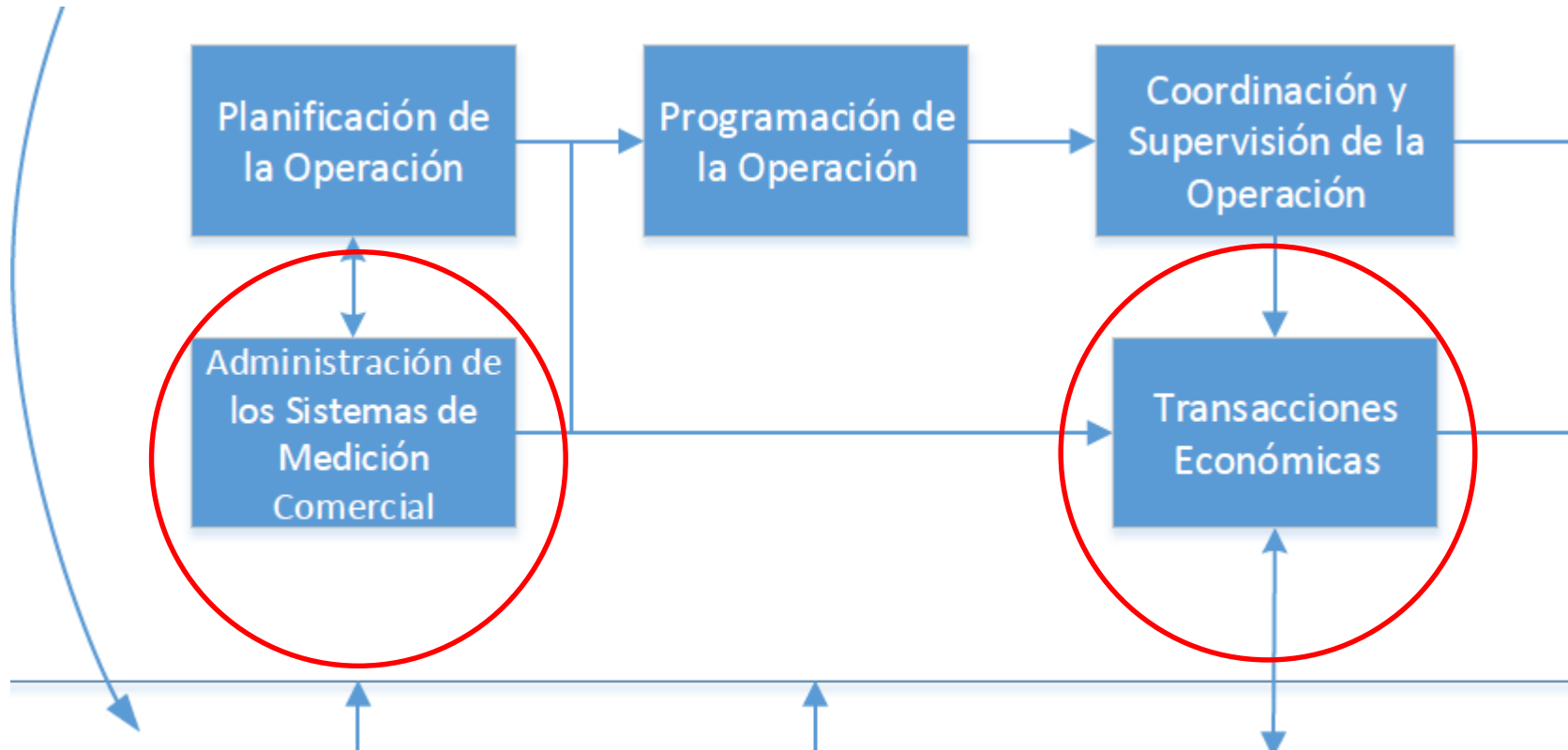
MAPA DE PROCESOS

Código: DP-OC-001, Versión: 4, Pagina 1/13, Fecha: 24-Ene-2019, Aprobado por: Gerente General



SALIDAS
SATISFACCIÓN DE LAS PARTES INTERESADAS

PROCESOS DE LA GERENCIA COMERCIAL



PROCESOS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

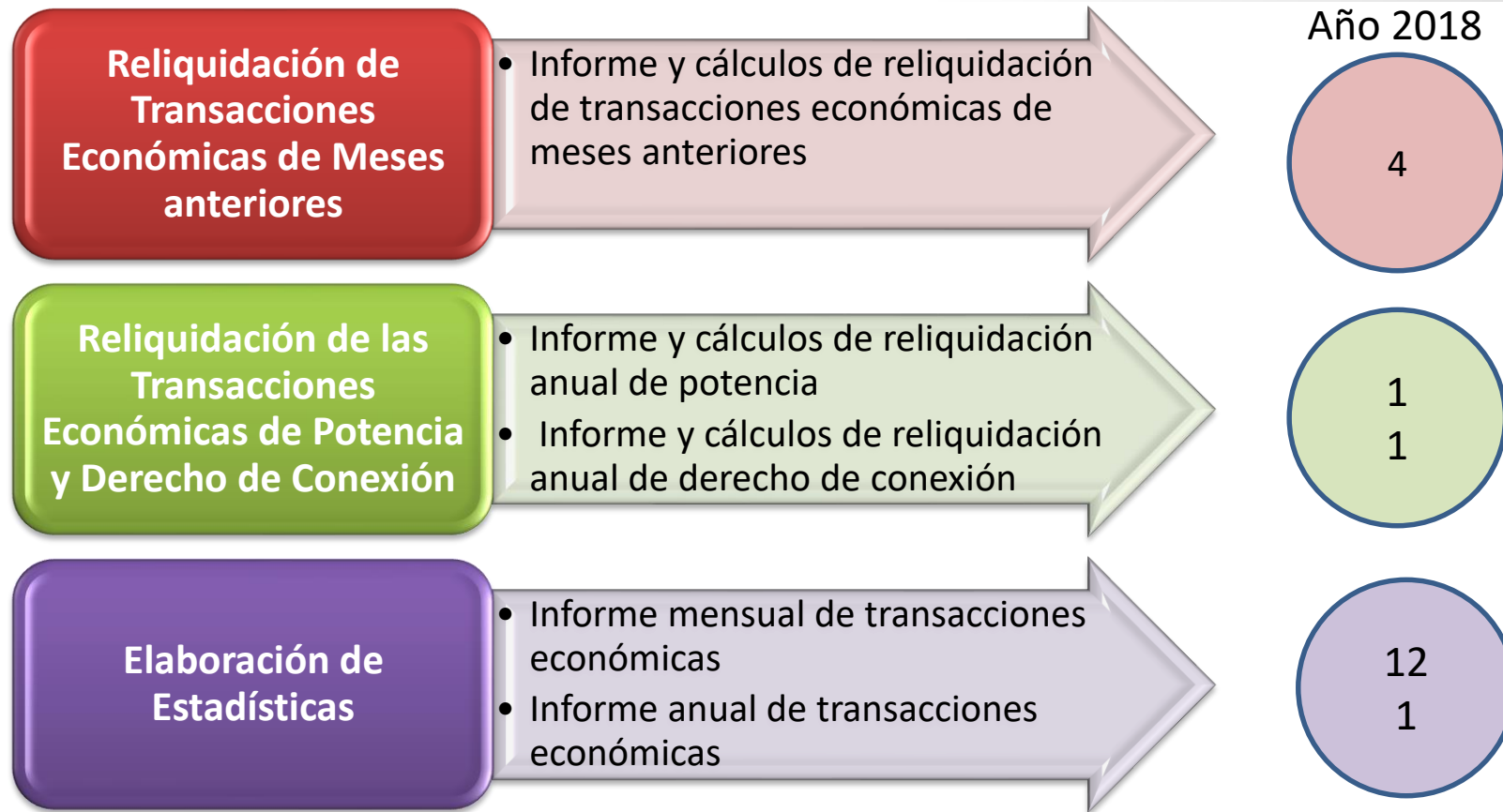


PROCESOS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

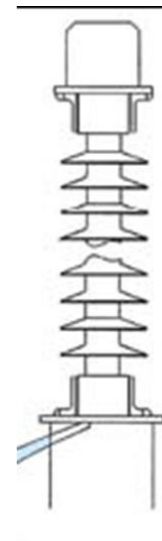
Año 2018



PROCESOS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

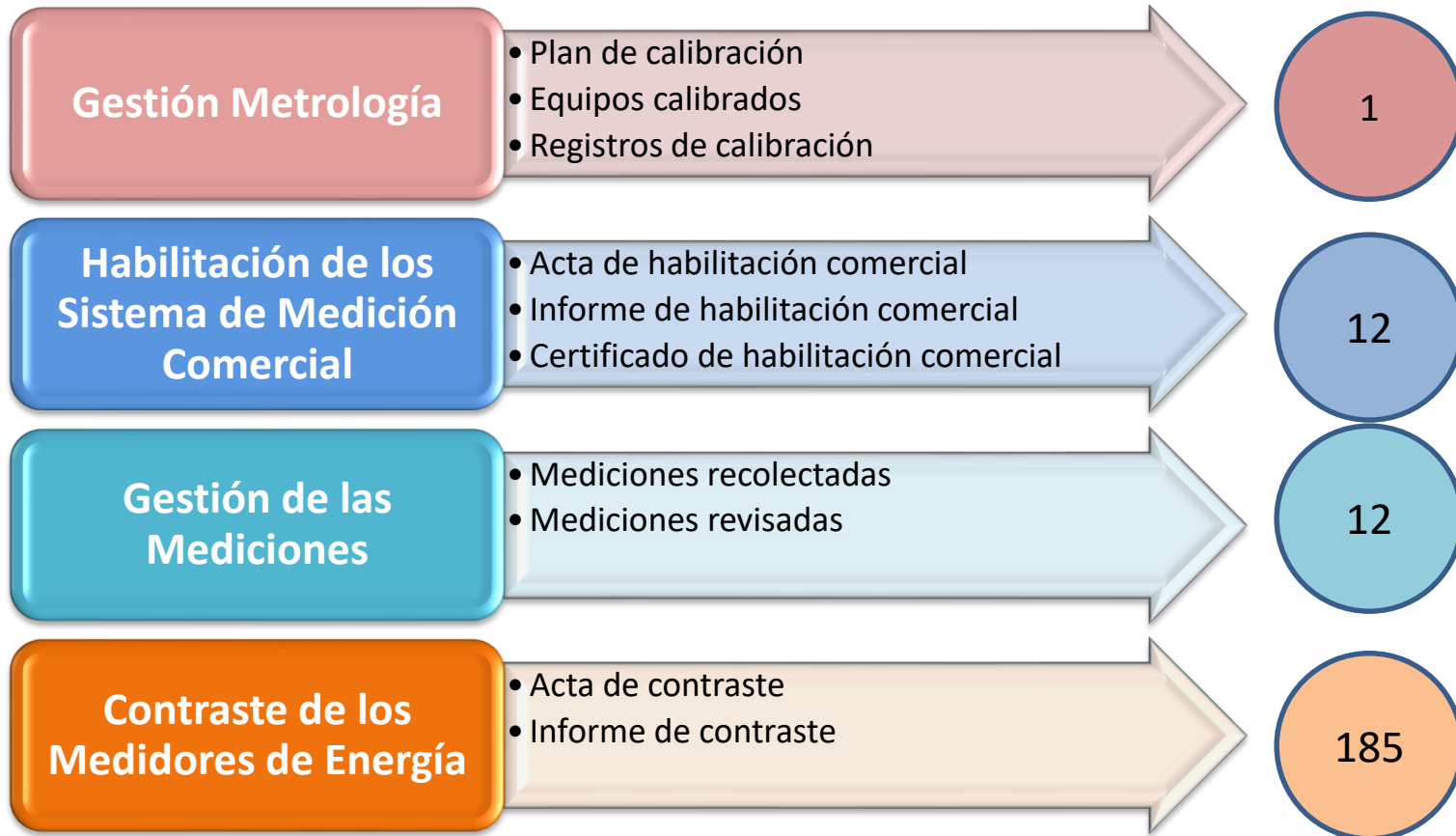


PROCESOS ADMINISTRACIÓN DE LOS SMC

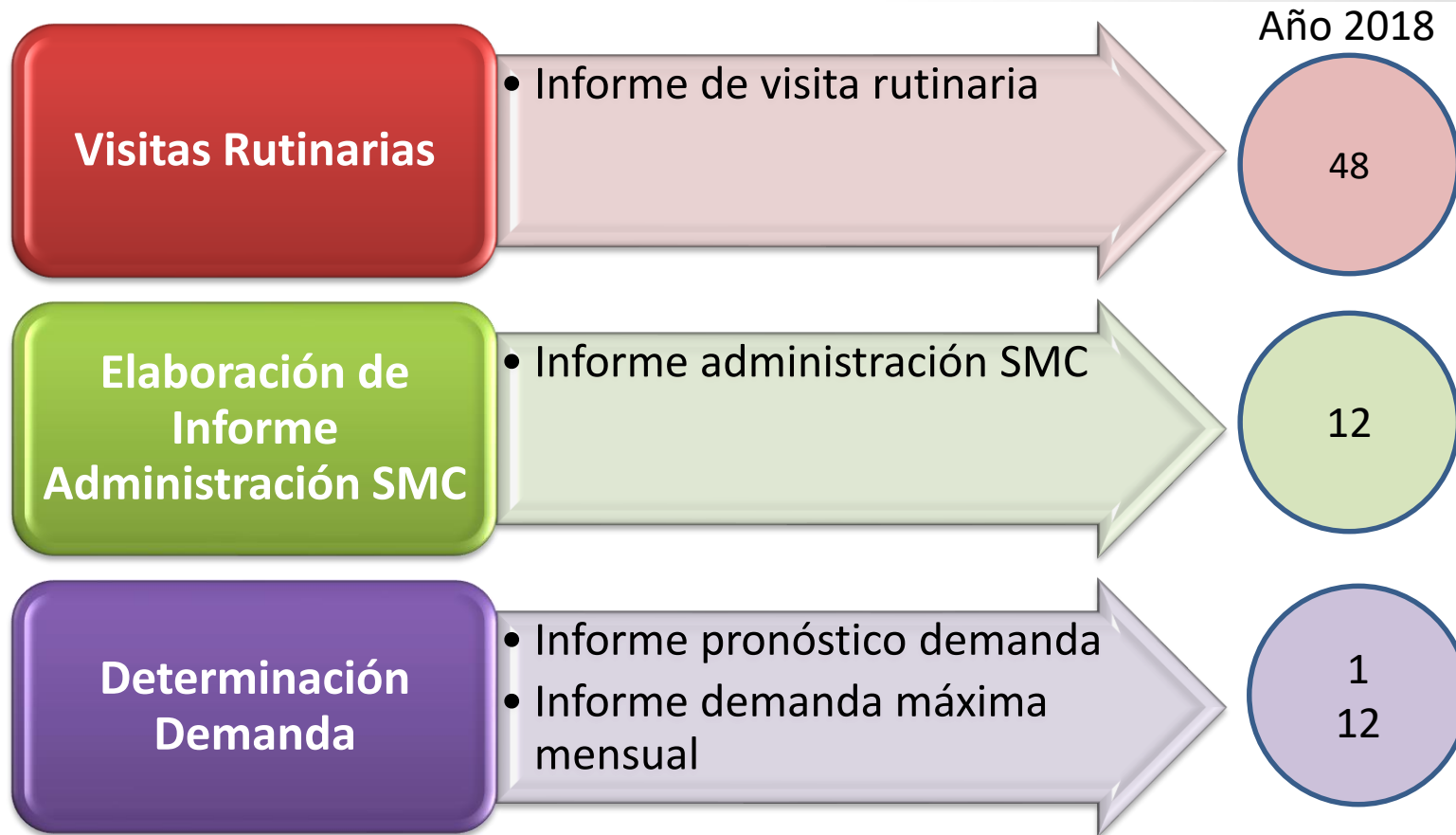


PROCESOS ADMINISTRACIÓN DE LOS SMC

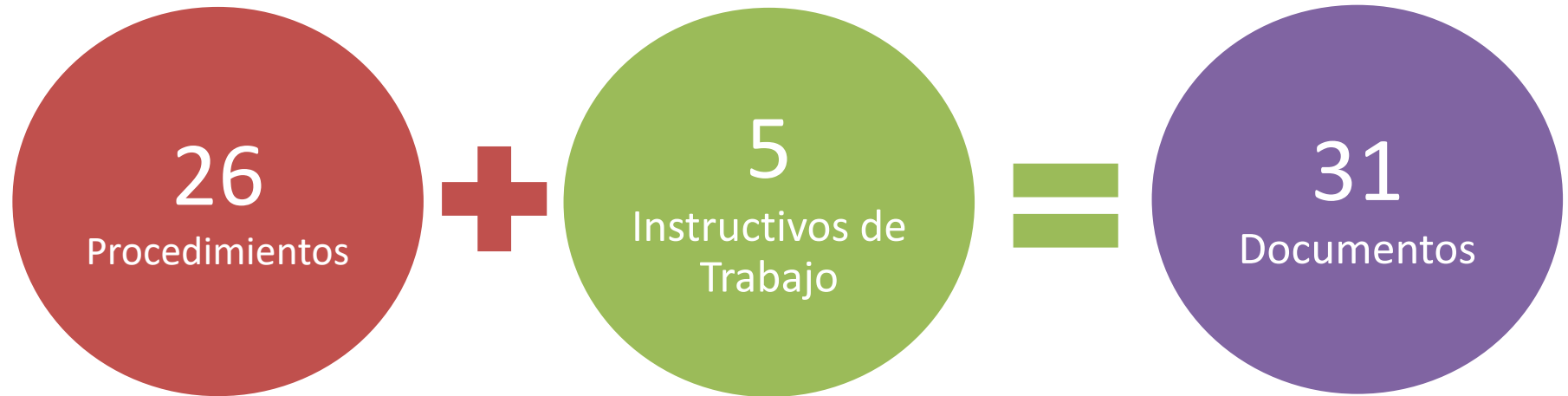
Año 2018



PROCESOS ADMINISTRACIÓN DE LOS SMC



DOCUMENTACIÓN VIGENTE



19

Manual de
Procedimiento de
la Gerencia
Comercial

7

Fuera del Manual
de Procedimiento
de la Gerencia
Comercial

5

- Mejoras Identificadas, o a la espera de definición de un tema.

10

- Deben ser Mejorados. Están hecho haciendo una descripción general del proceso.

11

- Sin observaciones

PRINCIPALES RETOS

- Proceso o mecanismo robusto para la aprobación y modificación de los procedimientos técnicos.
- Mecanismo más expedito para resolver los problemas técnicos.
 - Cálculo Costos Marginales de Energía considerando las restricciones operativas.
 - Prescripción de las reliquidaciones en el MEM.
 - Regulación de los autoprodutores y cogeneradores en el MEM.
 - Consideración de las energía renovables en el MEM.
 - Procedimiento potencia firme centrales hidroeléctrica.
- Actualización Normativa
 - Cálculo transacciones económicas de potencia.
 - Valorización de la Energía reactiva.
 - Compensación Regulación de Frecuencia.

GRACIAS POR SU ATENCIÓN



**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana**

Calle 3ra No. 3, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, R.D.

T: (809/829) 732-9330

F: (809) 541-5457

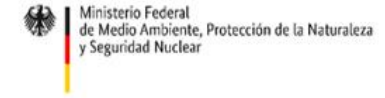
www.oc.org.do



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS



La Operación del Mercado Eléctrico Mayorista Dominicano: Desafíos y Perspectivas

**Evolución Normativa del Mercado
Eléctrico chileno 1980-2019**

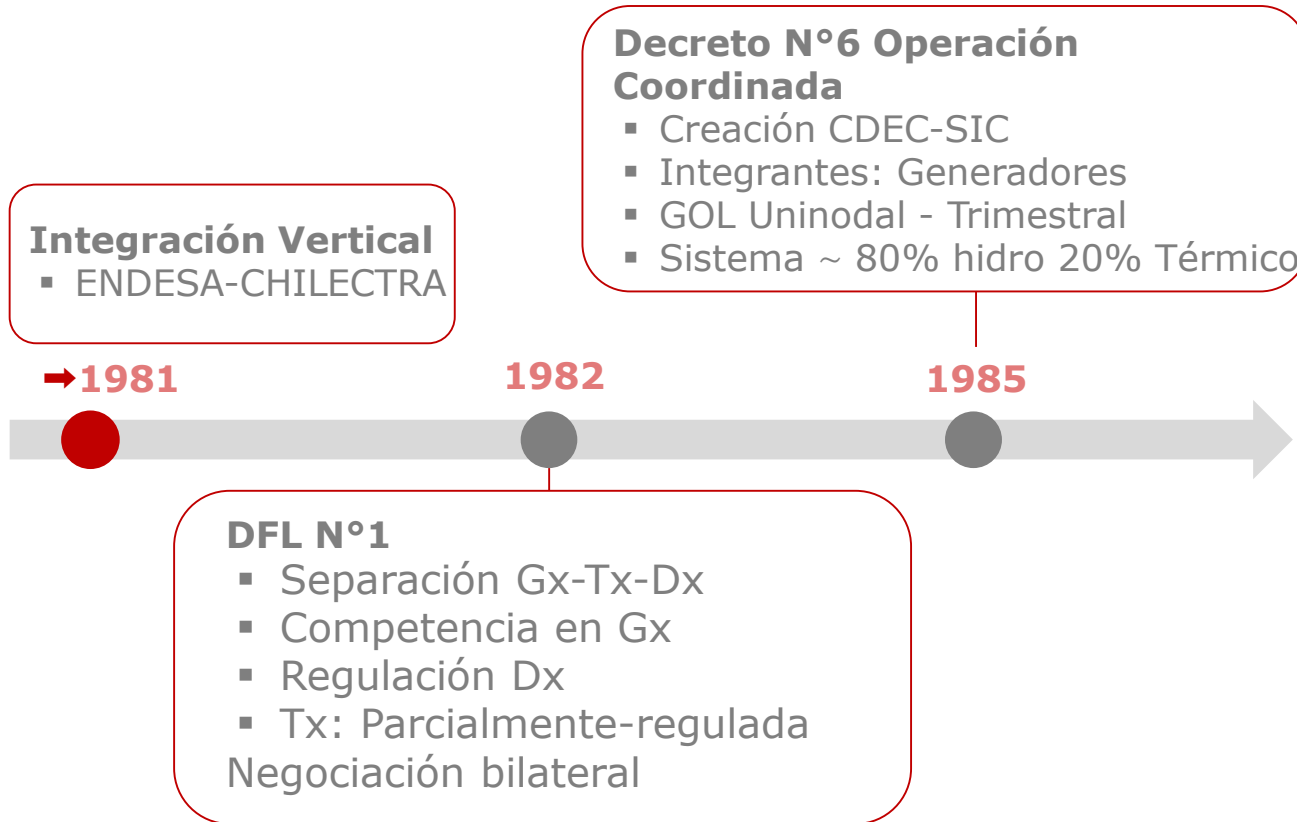
Ignacio Alarcón Arias
Marzo 2019

Evolución Normativa del Mercado Eléctrico chileno 1980-2019

- Las cuatro décadas
 - 1980-1989
 - 1990-1999
 - 2000-2009
 - 2010-2019
- Institucionalidad actual
- Elaboración y modificación de Normas Técnicas
- Plan anual normativo 2017-2019
 - Procedimientos terminados
 - Procedimientos en curso
- Descarbonización
- Tratamiento temas OC en normativa chilena

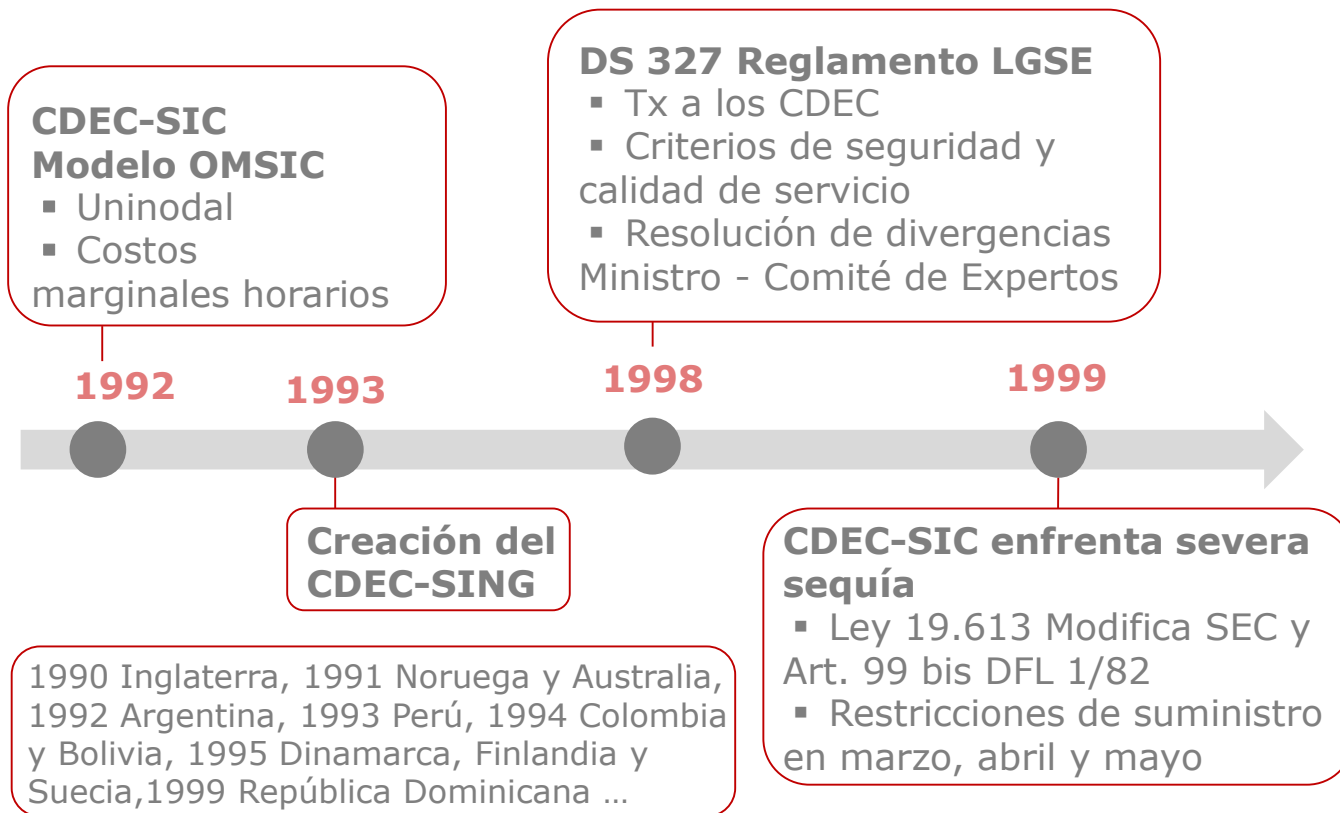
1980-1989

El inicio de las reformas en el sector eléctrico



1990-1999

El boom de las reformas



2000-2009 Integración ERNC

CDEC-SIC Modelo PLP

- Incluye Tx

Creación del TDLC

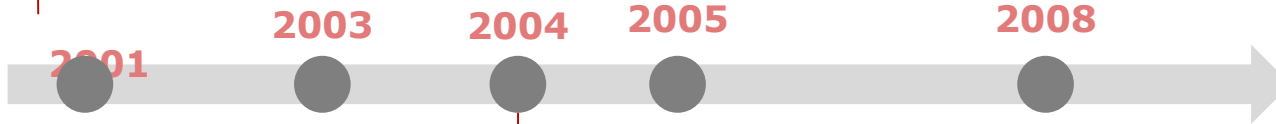
Ley 20.018 Ley Corta 2

- Sub-transmisión al CDEC
- Clientes libres al CDEC
- Licitaciones LP EEDD
- Bases EEDD

Ley 20.257 ERNC

- 10% al 2024
- Multa ~ 32 US\$/MWh

Rev. NT SyCS

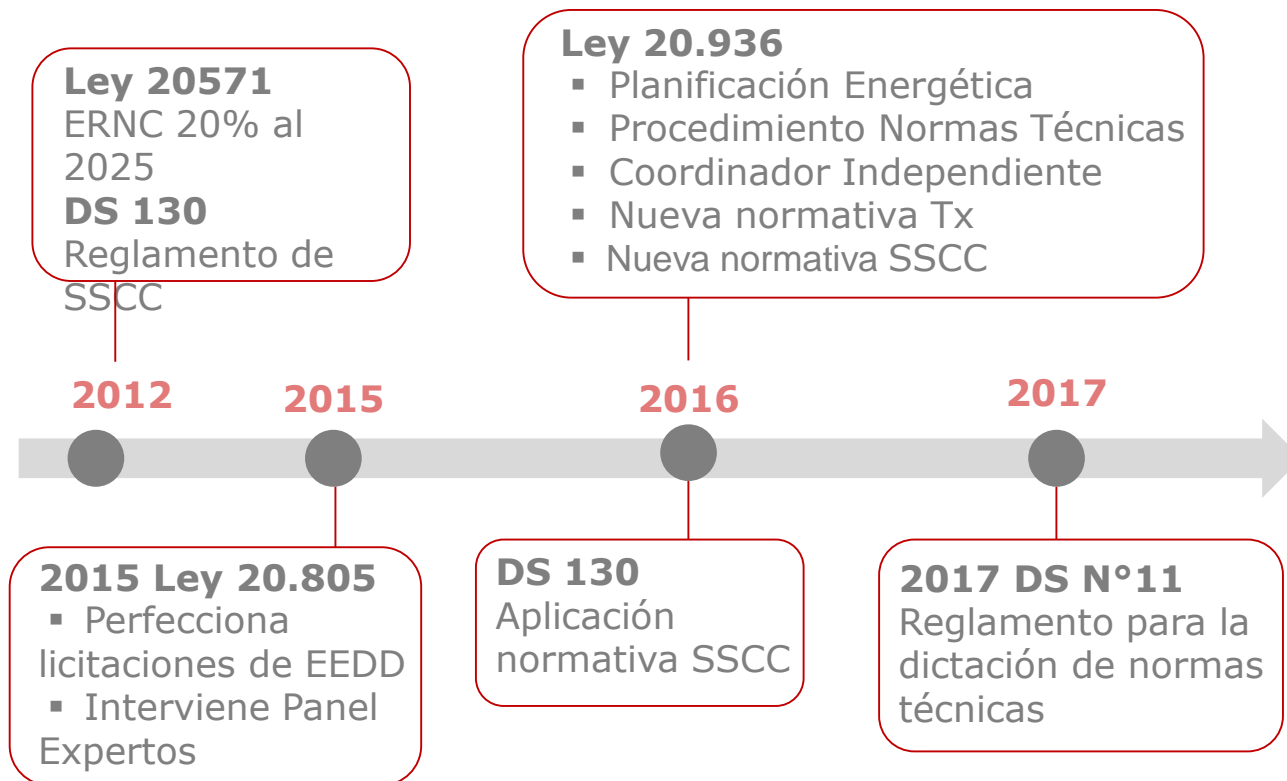


Ley 19.940 Ley Corta 1

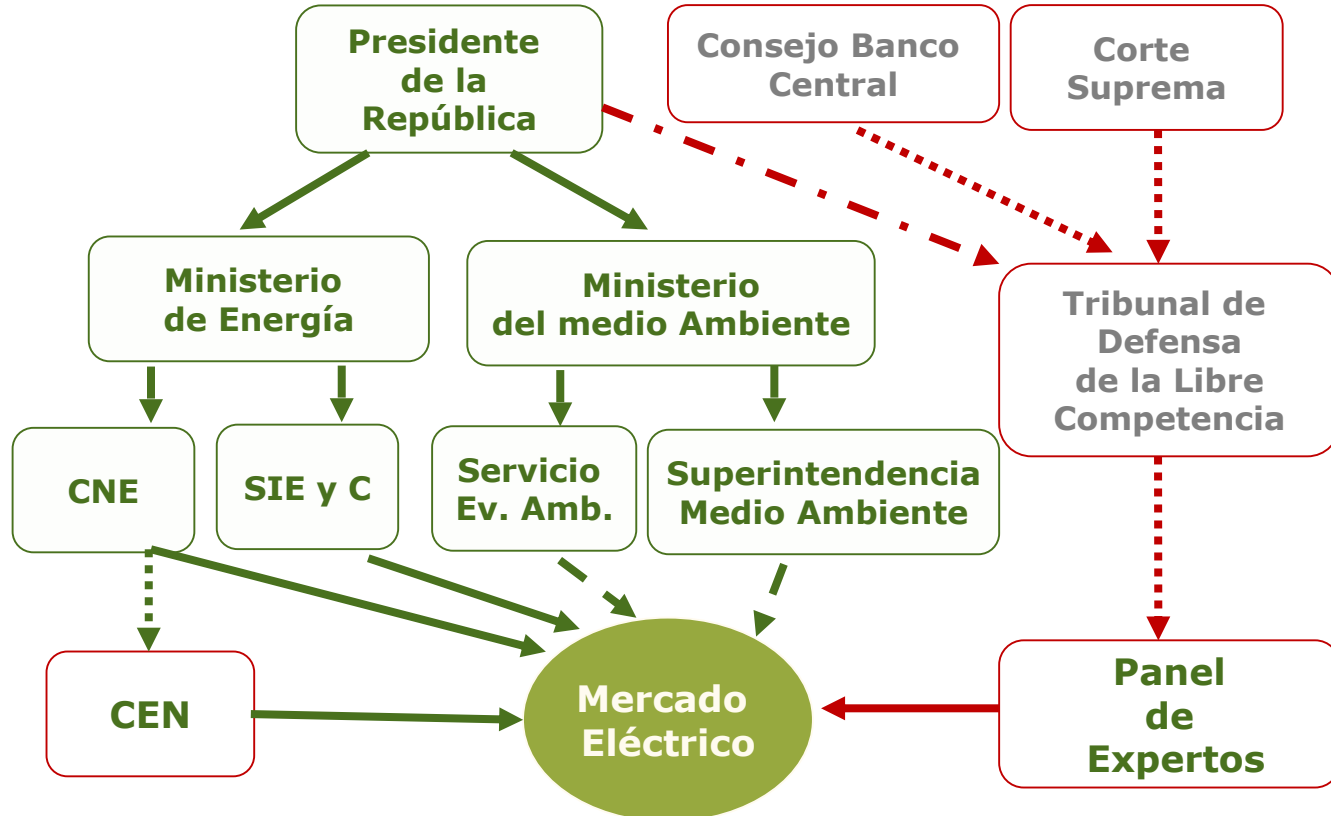
- Tx: Servicio público, Trocal, SubTx y Adicional, Tarifas reguladas sistema existente, competencia en expansión
- Estudio de transmisión cada 4 años, Revisión anual CDEC
- Confiabilidad, Suficiencia, Seguridad (SSCC) y Calidad de Servicio
- Creación del Panel de Expertos

2010-2019 Participación ciudadana

Cambio climático



Institucionalidad actual



Elaboración y modificación de Normas Técnicas



CNE inicia consulta pública sobre anexo técnico para medidores inteligentes

Publicado el 7 de febrero del 2019
ELECTRICIDAD

Por el decreto de Ley de diciembre de 2017, las compañías distribuidoras tienen la obligación de reemplazar los medidores actuales por inteligentes en siete años. En este contexto, la CNE busca normalizar las tecnologías y protocolos que serán usados en Chile.

La **Compañía General de Electricidad (CGE)** se refirió al polémico proceso de [cambio de medidores](#) en nuestro país.

A través de un comunicado, la empresa propuso la idea de reestudiar la instalación de medidores inteligentes.

"Dadas las inquietudes de la comunidad sobre la implementación de este proyecto, **CGE está convencida que la mejor solución es reestudiar la puesta en marcha y el despliegue de esta tecnología** mientras no exista el convencimiento generalizado de sus beneficios", indicó a través de un comunicado.

[VIDEO] Alcalde de Calama expresó su rechazo a la instalación de medidores inteligentes

13.03.2019 El edil manifestó a través de sus canales oficiales, las desventajas que ha



COLEGIO DE INSTALADORES
ELECTRICISTAS DE CHILE A.G.

Fundado 06 de Mayo 1969 Ley 17.146

DECLARACION PÚBLICA

Ante la noticia que ha sacudido al país relacionada con que las empresas distribuidoras de energía, amparadas en la ley 21.076 de 2018, quieren obligar al cambio de medidor actual de energía eléctrica por otro "inteligente", el Colegio de Instaladores Electricistas de Chile A.G. declara que:

1.- Cualquier tipo de medición de energía comparada del medidor "inteligente" respecto del actual (mecánico), y realizado por cualquier institución, es absolutamente irrelevante frente al abuso que establece la ley 21.076, Decretos CNE y Resoluciones Tarifarias, efectuados entre cuatro paredes sin consultar con la ciudadanía ni organizaciones gremiales ni de consumidores.

Elaboración y modificación de Normas Técnicas

- Integración ERNC requiere modificar la normativa a nivel de leyes, reglamentos y normas técnicas.
- Intervienen muchas instituciones (ministerios, CNE, SIE, instituciones medio ambiente, municipios, gobiernos regionales, etc).
- Involucra la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización.
- Información – oportuna – cobertura nacional
- Participación ciudadana

Elaboración y modificación de Normas Técnicas



Plan anual normativo 2017-2019

- 11 Procesos normativos en curso
- 15 Nuevos procesos normativos
- <https://www.cne.cl/normativas/electrica/>

Descarbonización

- Integración ERNC económica → desplaza generación térmica
- Impuesto a emisiones de CO₂
- Potencia de suficiencia y SSCC insuficientes para cubrir costos de administración operación y mantenimiento
- Restricciones de Tx
- Presión ciudadana
- → anticipar efectos

Temas Prioritarios OC

- Consideración de las restricciones operativas en el cálculo de los Costos Marginales de energía.
 - ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 - Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio
 - CAPÍTULO Nº 6: Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio
 - Capítulo 5: Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio
- Tratamiento de los sistemas de almacenamiento de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.
 - Despacho
 - Costo de oportunidad.
 - Modelos de operación.
 - El Coordinador puede utilizar distintas etapas temporales para la adecuada valorización de las energías gestionables.
 - Compatible con SSCC, especialmente los que se definan para las subastas de corto plazo.

Temas Prioritarios OC

- La prescripción de las reliquidaciones.
 - Si como resultado de los controles efectuados el Coordinador, detectara defectos, incoherencias o imprecisiones en la información, los datos o en su procesamiento y se determinara que los conceptos facturados oportunamente presentaron inconsistencias derivadas de aquellos, el Coordinador podrá establecer y emitir los ajustes que pudieran corresponder.
 - En todo caso, **no se realizarán reliquidaciones** que provengan de correcciones por errores que se detecten **con posterioridad a seis meses** de publicado el IVTE correspondiente. Consecuentemente, los resultados de las liquidaciones anteriores al período admitido de reliquidación se consideran como definitivos a todos sus efectos para las respectivas empresas.
 - Panel de Expertos Discrepancia 05-2019: AES GENER Reliquidación de los Balances de Transferencias de Energía versión definitiva periodos septiembre y diciembre de 2011.

Temas Prioritarios OC

- Como se tratan en los procedimientos aquellos temas (temas complementarios) que no se encuentran regulados en las leyes y reglamentos.
 - Coordinador aplica normativa a su entender.
 - Recurrir al Panel de Expertos.
- Tratamiento de pagos de potencia firme.
 - Nuevo esquema de pago por potencia asociado a la suficiencia.
 - Confiabilidad: Potencia de suficiencia – largo plazo, SSCC – Corto Plazo
- Tratamiento de los auto-productores en el Mercado Eléctrico Mayorista.
 - Son coordinados que participan con sus excedentes.
 - Dependiendo del tamaño tienen obligaciones diferentes.
- Manejo de restricciones operativas de transmisión y aplicación de criterios de seguridad.
 - Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Capítulo 5: Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.

Temas Prioritarios OC

- Manejo de restricciones operativas de centrales de generación. (incluyendo el problema del ciclaje y restricciones de arranques).
 - Todas las restricciones operativas son incorporadas en el despacho.
 - Empresas informan, justificadamente sus restricciones y están sujetas a auditorías.
- Cálculo y manejo de la reserva operativa para regulación primaria y secundaria de frecuencia.
 - ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS
 - Definición de los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, según estándares de SyCS de la NT.
 - Asignación de las reservas entre participantes del CPF y del CSF.
 - Evaluación del desempeño del Control de Frecuencia.
 - Correcciones y ajustes caso incumplimiento de los estándares de SyCS

Temas Prioritarios OC

- Seguimiento de la calidad de la prestación del servicio de regulación de frecuencia primaria y secundaria.
 - Capítulo 8.7 NT SyCS SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA
 - Seguimiento de regulación de frecuencia utilizando el SITR
 - Auditoría técnica en caso de detectar deficiencias - SIE
 - El Coordinador define mecanismos de supervisión del desempeño de las unidades generadoras que participan en el CPF y en el CSF.
 - Nueva Normativa: Certificación, suspensión de certificación, multas
- Señales de mercado para control efectivo de tensión y compensación reactiva del sistema eléctrico en los diferentes países.
 - Control de tensión como SSCC
 - Licitación
 - Requerimientos definidos por el Coordinador
 - Nueva Normativa: Certificación, suspensión de certificación, multas

Temas Prioritarios OC

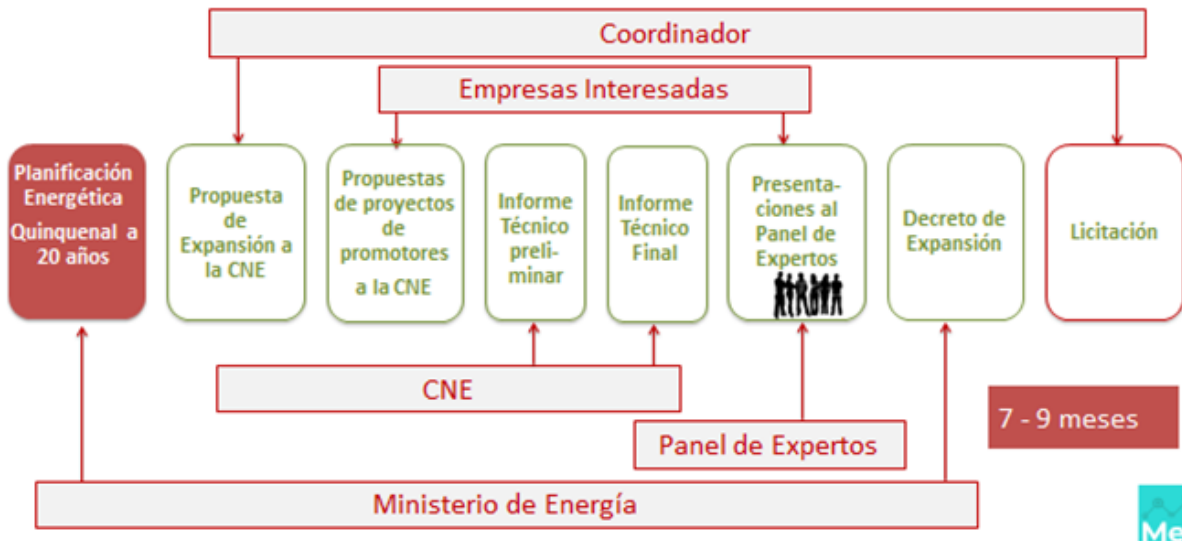
- Integración de nuevas tecnologías a los sistemas eléctricos de potencia y remuneración correspondiente. (por ejemplo, almacenamiento de energía y servicios asociados)
 - Despacho a costo de oportunidad
 - SSCC licitación – subastas
- Incentivos de mercado y manejo para la predicción efectiva de recursos basados en energías renovables no convencionales.
 - Se ha contemplado la posibilidad de pago de los SSCC según los desvíos.
- Requerimientos a las ERNC en cuanto a la integración al sistema eléctrico de potencia.
 - NT de SyCS
 - CAPÍTULO Nº 3 Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones
 - CAPÍTULO Nº 4: Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación
 - Estándares en Generación y Transmisión para Estado Normal, Estado de Alerta y Emergencia.

Señales de expansión de la transmisión, priorización de obras.

Planificación anual de la transmisión

16

MERCADO ELÉCTRICO
ENTRENAMIENTO ESTRATÉGICO
PORTFOLIO Y TRADING



Panel de Expertos

- 7 Integrantes designados por el TDLC: 5 Ingenieros y/o economistas, 2 abogados.
- Financiado por agentes del mercado.
- Dictamen vinculante, no procede ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.
- Materias: especificadas en la ley
- Análisis de admisibilidad: Secretario abogado
- Discrepancias 2004
- 01-2004: Definición de horas de punta para cálculo de la Potencia Firme.
- 13-2004: Tratamiento CDEC, de los afluentes para el Cálculo de Potencia Firme de las Centrales Hidráulicas de Pasada.

Panel de Expertos

Discrepancias en curso

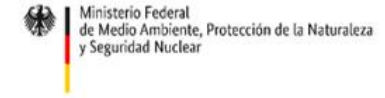
- **05-2019:** AES GENER Reliquidación de los Balances de Transferencias de Energía versión definitiva periodos septiembre y diciembre de 2011.
- **03-2019:** Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 aprobado por la Comisión Nacional de Energía.
- **15-2018:** Informe de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020-2023.



ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS



Código de red y requisitos técnicos de interconexión para sistemas de generación renovable

Propósito de un código de red

Estructura de una empresa verticalmente integrada

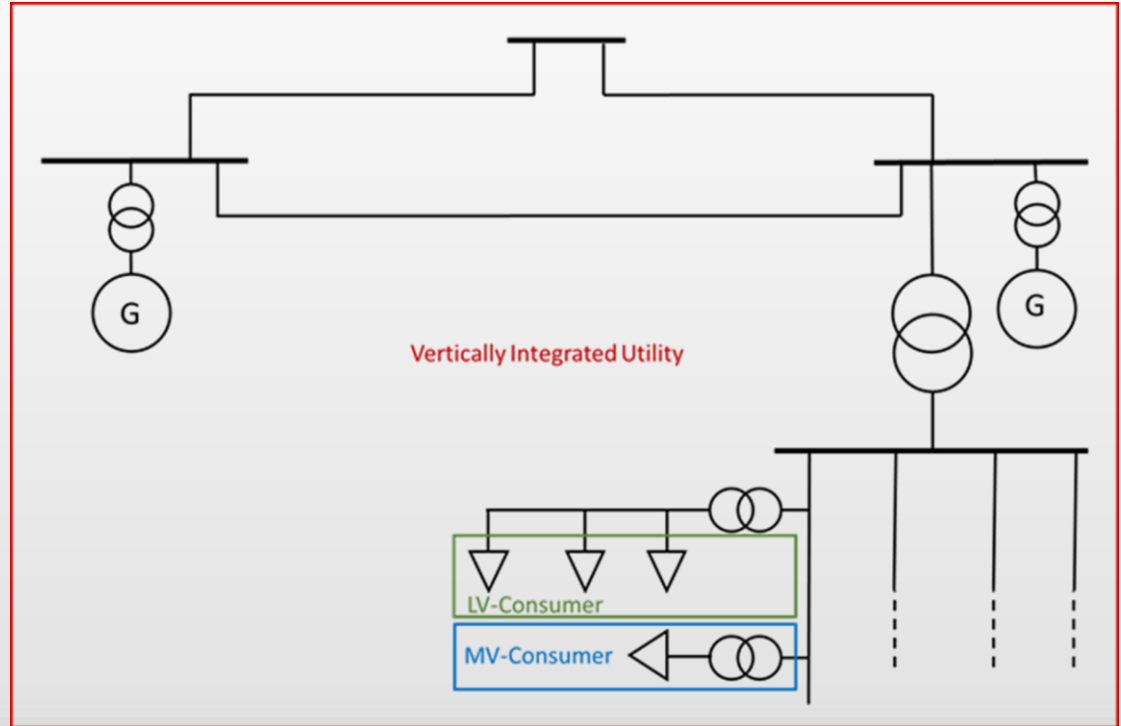
Una sola empresa esta responsable

:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

Planificación integrada:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

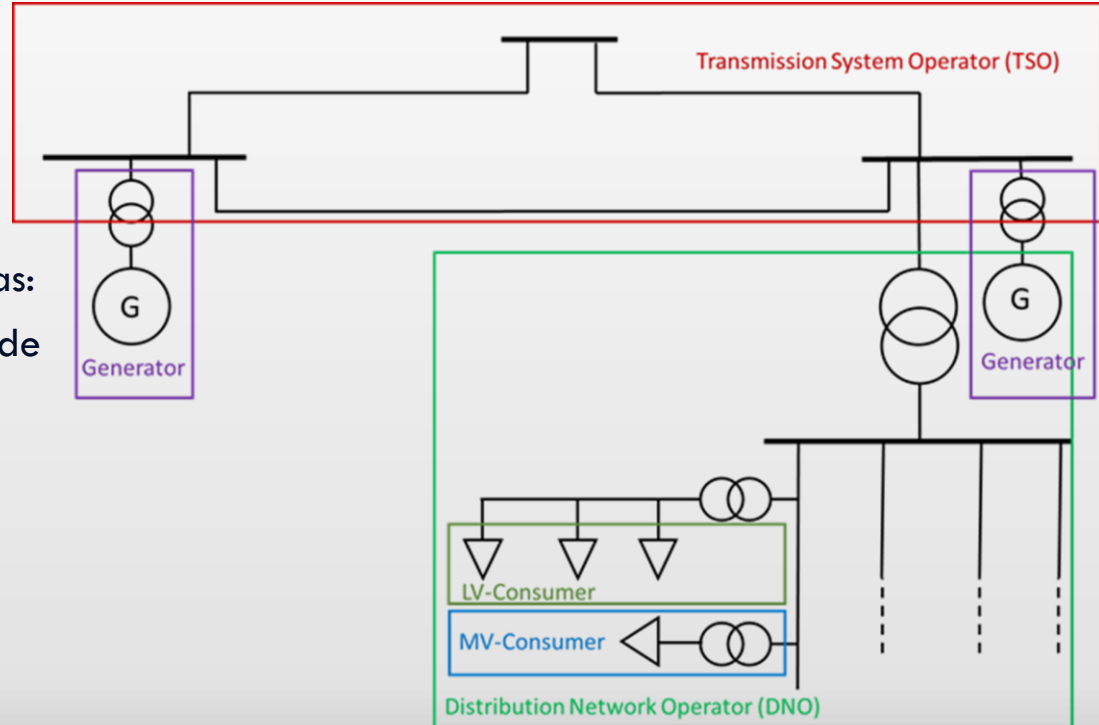


Diferentes organismos están responsable para:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

Responsabilidades compartidas:

- Se requiere una definición de los interfaces entre los organismos
- El código de red define los interfaces entre y las responsabilidades de los organismos



Estructura de un código de red

- **Planning Code**
- **Connection Conditions**
- **Compliance Processes**
- **Operating Codes**
 - Demand Forecasts
 - Operational Planning and Data Provision
 - Testing and Monitoring
 - Demand Control
 - System Tests
- **Balancing Codes**
- **Data Registration Code**

Requisitos técnicos de interconexión

- El objetivo principal es, que se mantiene la operación del sistema seguro.
- El costo de la generación renovable no se debe aumentar por requisitos innecesarios.

Razones por lo cual se aumentan los costos para los sistema renovables:

- Requisitos muy específicos que requieren un desarrollo de nuevas turbinas o inversores.
- Requisitos que desvían de la practicas internacionales.
- Requisitos muy exigentes en comparación del tamaño del proyecto.

Categorías para sistemas renovables

Se recomienda definir requisitos en función de la potencia de la unidad, para evitar el aumento de los costos de inversión para estos sistema. Por lo tanto, se propone definir categorías, por ejemplo:

- Categoría A: generadores pequeños conectados a baja tensión y con una capacidad de menos de 1 MW.
 - Categoría A1: 0-13.8kW:
 - Categoría A2: 13.8kW-100kW
 - Categoría A3: 100kW-1 MW

- Categoría B en MT: 1 MW-10 MW

- Categoría C en HT: 10 MW o mas

Frecuencia operativa

Rangos de operación de la frecuencia.



- La frecuencia es la misma en todo el sistema de potencia sincronizado (excepto: oscilaciones de potencia)
- En consecuencia, los rangos de operación debe estar aliñado para todo los tipos de generación (síncronos y no-síncronos)

Generación síncrona:

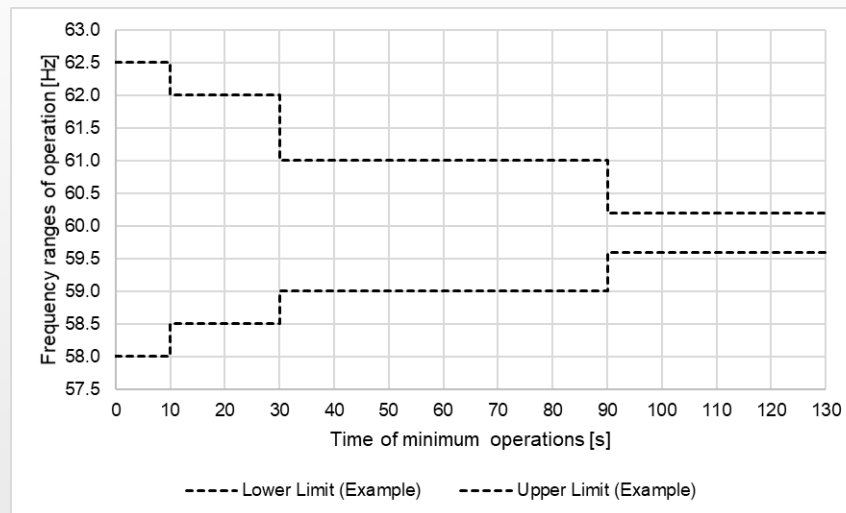
- Amplios rangos de frecuencias implican amplios rangos de operación de toda la turbina. Por lo tanto, el impacto a los costos es relativamente alto.

Generación no-síncrona :

- Porque la velocidad del generador de una planta eólica esta desacoplado de la frecuencia, el impacto al costo para operar en amplios rangos de frecuencia es relativamente bajo.

Recomendaciones

- Todo las tecnologías deben tener el mismo requisito de “Frequency ride through (FRT)”
- Los requisitos FRT se deben elaborar en función de los condiciones específicas de la Republica Dominicana (no se pueden utilizar requisitos FRT de otros países)



Control de reserva primaria

Objetivos y restricciones para los requisitos técnicos (1/2)



- En la mayoría de los países, solamente plantas de energías renovables muy grandes deben tener la “capacidad” de proveer control de la frecuencia primaria. P.ej. En Reinos unidos plantas con 50MW+ y Alemania 100MW+.
- En comparación con plantas convencionales limitar la potencia activa no resulta en un ahorro de los costos de generación, porque el “combustible” de generación renovable no tiene costo.
- Limitación de la potencia activa equivale a energía no suministrada.
- La inversión en sistemas de almacenamiento aumente el costo de inversión y puede tener como consecuencia que el proyecto resulta ser económicamente no factible.

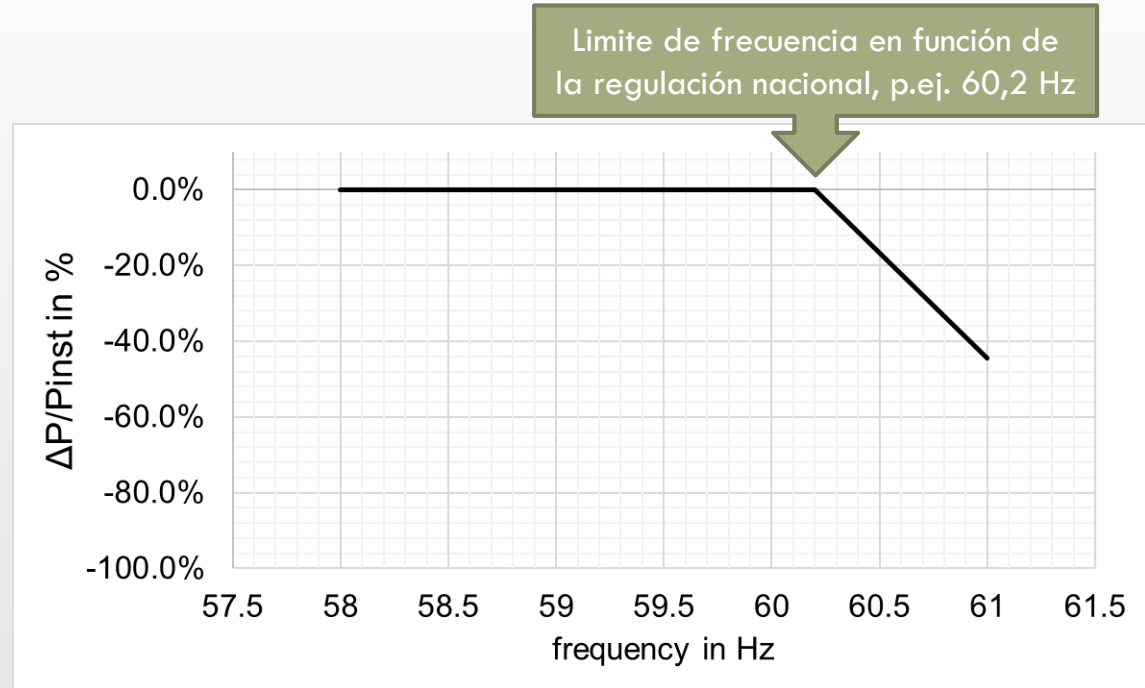
Objetivos y restricciones para los requisitos técnicos (2/2)



- En general se debe proveer control de la frecuencia primaria por generadores de combustibles fósiles.
- Generación eólica y fotovoltaica no debe proveer estos servicios por razones económicas.
- Solo en el caso que la generación convencional no puede proveer suficiente reserva primaria, la generación renovable debe proveerla.
- La practica internacional es, que todo la generación renovable proveen soporte de frecuencias cuanto so observan muy altas frecuencias en el sistema, p.ej. En condiciones de emergencia y no bajo condiciones normales.

Categoría A and B - recomendaciones

- Todo las generadores renovables deben reducir su potencia activa siempre y cuando existen desviación muy altas de la frecuencia nominal con un droop de 3%

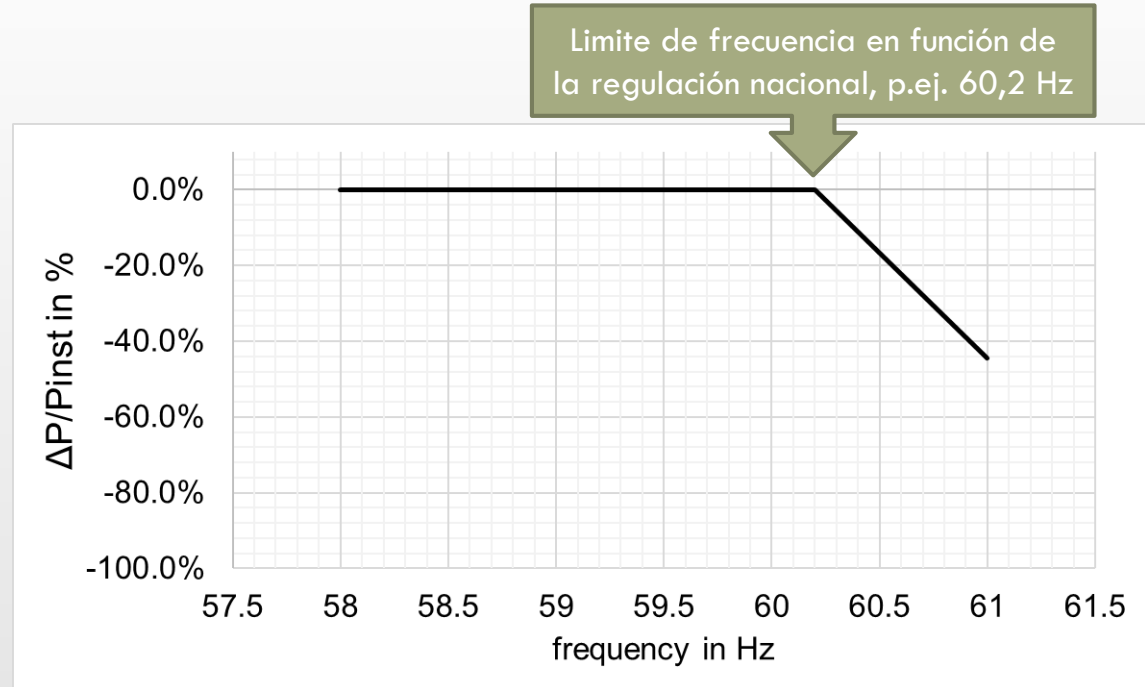


P_{inst} = Installed capacity in MW
 $\Delta P = P - P_{init}$ in MW

P = Current output in MW
 P_{init} = Output before fault in MW

Categoría C – recomendaciones

- Plantas de la categoría C deben tener la “capacidad” de proveer control de frecuencia primaria (positiva y negativa).
- Todo las generadores renovables deben reducir su potencia activa siempre y cuando existen desviación muy altas de la frecuencia nominal con un droop de 3%



P_{inst} = Installed capacity in MW
 $\Delta P = P - P_{init}$ in MW

P = Current output in MW
 P_{init} = Output before fault in MW

Requisitos de potencia reactiva

Impacto al costo para una planta de energías renovables

- Capacidades de potencia reactiva requieren convertidores de energía mas grandes.
- Suministrar mucha energía reactiva (bajo factor de potencia) aumenta las perdidas internas de un parque.

Compensación de potencia reactiva por planta o el sistema de potencia:

- Generalmente plantas o el sistema de potencia puede proveer potencia reactiva.
- Muchas veces proveer potencia reactiva por el sistema de potencia es mas costo eficiente porque se puede instalar los sistema de compensación en el sitio que se requieren y por efectos de escalamiento.

Comentarios:

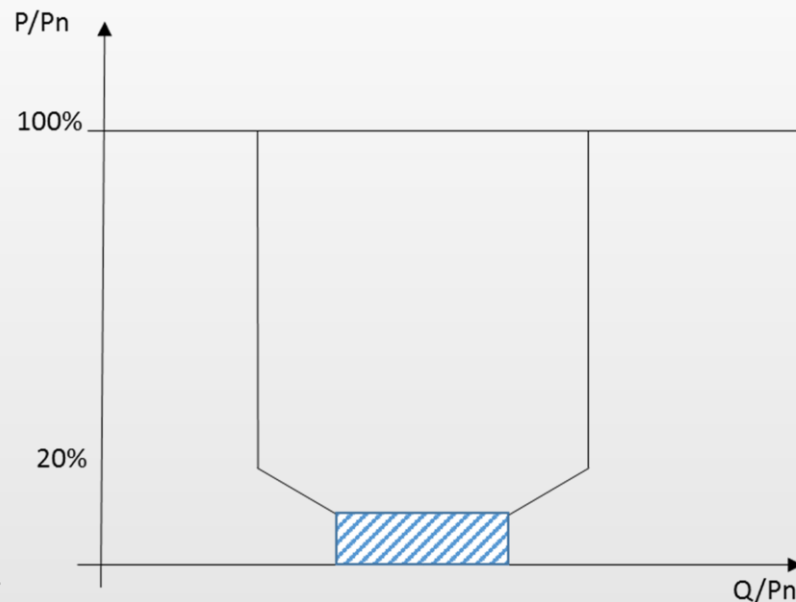
- Variar la potencia reactiva tiene poco impacto para compensar desviaciones de la tensión y al mismo tiempo se aumenta mucho las pérdidas en el sistema renovable por los flujos de la potencia reactiva.
- Por lo tanto el control de voltaje a través de potencia reactiva debe ser la última solución en redes de baja tensión. “On-load tap changers” en los transformadoras MT-BT proveen una solución mucho más costo-eficiente.

Recomendaciones:

- Pequeños generadores renovables de la categoría A1/2 no deben proveer control de voltaje a través de potencia reactiva .
- Para proveer alguna flexibilidad, los sistemas de la categoría A1/2 deben tolerar factores de potencia de 0.98.

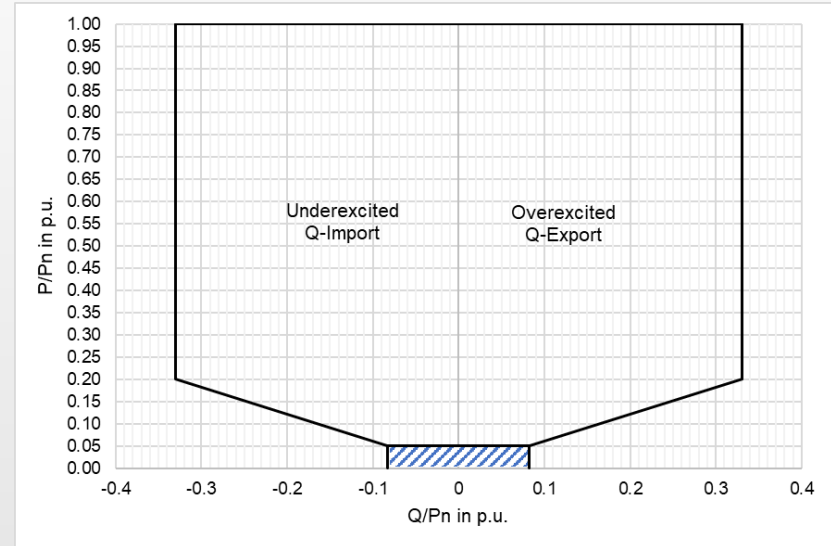
Recomendaciones para categoría B/C: Requisitos P-Q (1/2)

- Típico definición de un requisito P versus Q.
- La característica PQ se aplica a la tensión nominal.
- Las plantas operadoras deben estar capaz de operar en todo el área de forma continua.
- En el área debajo de P_{min} (área rayada) la potencia reactiva debe estar en los rangos tolerados pero sin el requisito de una cobertura continua.



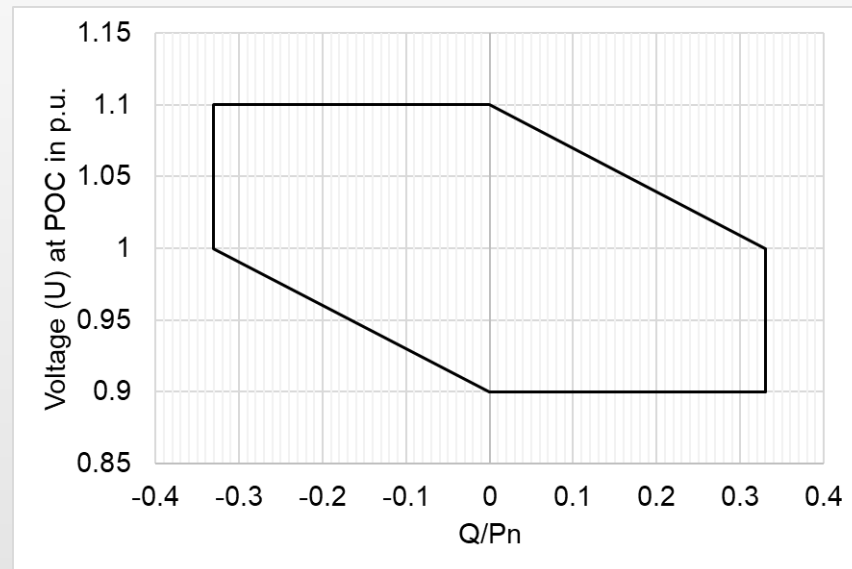
Recomendaciones para categoría B/C: Requisitos P-Q (2/2)

- Con una potencia activa de $\geq 20\%$ respecto la potencia nominal (P_n) la potencia reactiva debe estar entre -0.33 y 0.33 veces P_n , que equivale a un factor de potencia de 0.95 .
- Entre 20% y 5% de la potencia nominal el requisito de potencia reactiva se reduce proporcionalmente en función de la potencia activa.
- En caso que la potencia activa esta debajo de 5% el requisito de proveer/absorber potencia reactiva debe mantenerse en el rango de 5% .



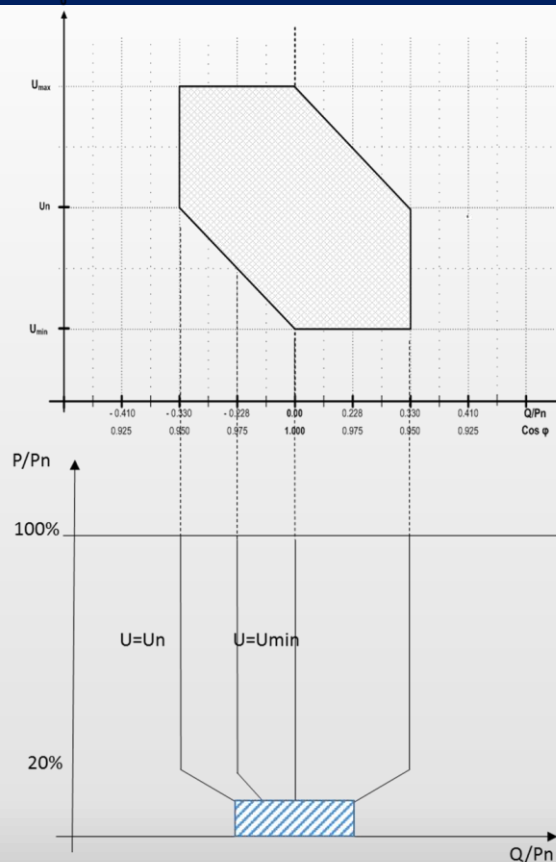
Recomendaciones para categoría B/C: Requisitos P-V

- Típica definición de una característica de potencia reactiva/activa y voltaje
- **Aplicable a condición de máxima carga ($P=P_n$)**
- La planta debe proveer una cobertura continua en todo el área de operación.



Recomendaciones para categoría B/C: Requisitos P-Q-V

Ambos diagramas previamente descritas están necesarias para especificar el requisito para todo el rango de operación de la potencia activa, reactiva y de voltaje.

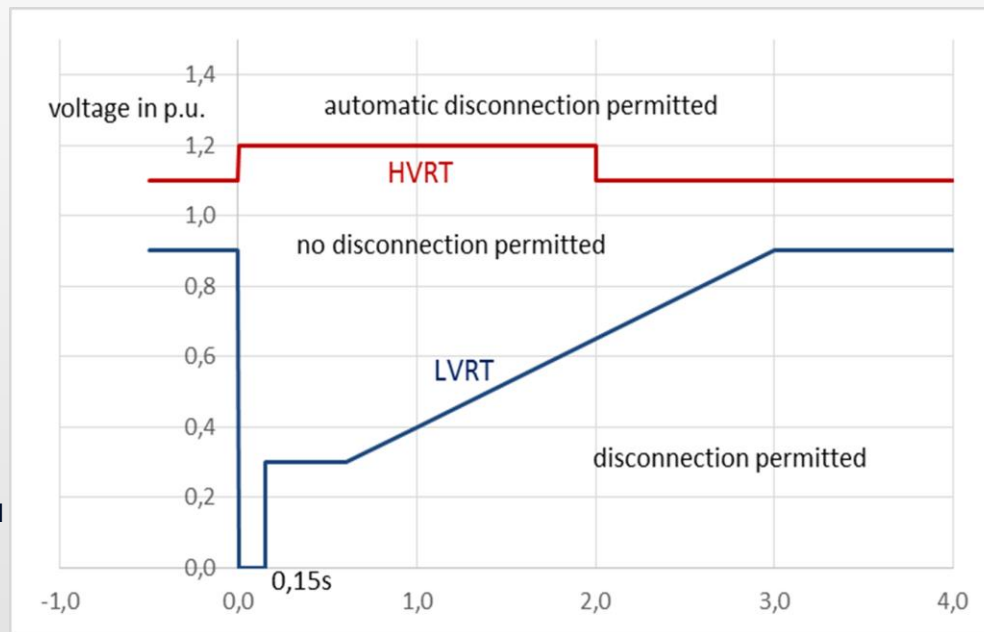


**Soporte a huecos de baja y alta tensión,
respuesta durante fallas del sistema.**

Suporte a huecos de tensión

Adicionalmente a los requisitos mínimos de interconexión se debe establecer un requisito mas exigente, que es el soporte a huecos de tensión.

- Soporte a huecos de baja tensión (LVRT, Low Voltage Ride Through)
- Soporte a huecos de alta tensión (HVRT, High Voltage Ride Through)
- En caso que el voltaje se mantiene en los rangos inferiores y superiores no se permite que desconecten los generadores.
- En el caso que el voltaje es fuera de los rangos, el generador puede desconectarse.



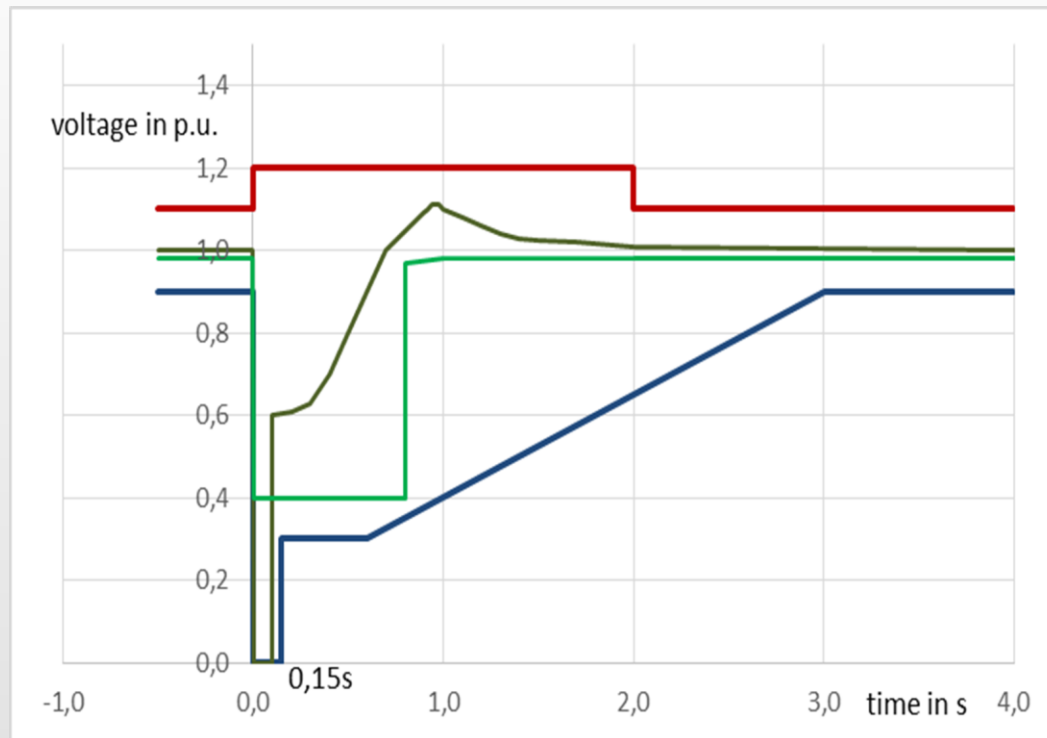
Consideración para los requisitos LVRT y HVRT

El requisito LVRT debe considerar:

- Fallas a diferentes niveles de tensión (con diferentes huecos de tensión y diferentes duraciones de una falla en el sistema)
- Recuperación lenta del voltaje.

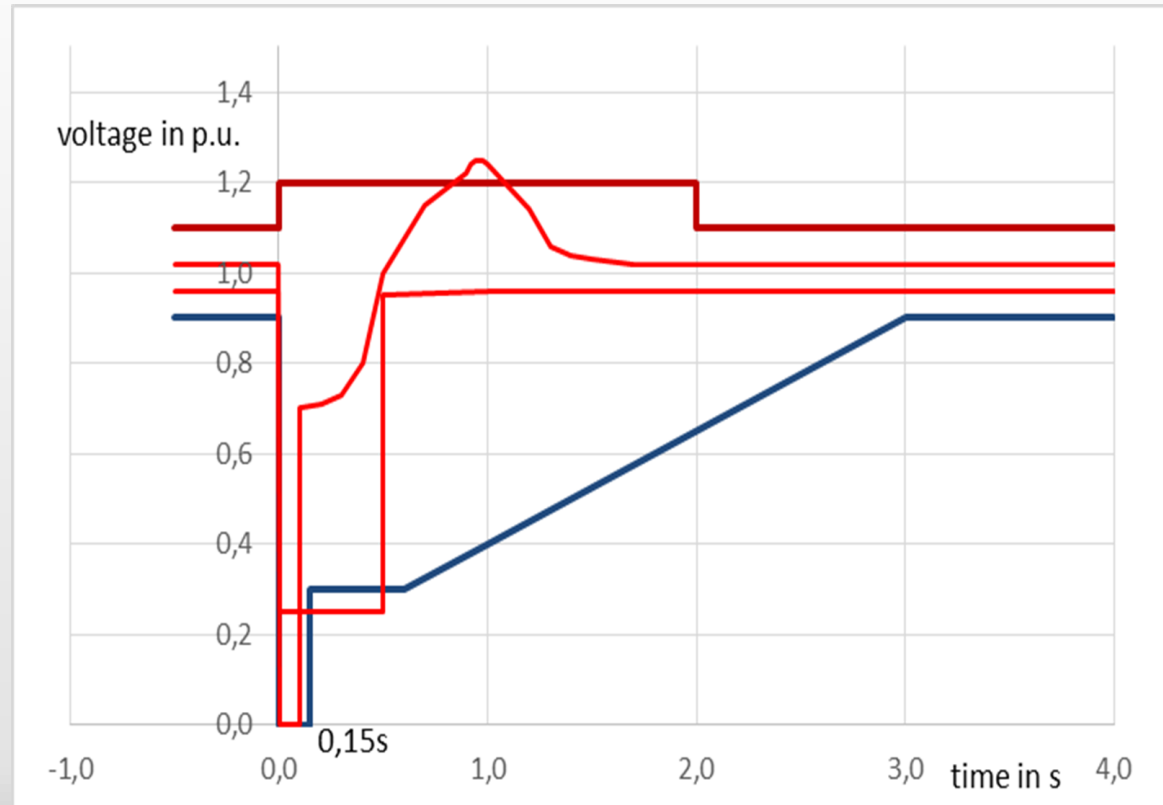
El requisito HVRT debe considerar:

- Máximo sobrevoltaje después de una falla
- Recuperación de la potencia activa de una planta eólica.



Ejemplos LVRT y HVRT

Un ejemplo cuando la desconexión esta permitida.



Muchas gracias



Marko Obert

marko.obert@moellerpoeller.de

Moeller & Poeller Engineering GmbH (M.P.E.)

<http://www.moellerpoeller.de>



**ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.**



Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS





LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS

PV STORAGE PERSPECTIVE TO FLEXIBILIZE THE ELECTRICAL SYSTEM

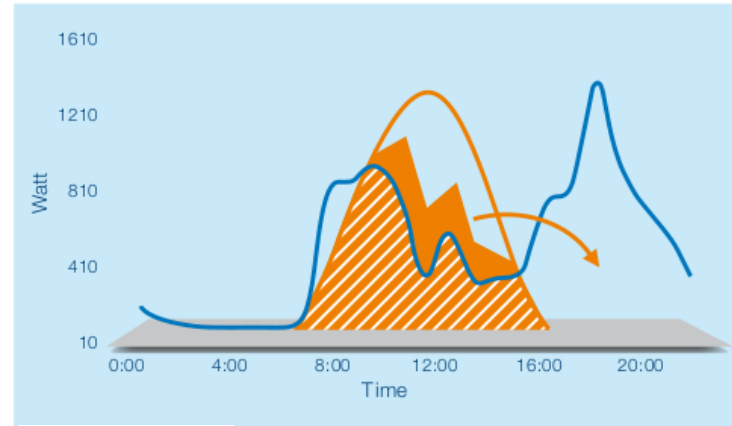
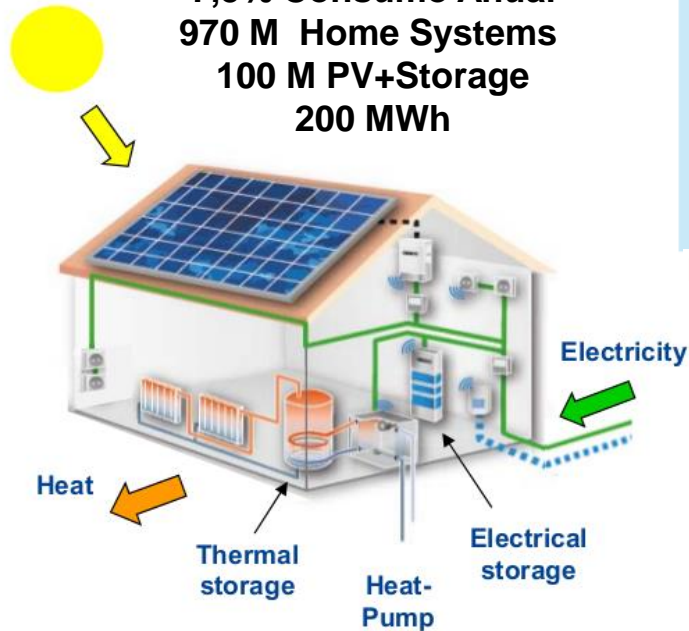


Alberto Ríos Villacorta
a.rios@uta.edu.ec

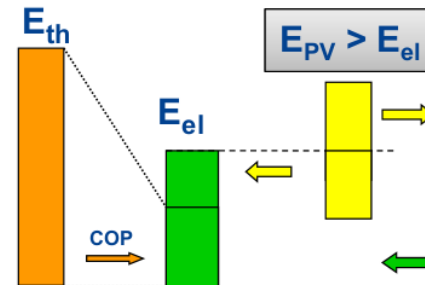


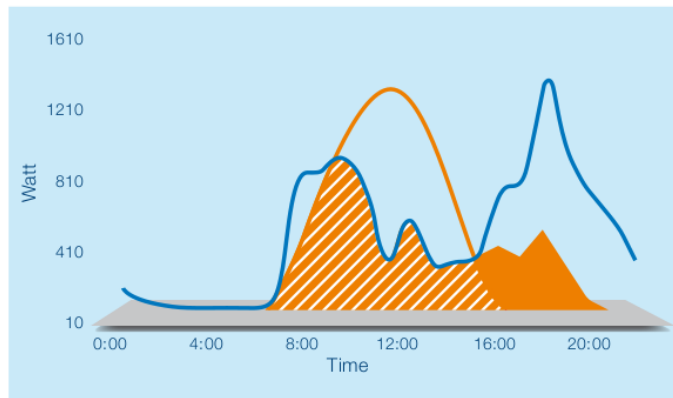
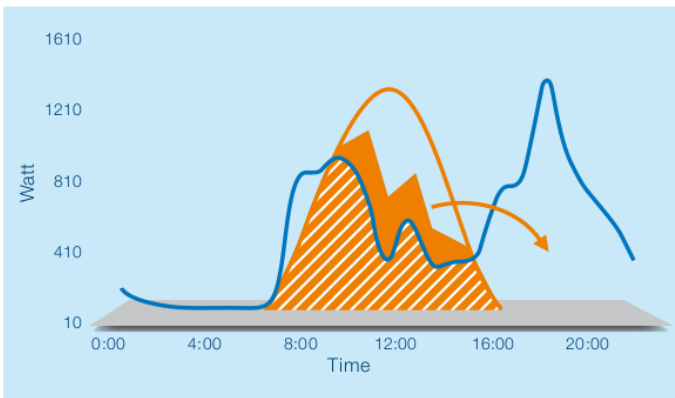
SOLAR PV HOME STORAGE – OWN POWER PLANT THE GERMANY EXPERIENCE

1,7 MM PV Systems
44 GW
44.000 GWh
7,5% Consumo Anual
970 M Home Systems
100 M PV+Storage
200 MWh



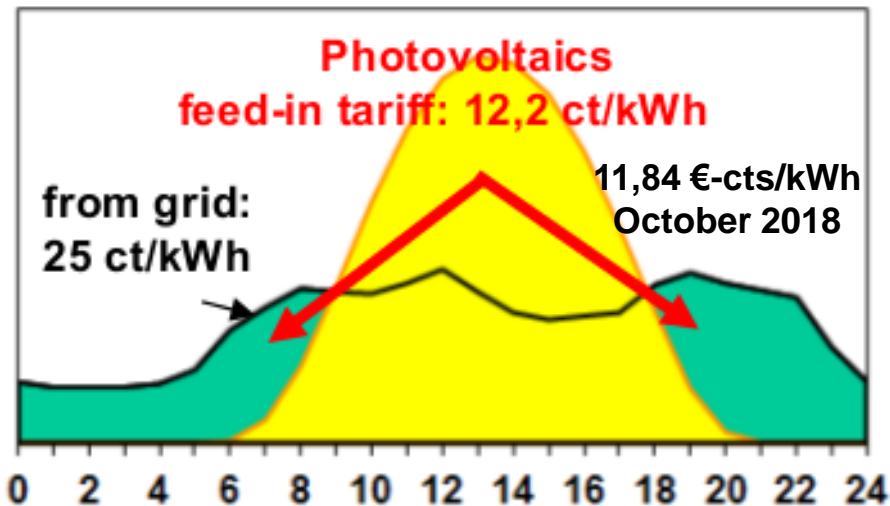
Battery
 Energy consumption
 Self-consumption
 Photovoltaic energy



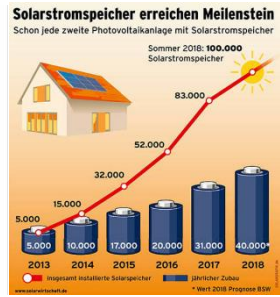
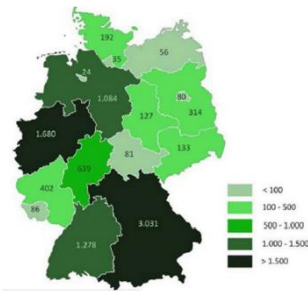


— Energy consumption
 — Photovoltaic energy
 Self-consumption
 Battery

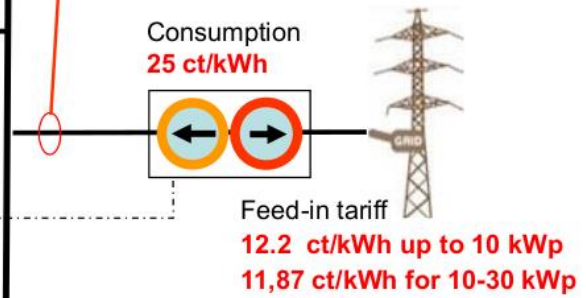
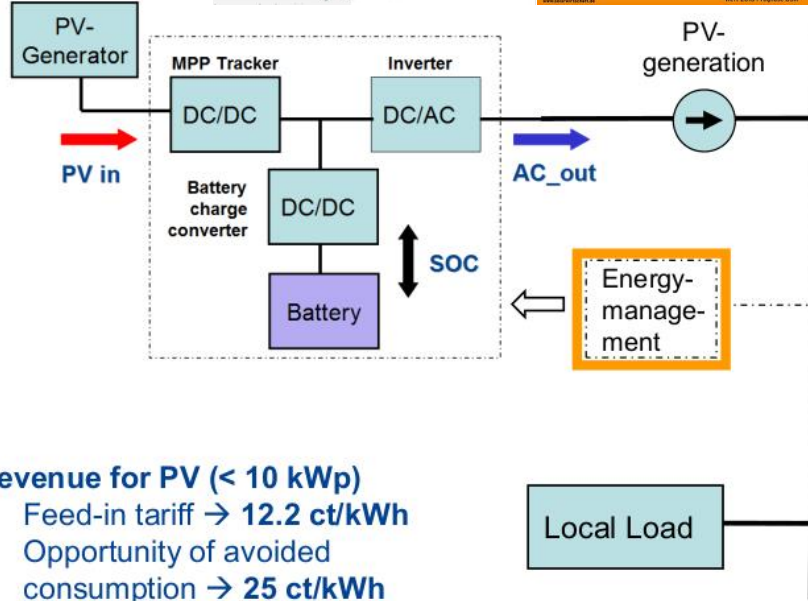
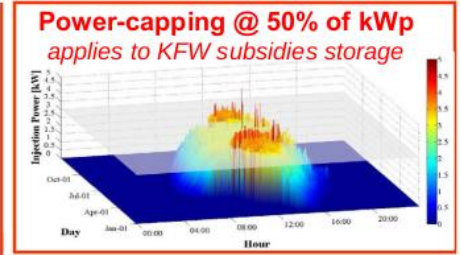
500 €/kWp
100 M PV+Storage
Prices 2013-2018 -50%



Revenue



2 years – 200 M PV+Storage



Revenue for PV (< 10 kWp)

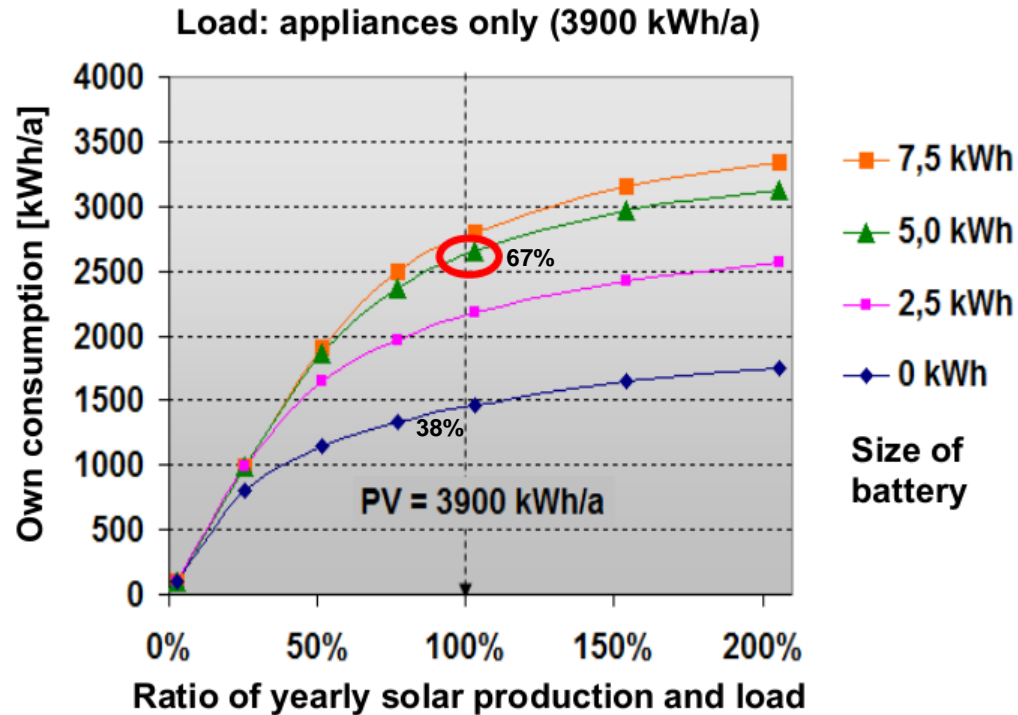
- Feed-in tariff → 12.2 ct/kWh
- Opportunity of avoided consumption → 25 ct/kWh

Revenue for Storage

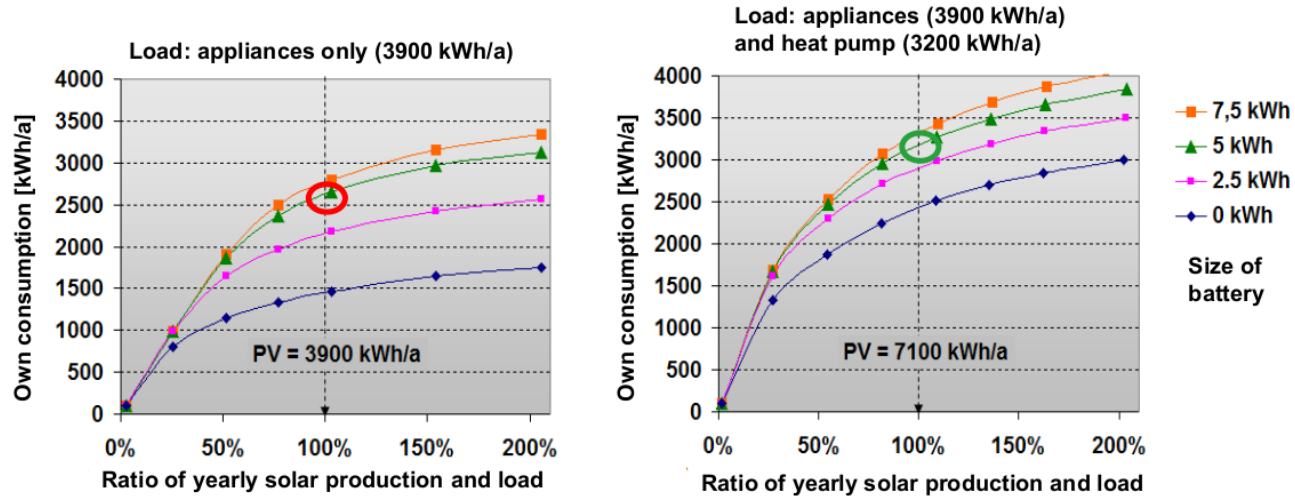
- Opportunity for increased self consumption
- → 25 – 12.2 = 12.8 ct/kWh for < 10 kWp
- → 25 - 12.2 - 2.8 = 10.0 ct/kWh for > 10 kWp

- Own Consumption
- < 10 kWp: free of charge if PV operator uses electricity
- > 10 kWp: 40% of EEG-surcharge = 2,8 ct/kWh (Q1 2018)

LEVEL OF AUTARKY



LEVEL OF AUTARKY

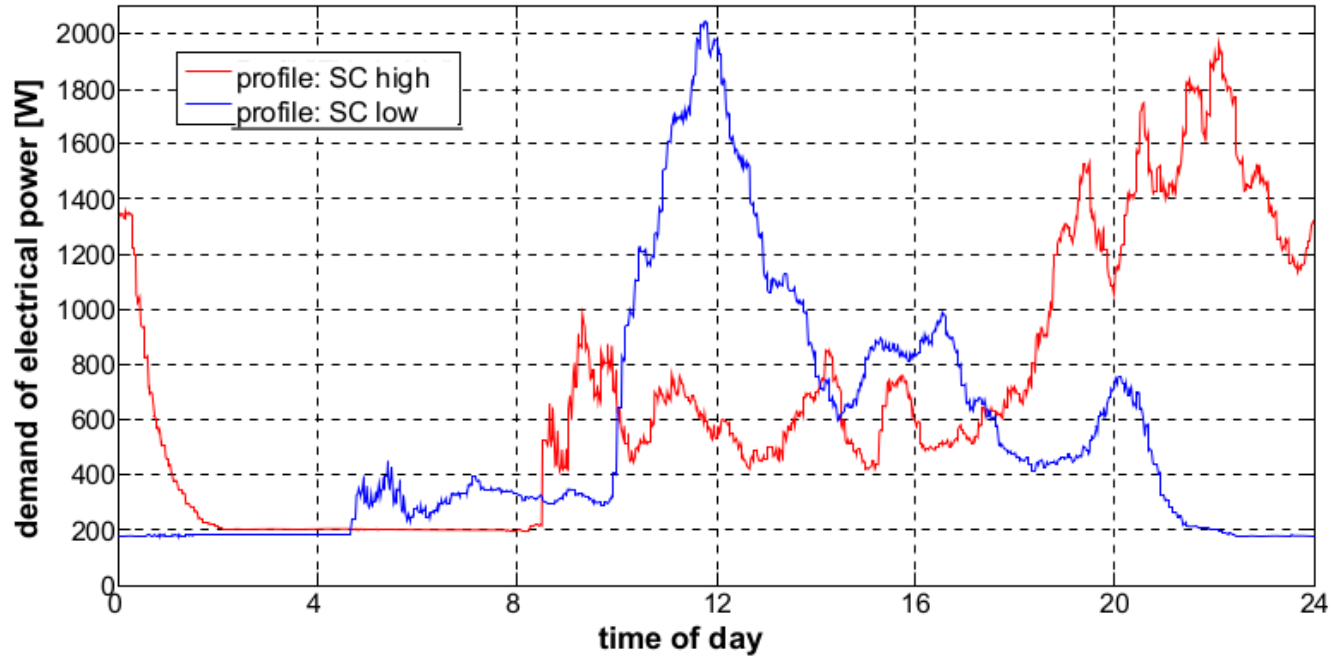


6 kWh

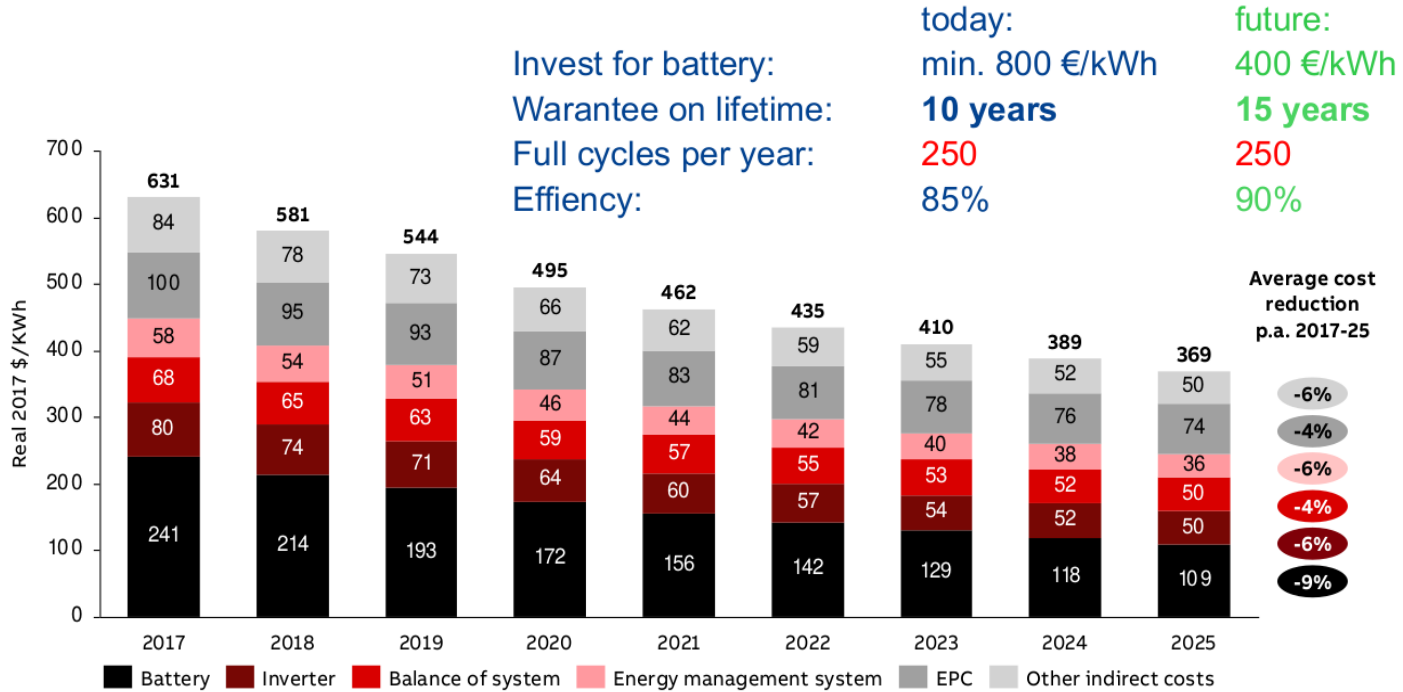


103 42 kWh

LEVEL OF AUTARKY



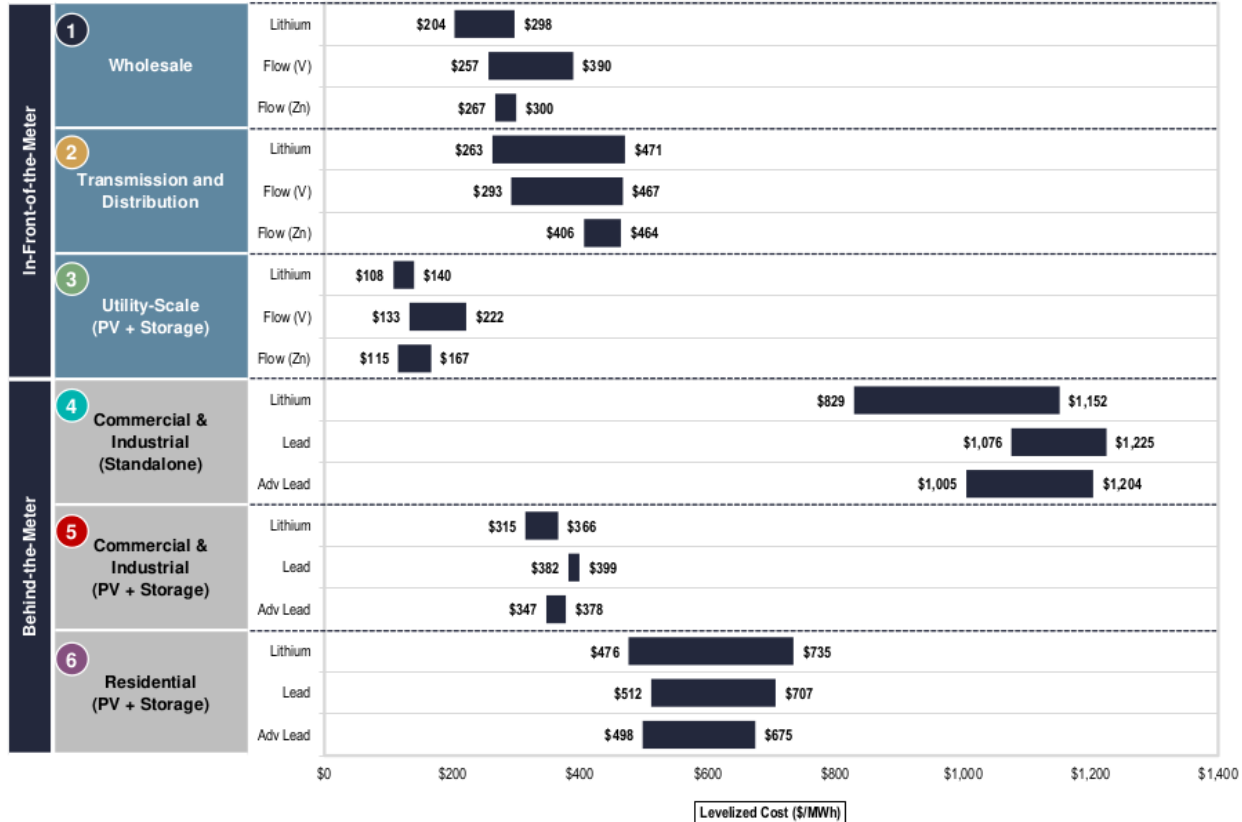
STORAGE SYSTEM COST REDUCTION



Today (minimum): $800 \text{ €/kWh} / (10 \text{ Jahre} \times 250 \text{ cycles} \times 85\%) = 38 \text{ ct/kWh}$

future: $400 \text{ €/kWh} / (15 \text{ Jahre} \times 250 \text{ cycles} \times 90\%) = 12 \text{ ct/kWh}$

STORAGE SYSTEM COST REDUCTION



PV STORAGE SUBSIDY



FROM TODAY

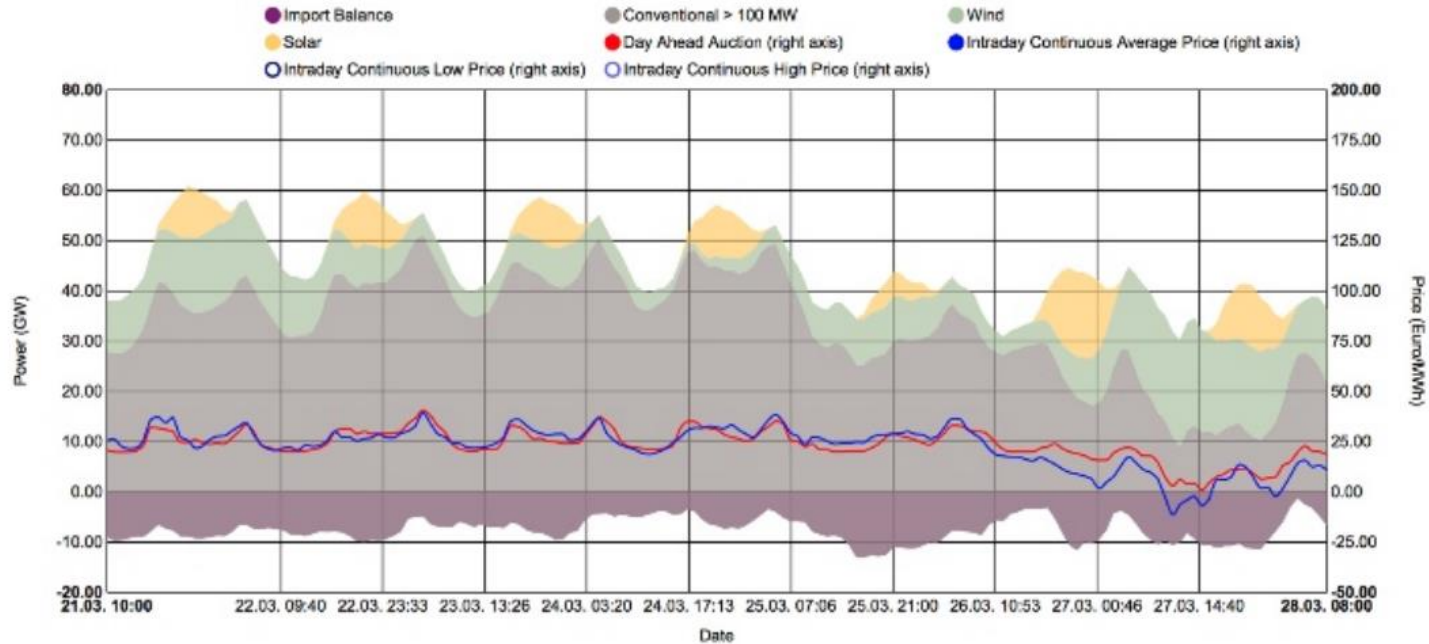
Receive up to **\$6,000** towards a solar battery system

HomeBatteryScheme.sa.gov.au

 Home Battery Scheme

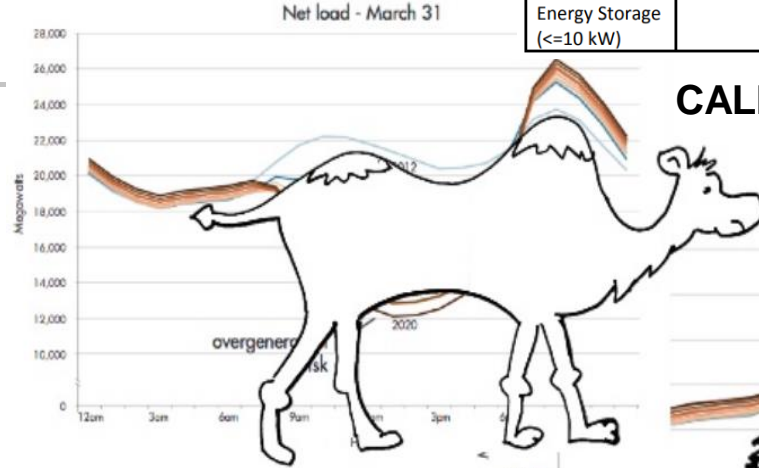
The image shows a modern house with a grey corrugated metal roof. A large array of blue solar panels is mounted on the roof. A white battery storage unit is visible on the ground in front of the house. The house has a white exterior and a dark brown door. The sky is clear blue.

PV HIGH LEVEL PENETRATION

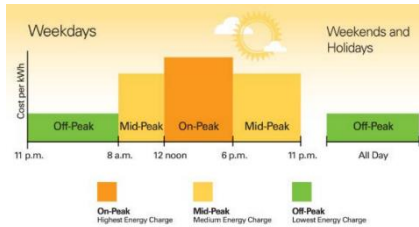
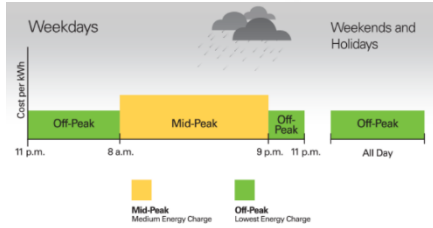
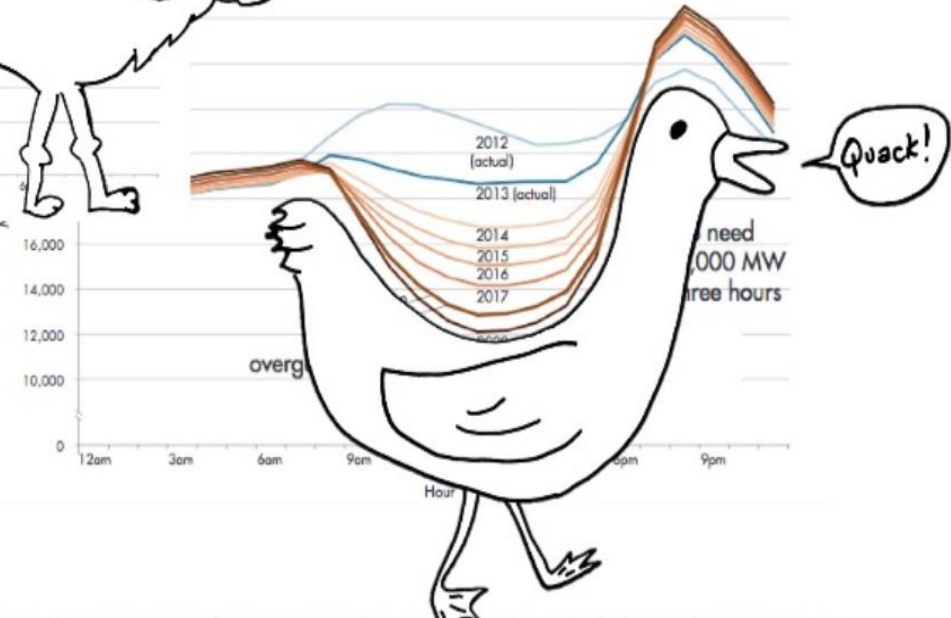


	Step 1	Step 2	Step 3	Step 4	Step 5
Large Scale Energy Storage (>10kW)	\$0.50/Wh	\$0.45/Wh	\$0.40/Wh	\$0.35/ Wh	\$0.30/ Wh
Small Scale Energy Storage (<=10 kW)	\$0.60/ Wh	\$0.55 /Wh	\$0.50/ Wh	\$0.45/Wh	\$0.40/Wh

CALIFORNIA TARGET 2020: 1,325 GW



Net load - March 31



HAWAII STORAGE EXPERIENCE

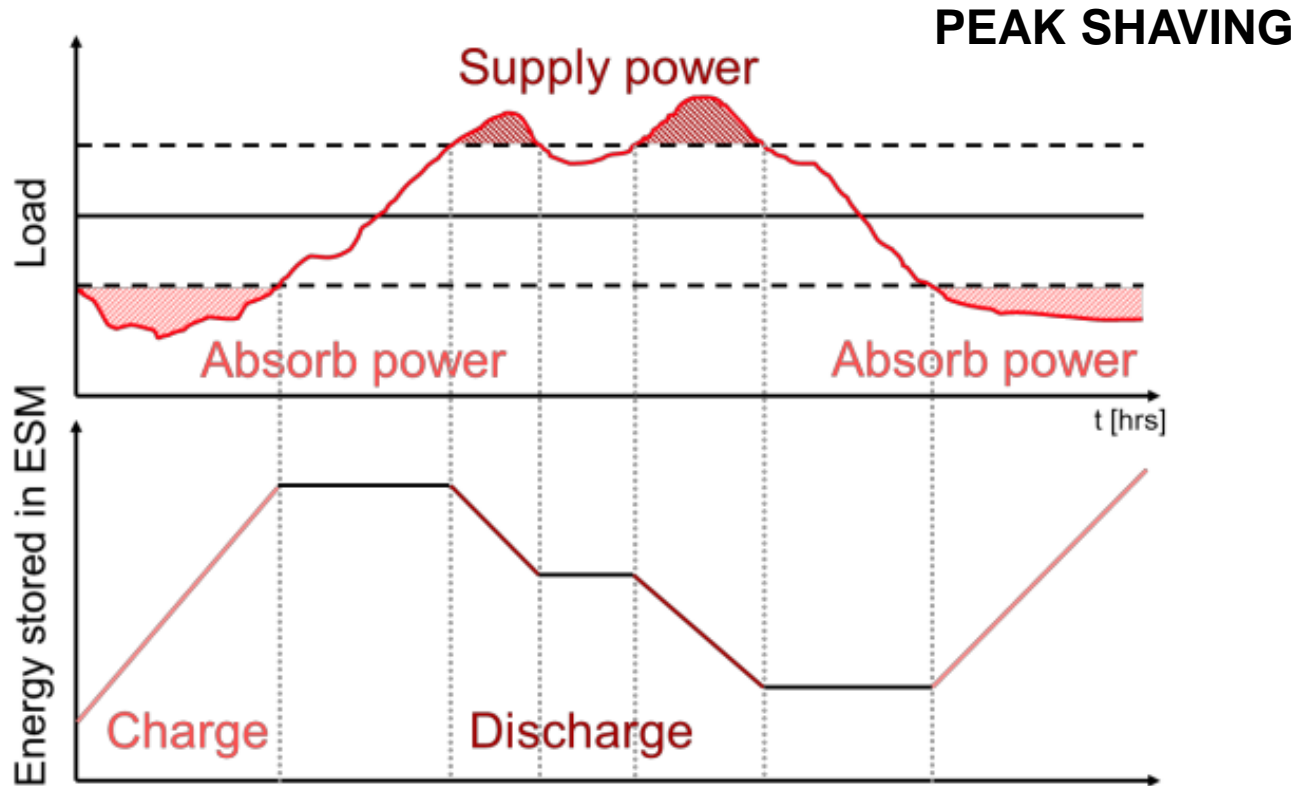
28 MW PV + 20 MW/100 MWh – 110 \$/MWh

100 MW PV + 30 MW/120 MWh – 45 \$/MWh

Project name	Island	Developer	Size	Storage	Cost per KWh
Waikoloa Solar	Hawaii	AES	30 MW	120 MWh	\$0.08
Hale Kuawehi	Hawaii	Innergex	30 MW	120 MWh	\$0.09
Kuihelani Solar	Maui	AES	60 MW	240 MWh	\$0.08
Paeahu Solar	Maui	Innergex	15 MW	60 MWh	\$0.12
Hoohana	Oahu	174 Power Global	52 MW	208 MWh	\$0.10
Mililani I Solar	Oahu	Clearway	39 MW	156 MWh	\$0.09
Waiawa Solar	Oahu	Clearway	36 MW	144 MWh	\$0.10

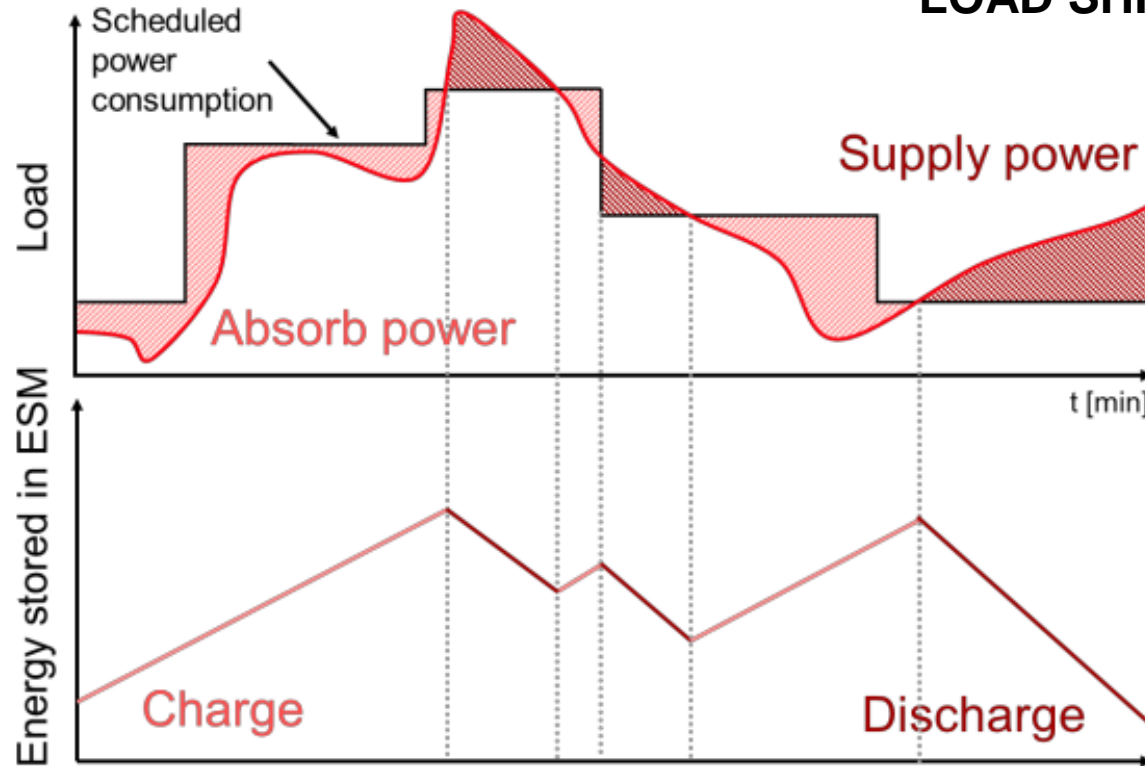


BALANCING SYSTEM



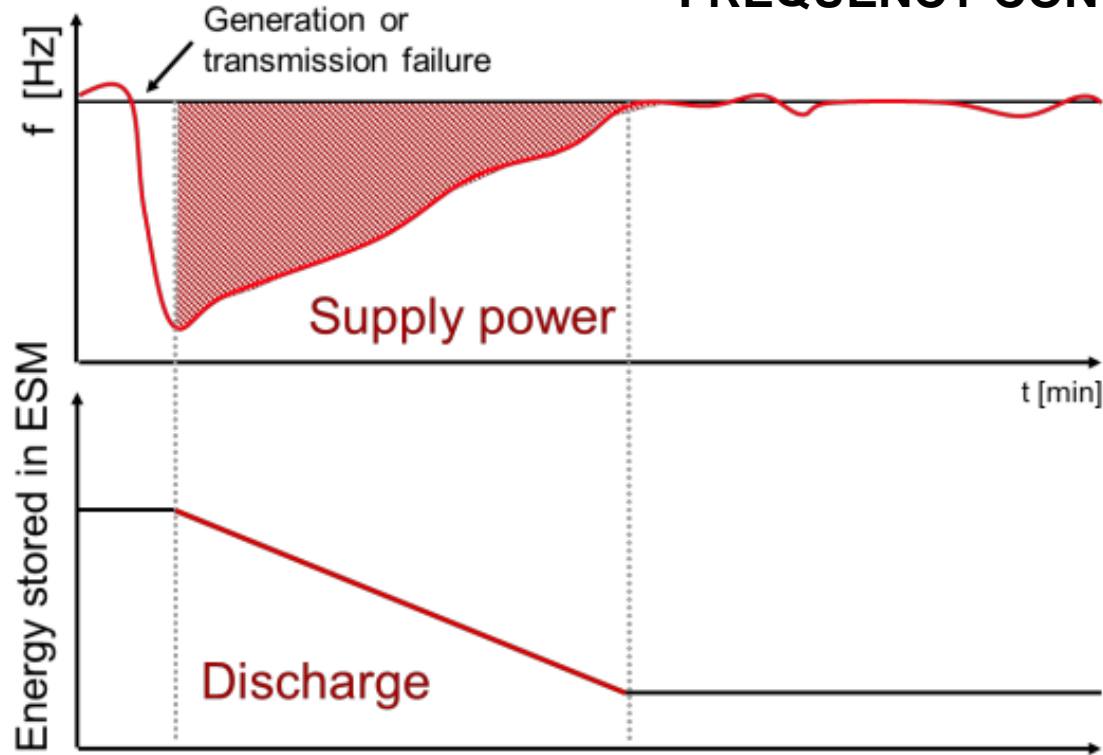
BALANCING SYSTEM

LOAD SHIFTING



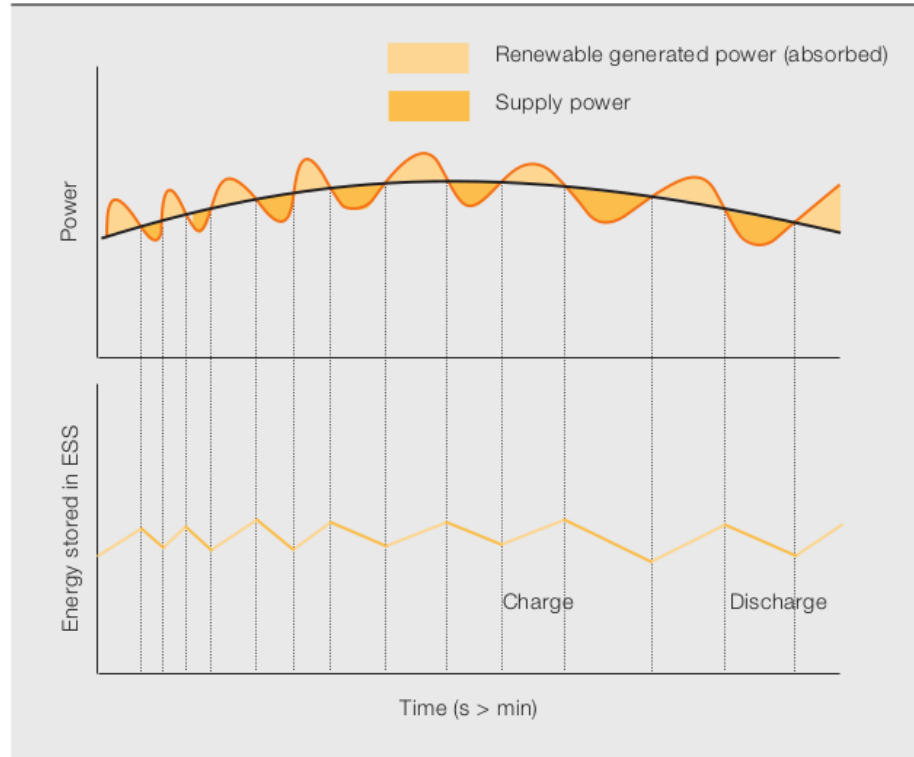
BALANCING SYSTEM

FREQUENCY CONTROL



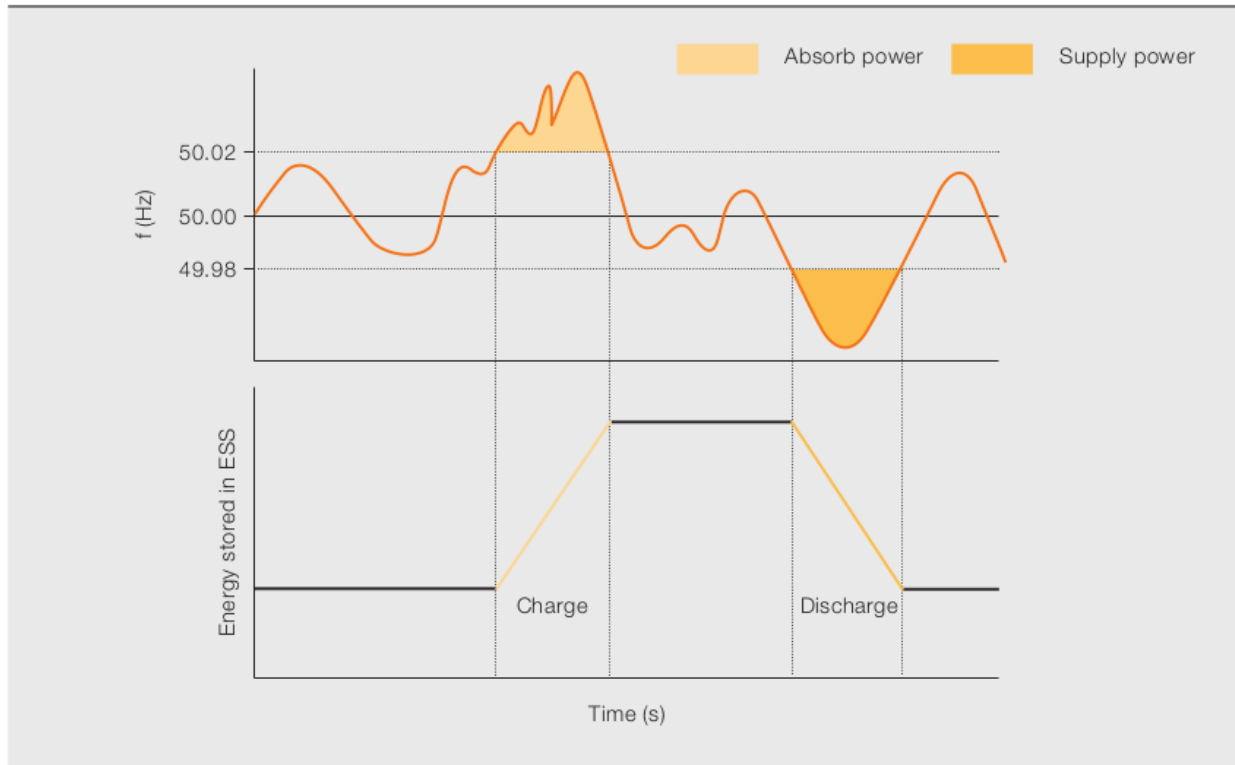
BALANCING SYSTEM

2 Capacity firming mode

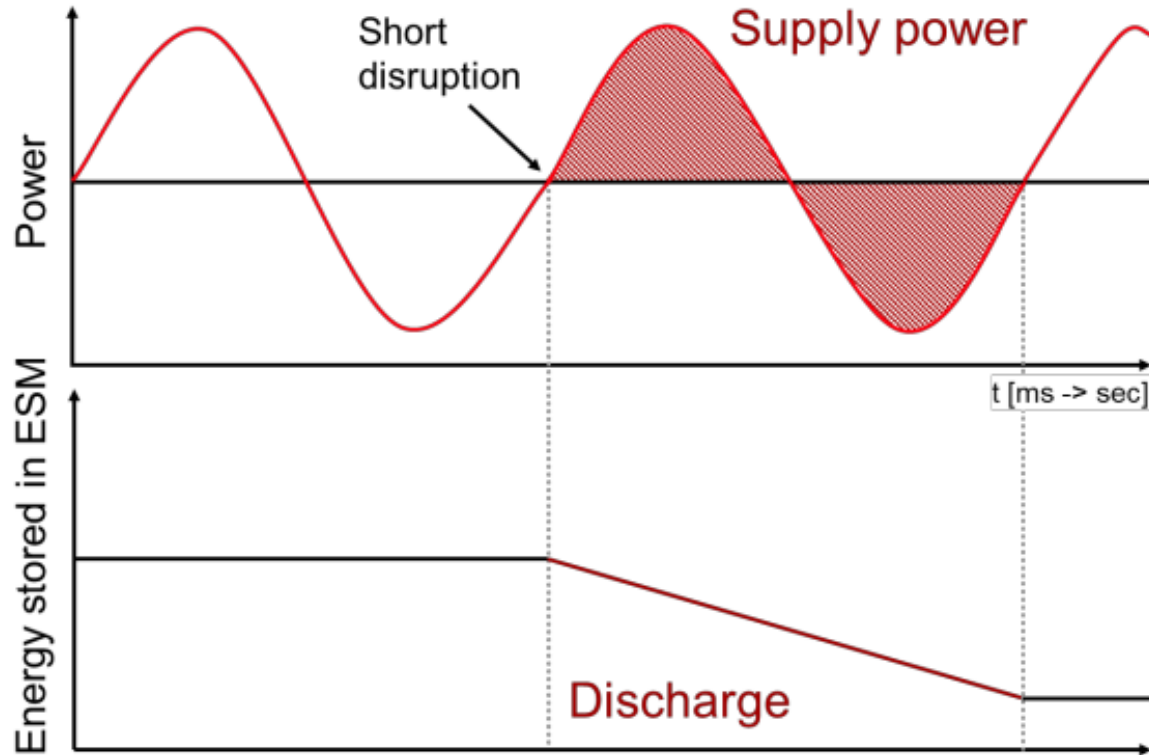


BALANCING SYSTEM

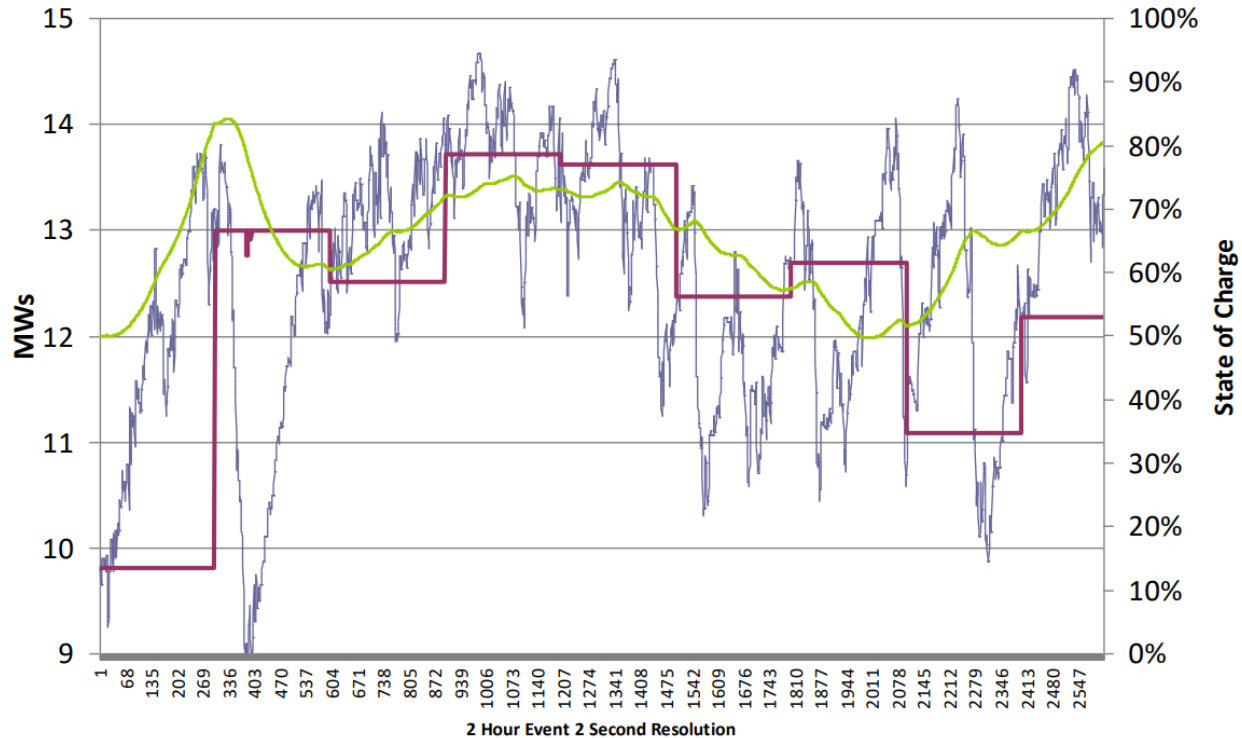
1 Frequency regulation mode



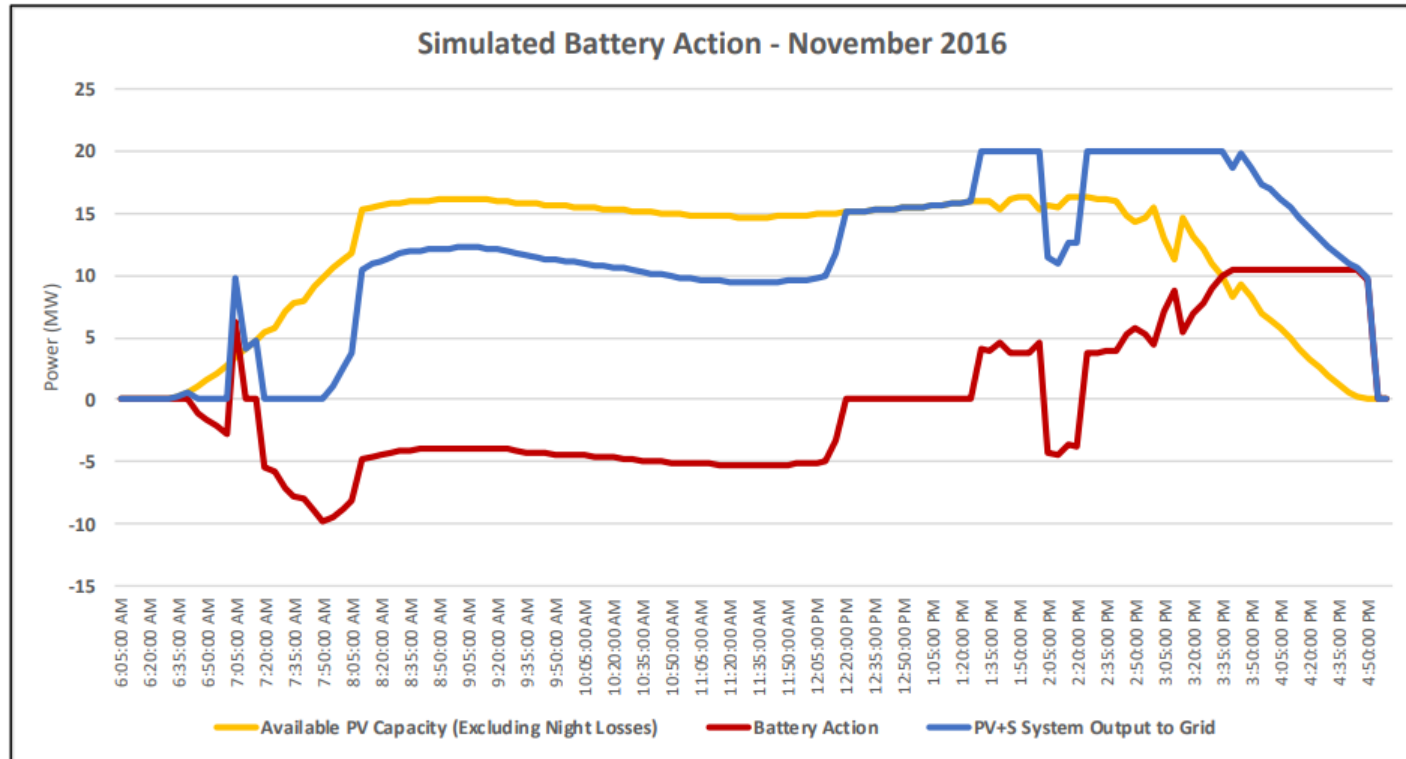
BALANCING SYSTEM



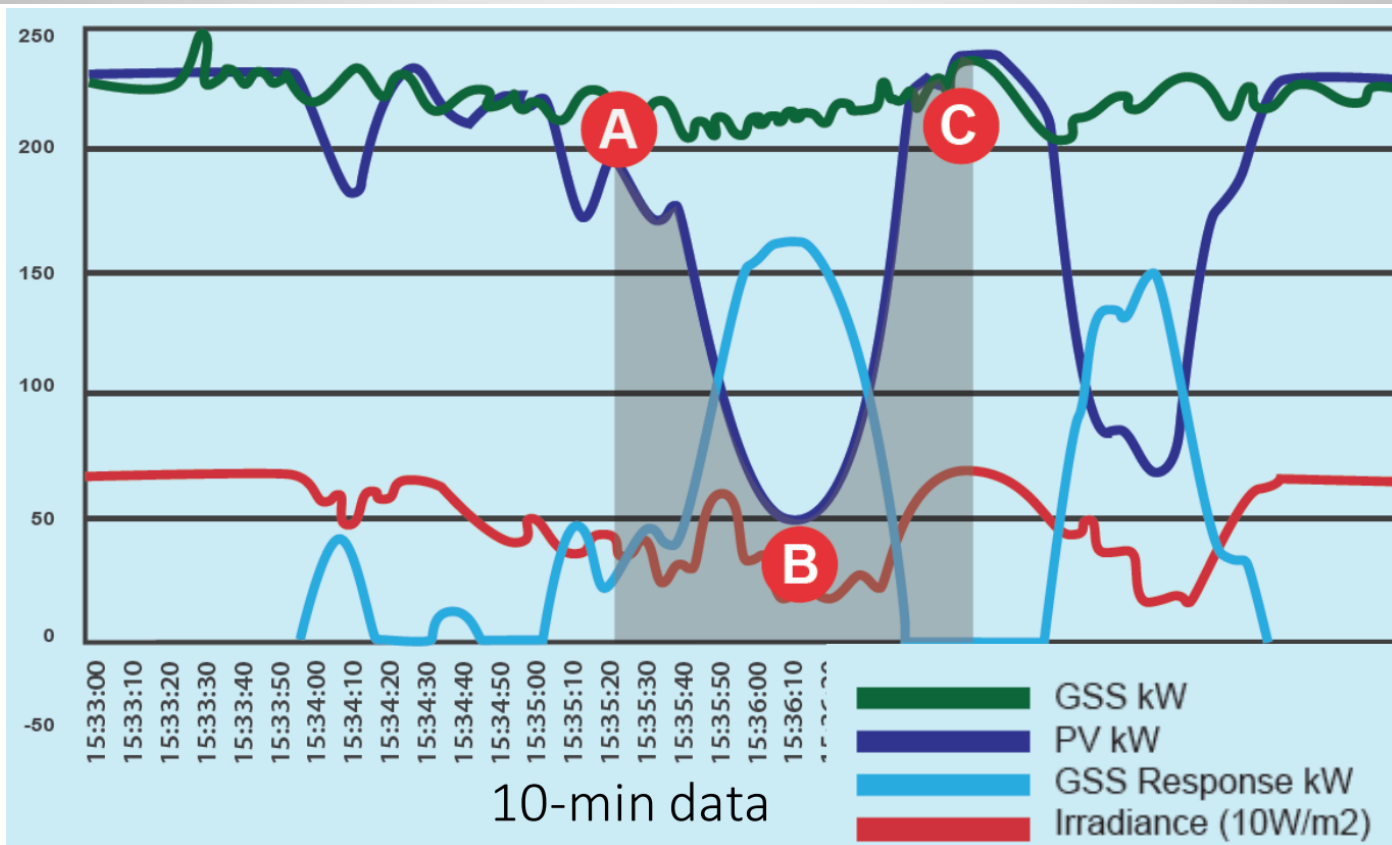
BALANCING SYSTEM

















BALANCING SYSTEM



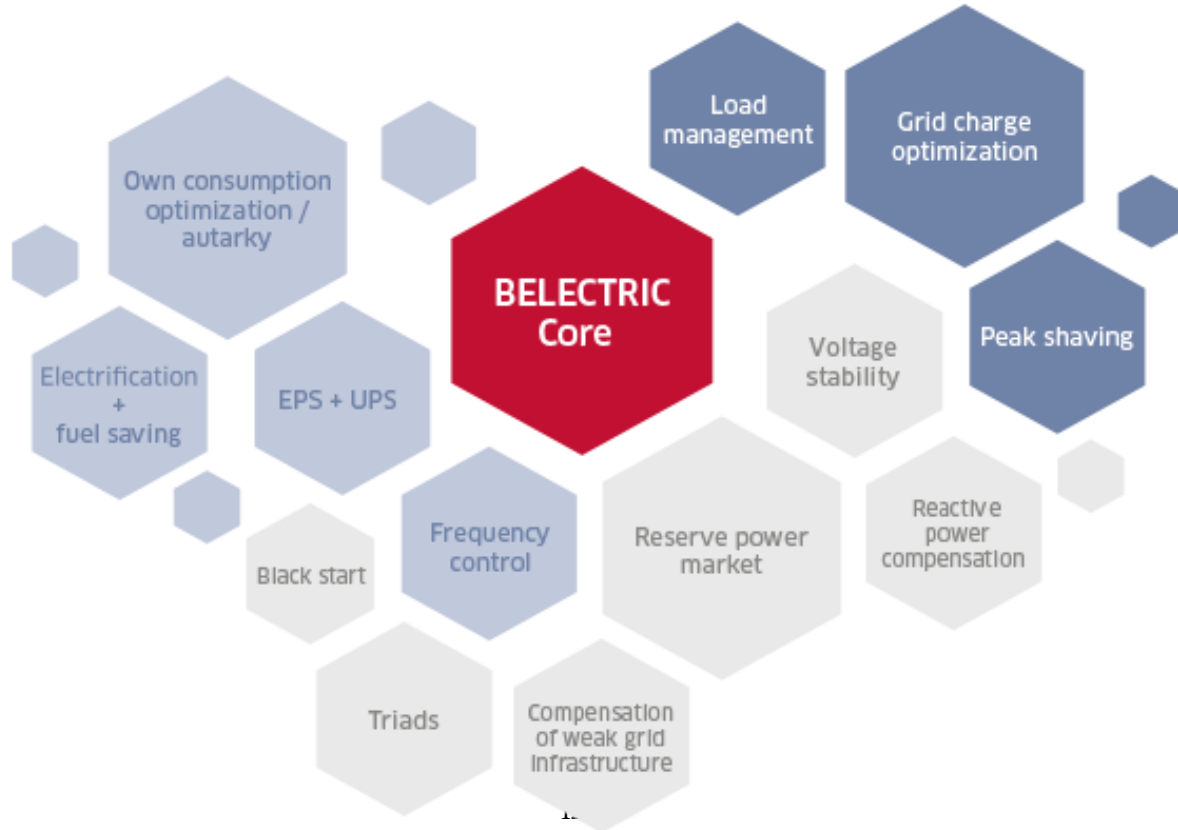
GRID STABILITY

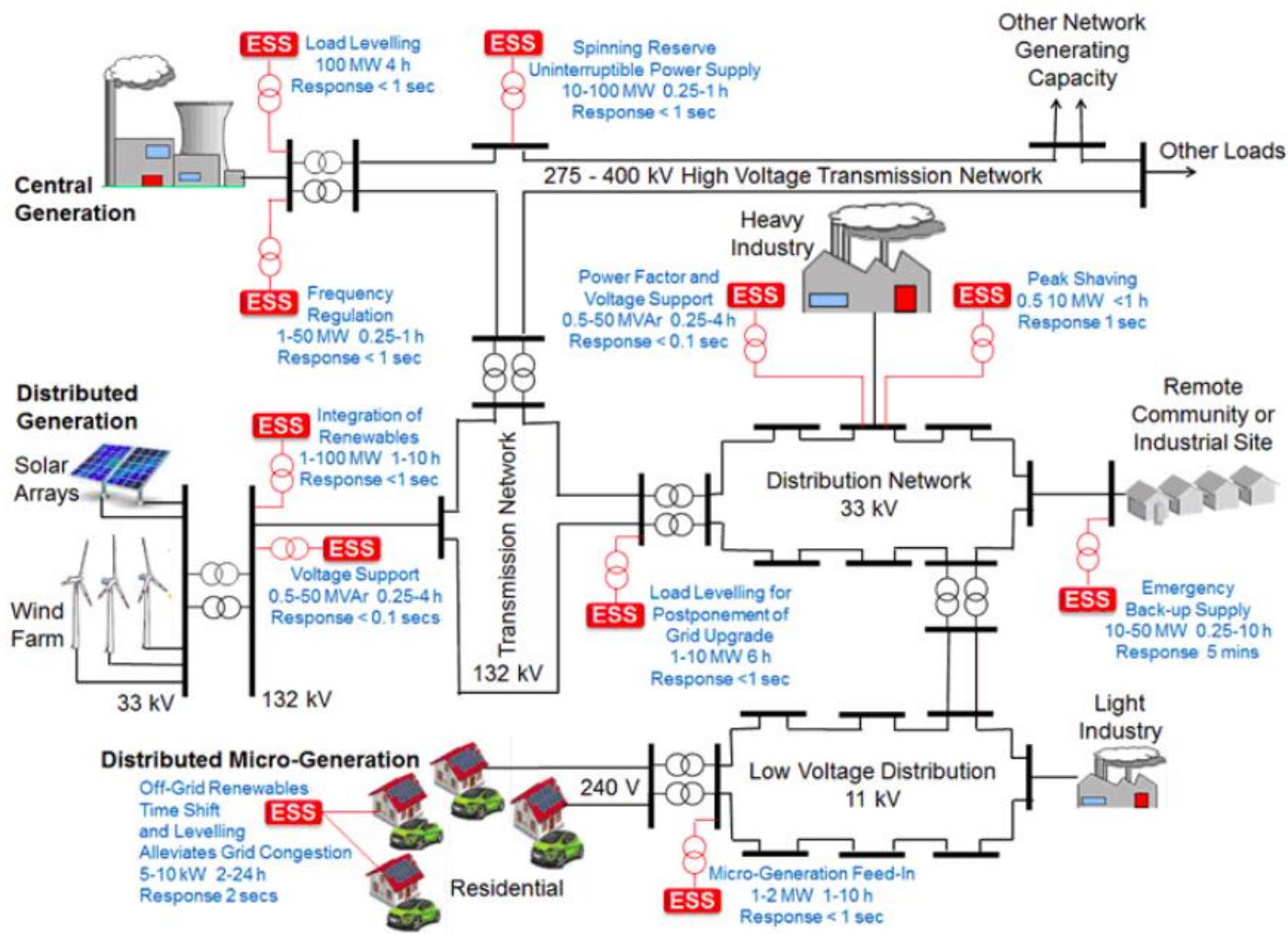


THE VALUE OF STORAGE

Utilities 	Grid Operators 	Commercial Consumers 	Residential Consumers 
 Increase renewable integration	 Balance electricity supply and demand	 Keep critical equipment online during power disruptions	 Reliable backup power during severe weather and other blackouts
 Reduce dependence on fossil-fuel peaker plants	 Improve power quality and reliability	 Reduce utility bills and generate revenue	 Reduce utility bills and generate revenue
 Reduce operating expenses	 Avoid costly system upgrades		

STORAGE CHALLENGE







LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS

PV STORAGE PERSPECTIVE TO FLEXIBILIZE THE ELECTRICAL SYSTEM



Alberto Ríos Villacorta
a.rios@uta.edu.ec

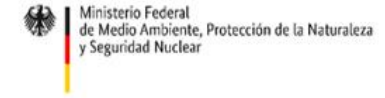




ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS





Taller "Operación Mercado eléctrico mayorista dominicano: desafíos y perspectivas"

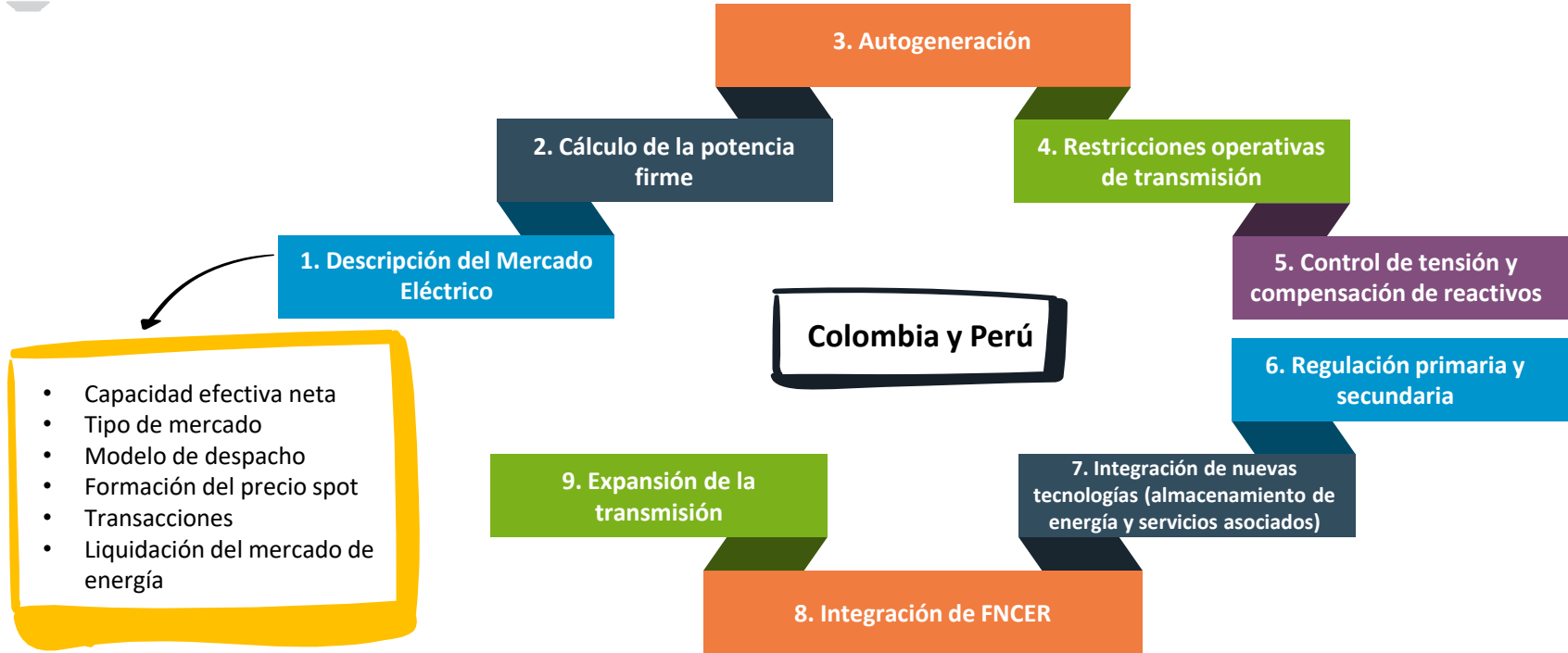
Enfoque Colombia - Perú

28 de marzo de 2019





Contenido



Descripción del Mercado Eléctrico

Colombia

Perú

Tipos de mercado

Corto plazo
Largo Plazo
Mercado de confiabilidad

Corto plazo o spot
Largo Plazo
Mercado de Potencia

Modelo de despacho

Modelo marginal basado en ofertas de precios

Modelo de despacho basado en costos marginales nodales.

Formación del precio Spot

Los precios son determinados mediante una subasta de precios de oferta de los generadores, considerando un modelo uninodal (despacho ideal), es decir, sin considerar las restricciones de la red. La asignación se hace por orden de mérito.

El precio spot se establece para intervalos de 30 minutos considerando el costo variable de las unidades de generación.

Transacciones

Energía a Corto Plazo valorada al Precio spot horario obtenido de la subasta diaria
Energía a Largo Plazo valorada a precio de PPA libremente acordado entre las partes
Cargos de Confiabilidad (CXC) valorados a precio de CERE obtenido de la subasta de CXC.

Energía a corto plazo valorada al costo marginal.
Energía pactada en contratos sin licitación se valoran a Precios de Barra (artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados)).
Energía pactada en contratos con licitación se valoran a un precio máximo de reserva fijado por el OSINERGMIN, con plazos de suministro así: CP Lo define OSINERGMIN, MP hasta 5 años, LP hasta 20 años.
Energía pactada en contrato de largo plazo para usuarios libres a precio pactado ente las partes.

Liquidación de mercado spot

La diferencia que resulta de la comparación de las cantidades de energía comercializadas cada hora en contratos con la energía generada o demandada es vendida o comprada en la bolsa

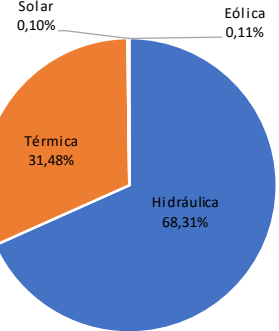
En este mercado se liquidan las transacciones mayoristas de Potencia y Energía.
Mensualmente, el COES liquida las inyecciones reales de los generadores y los retiros realizados por sus clientes para establecer los saldos deudores o acreedores de todos los participantes de este mercado.
Los contratos son de entrega física.

Liquidación de PPA

La liquidación de los contratos es hecha por las partes. Los contratos son acuerdos bilaterales de tipo financiero.

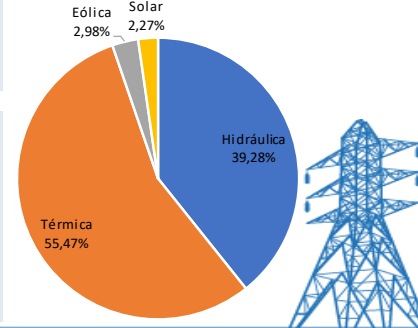
Demanda de energía Colombia 69121 GWh (2018)

(Marzo 2019 - 17325,59 MW)



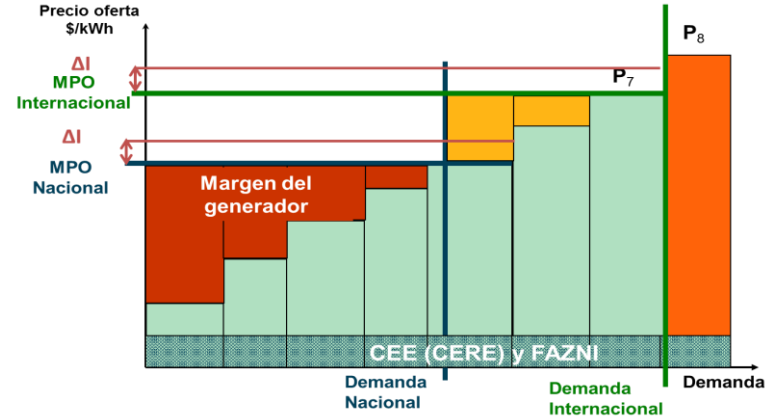
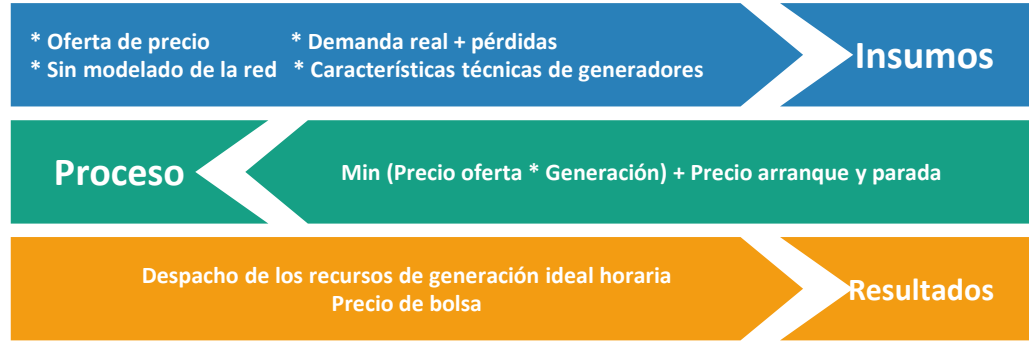
Demanda de energía Perú 50817 GWh (2018)

Capacidad Efectiva Neta Perú
(Diciembre 2018 - 12581,40 MW)



Cálculo del Precio de Bolsa en Colombia

Despacho ideal → día t+1



$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{of_{it}} \times Q_{it}) + Par_{it}$$

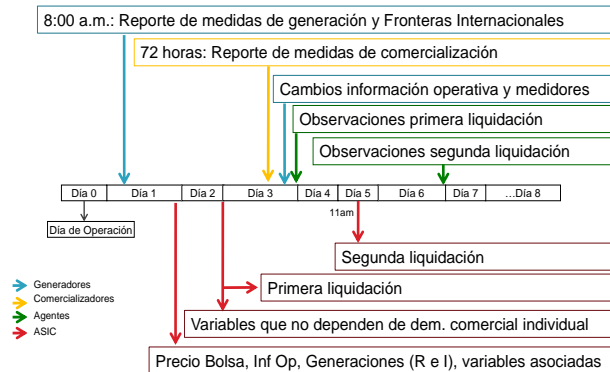
Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

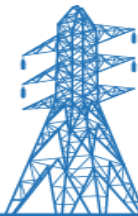
Características Técnicas

Restricciones Eléctricas y soporte de tensión

Restricciones Operativas



Las plantas **no despachadas centralmente** y las **plantas filo de agua**, son consideradas en la base para el cálculo del despacho ideal, con una disponibilidad igual a su generación real, es decir, estas plantas **son tomadoras de precios**.



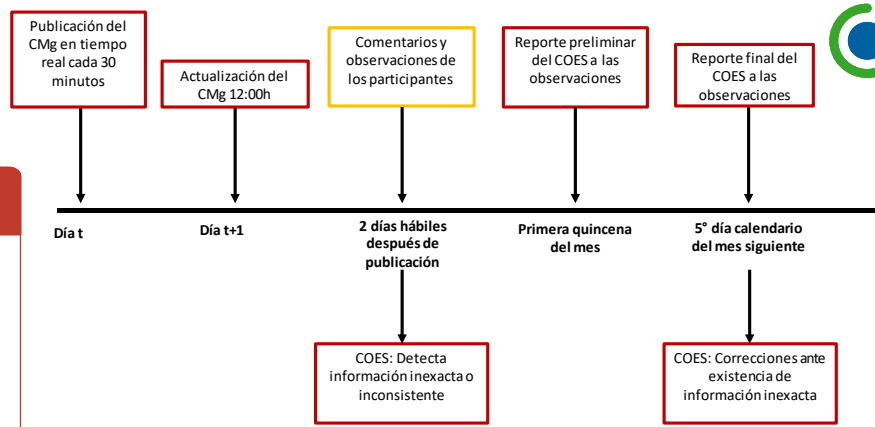
Cálculo del CMg en Perú

Periodicidad

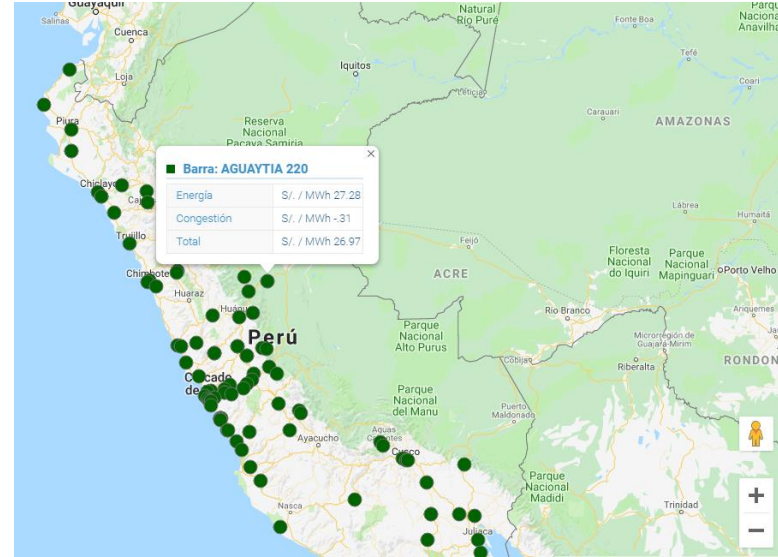
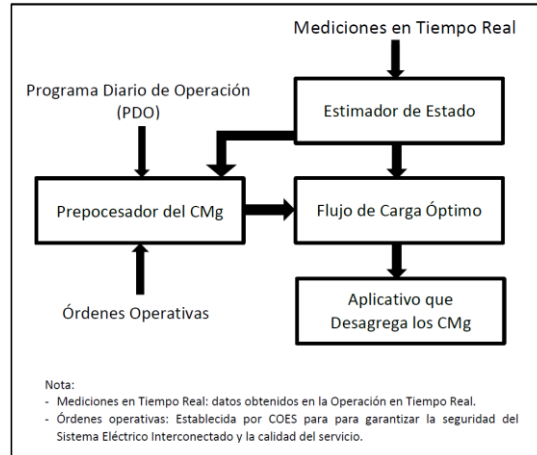
Los CMg en las Barras de Transferencias. Estos CMg de cada Intervalo CMG del día, serán publicados en tiempo real y actualizados a más tardar las 12:00 horas del día siguiente, en el portal de Internet del COES, de ser el caso.

Intervalo CMG

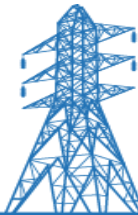
Periodo de treinta (30) minutos. Cada hora contiene dos Intervalos CMG, de los cuales el primero se inicia a los cero minutos y cero segundos de cada hora.



Proceso del Cálculo de los CMg



Fuente: PR-07 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO



Cálculo de la potencia firme

	COLOMBIA	PERÚ
HIDRÁULICA	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar la energía que una planta hidráulica puede producir durante periodos de sequía. Se simula para cada planta mínimo 20 años de historia Para efectos de simulación se asume que al inicio del primer año, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el 50% La energía firme anual corresponde a la menor energía mensual multiplicada por 12 	<ul style="list-style-type: none"> Maximizar la energía que una planta hidráulica puede producir durante periodos de sequía. Se simula para cada planta desde 1965 hasta un año antes del cálculo Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de los últimos 10 años La Energía Garantizada será igual a la suma de las energías garantizadas de los 6 meses más críticos
TÉRMICA	<p>La potencia firme de una unidad térmica se calcula con la siguiente fórmula, siempre y cuando demuestre que tiene el combustible:</p> $PFT = Peft(1 - FIF)$ <p>donde Peft: Potencia Efectiva en bornes de la unidad FIF: Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> La potencia firme de una unidad térmica se calcula con la siguiente fórmula: $PFT = Peft(1 - FIF)$ <p>donde Peft: Potencia Efectiva en bornes de la unidad FIF: Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad</p>
SOLAR	<ul style="list-style-type: none"> Es necesario contar con información de irradiación horizontal y temperatura ambiente, en una serie histórica igual o mayor a diez (10) años medida en el sitio de la planta con resolución horaria 	<ul style="list-style-type: none"> La Potencia Firme de Centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero.
EÓLICA	<ul style="list-style-type: none"> Es necesario contar con información de irradiación horizontal y temperatura ambiente, en una serie histórica igual o mayor a diez (10) años medida en el sitio de la planta con resolución diezminutal, dirección de viento y temperatura para un período mínimo de 12 meses continuos. 	<ul style="list-style-type: none"> La Potencia Firme de Centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero.

Reserva de Potencia

Una de las garantías de seguridad de la operación del sistema eléctrico del Perú es que en todo momento cuente con un margen de reserva de generación suficiente para cubrir la operación del sistema ante contingencias o condiciones operativas adversas del sistema.

Se denomina Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), y es fijado cada cuatro años.

En el último informe publicado por el COES que detalla el margen de reserva firme, con última fijación del 21 de febrero de 2017, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 027-2017-OS/CD, en la cual se fijó en el valor de 23,45%, para el periodo 01 de mayo de 2017 hasta el 30 de abril de 2021



Autogeneración

	MARCO LEGAL	DEFINICIÓN	SEGMENTACIÓN	VENTA DE EXCEDENTES
COLOMBIA	<ul style="list-style-type: none">Ley 1715 de 2014Resolución CREG 024/15Resolución CREG 030/18	<ul style="list-style-type: none">Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.	<ul style="list-style-type: none">Autogeneración a pequeña escala: Capacidad < 1 MW.Autogeneración a gran escala: Capacidad > 1 MW.	<ul style="list-style-type: none">Se pueden permutar los excedentes con el consumo.Puede entregar excedentes a la red y venderlos en el mercado.
PERÚ	<p>Ley N° 28832 (LDGE)</p> <p>D.L. N° 1221</p> <p>Proyecto de resolución ministerial 292-2018-MEM/DM</p>	<ul style="list-style-type: none">Instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.Los usuarios que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tiene derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución.	<ul style="list-style-type: none">Mediana Generación Distribuida ("MGD"): 200 kW hasta 10 MW.Microgeneración Distribuida ("MCD") hasta 200 kW	<ul style="list-style-type: none">Inyecciones de Excedentes.Autoconsumo del usuario regulado.Pagar los peajes y cargos tarifarios correspondientes.Excedentes considerados como crédito a favor del titular de la MCD



Restricciones operativas

Colombia

Criterios de confiabilidad

Análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1.

Generación de seguridad

Se programa la generación de seguridad necesaria para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Compensación económica

Precio de reconciliación positiva de plantas térmicas:
Suministro de combustible, transporte de combustible, otros costos variables, operación y mantenimiento y arranque y parada.

Precio de reconciliación positiva de plantas hidráulicas:
Precio de bolsa horario.

Perú

Criterio N-1 para un conjunto de equipos seleccionados por el COES.
Ponderados por la probabilidad de falla.

Se programa la operación de una o más Unidades de Generación por Seguridad, siempre que el costo previsto del escenario de la alternativa seleccionada sea menor al 90 % del costo esperado del escenario inicial.
Los agentes pueden solicitar generación de seguridad para su área operativa.

Costos de arranque – parada y de baja eficiencia en Rampas Incremento y Disminución de Generación.
Costo de mantenimiento por arranque – parada.
El costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación
Costos Variables de Unidades de Generación no cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo



Control de tensión y compensación de reactivos

Colombia

El código de redes (Res CREG 025 de 1995) define las acciones para el control de voltaje. Este servicio es obligatorio y no tiene remuneración.

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La prueba de potencia reactiva se debe realizar anualmente.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

En el Estado Normal, la tensión de las barras de 110 kV y 220 kV se mantiene dentro de $\pm 10\%$ de su tensión de operación

Perú

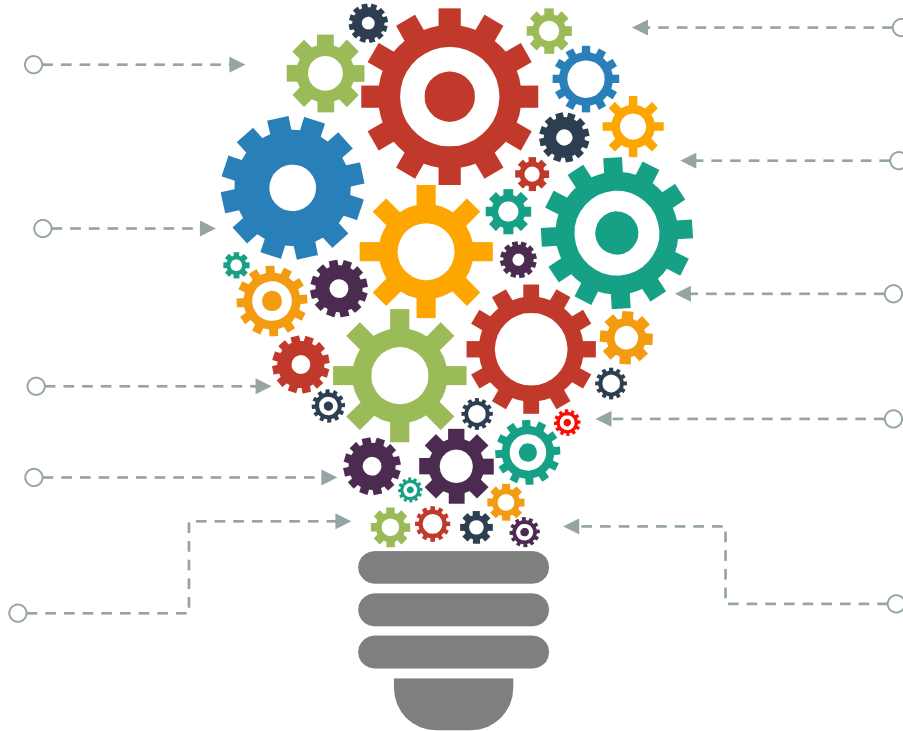
Todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución y de clientes libres serán regulados directamente por sus titulares, para lo cual deberán instalar los equipos necesarios.

Los Integrantes del Sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador hasta los límites de capacidad de sus equipos. Los generadores que generen reactiva por fuera de la banda definida serán remunerados con un precio regulado (entrega 0,95 absorción 0,99)

En el Estado Normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro de $\pm 2,5\%$ de su tensión de operación

El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de generación para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta sea inferior al 97,5% de su tensión de operación. También puede disponer el rechazo manual de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operen con tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.



Regulación primaria y secundaria

Colombia

Regulación primaria

Es la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia, lista para responder en un lapso de 0 a 10 segundos.

En Colombia, Todas las plantas del sistema están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre.

Las plantas del sistema deben garantizar su valor de estatismo.

Se debe efectuar la prueba de estatismo con una periodicidad mínima de 2 años.



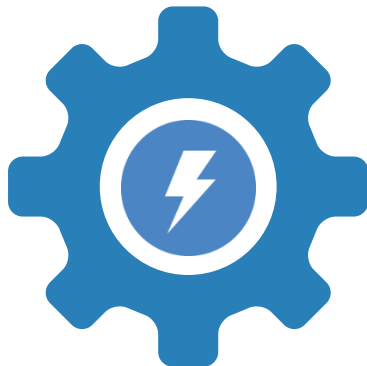
Regulación secundaria

El AGC (Control Automático de Generación) es el ajuste automático que realizan los generadores para preservar el equilibrio entre generación y demanda.

Todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a su generación programada en cada hora.

Asignada sólo a recursos elegibles.

Se realiza un despacho de AGC por mérito.



Fuente: Resolución CREG 025 de 1995
Resolución CREG 064 de 2000

Perú

Regulación primaria

La RPF se realiza en forma automática a través del regulador de velocidad. Dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. Quedan exoneradas de esta obligación, las centrales con RER cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.



Regulación secundaria (RS)

Se realiza con el AGC, se controla el ACE del SEIN y de las conexiones internacionales.

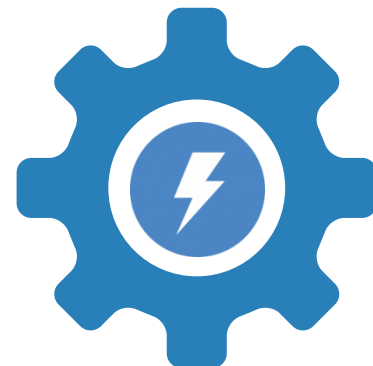
Es un servicio voluntario

La reserva Base se asigna mediante una subasta por un período de 3 años. Se remunera la disponibilidad independiente que se use o no

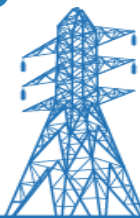
La reserva de ajuste se asigna diariamente mediante ofertas diarias con un valor máximo regulado.

Es prestada por unidades de generación calificadas para tal efecto.

La asignación se basa en un procedimiento de asignación conjunta PDO con la Reserva para RS (asignación energía-potencia) haciendo uso de información de oferta de precio presentada para cada grupo de generación.



Fuente: PR-21: Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia
PR-22: Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia



Integración de nuevas tecnologías (almacenamiento de energía y servicios asociados)

Colombia

Proyecto de resolución para la instalación de sistemas SAEB (Res CREG 127 de 2018)

Mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía. La UPME deberá identificar la necesidad de instalar el sistema SAEB y la incluirá en el plan de expansión.

El agente pueden manifestar interés de construir el SAEB en la subestación que opera.

Se puede realizar un proceso de La remuneración será a través de Unidades Constructivas Especiales o con Ingreso Anual Esperado a los adjudicatarios de los procesos de selección.

Perú

Enel Generación Perú instalará el primer sistema a gran escala BESS de 14 MW que será incorporado a la central térmica Ventanilla.

Inversión aproximada de USD 9 millones.

Entra en operación en el segundo semestre de 2019.

Primer proyecto de este tipo en Perú.

Podrá activarse y mejorar en segundos la Regulación de Frecuencia Primaria

El proyecto BESS Ventanilla cuenta con la aprobación del Estudio de Pre Operatividad del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES), así como con un Informe Técnico Sustentatorio aprobado por SENACE, del Ministerio del Ambiente,



Integración de FNCER en Colombia

Control de Frecuencia

- Contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya banda muerta ajustable y estatismo permanente variable.
- Tiempo de respuesta inicial 2 seg y tiempo de establecimiento 15 seg.
- Aporte del 3% de capacidad efectiva neta (CEN).

Respuesta rápida en frecuencia

- Para las plantas eólicas, contar con la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida.
- Se puede prestar el servicio de respuesta rápida en frecuencia a la potencia nominal.
- El servicio se presta si la planta está al menos en el 25% de su CEN.

Rampa operativa

- Rampa operativa para arranque y parada ajustable inicialmente de 14% de potencia nominal de la planta, en MW/min.
- Reportar al CND una curva donde se relacione la velocidad de toma de carga vs la potencia de salida.

Corriente rápida de reactivos

- Ante eventos con tensiones fuera de rango normal de operación las plantas eólicas y solares deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del valor final esperado en menos de 50 ms.

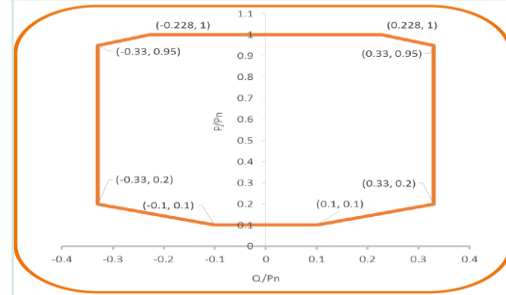
Pronósticos de generación

- Realizar pronósticos de generación y entregarlos al CND.

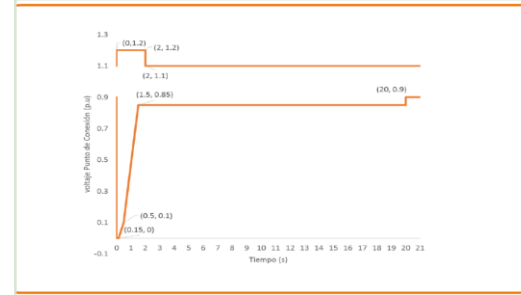
Control de tensión

- Controlar tensión en forma continua en el rango operativo del punto de conexión, de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND.
- El regulador de tensión deberá contar con los modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.

Curva de carga



Comportamiento ante falla



Expansión de la Transmisión en Colombia

Resolución CREG 022 de 2001

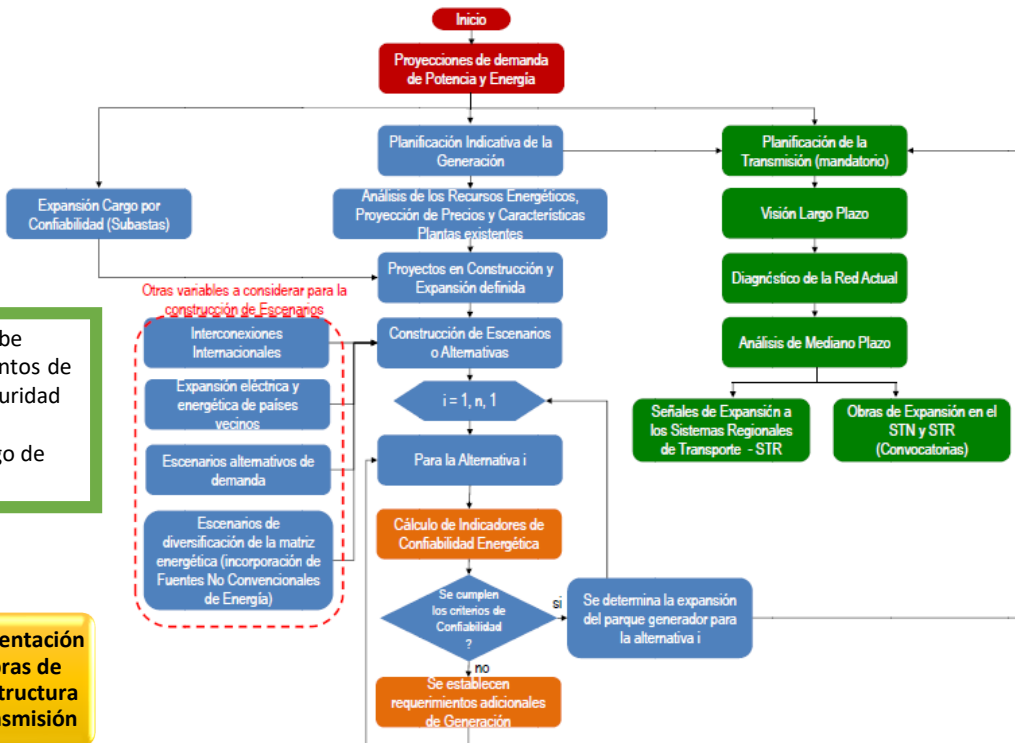
Plan de Expansión de Transmisión Preliminar (STN)

Plan de Expansión de Transmisión de Referencia (STN)

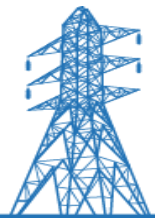
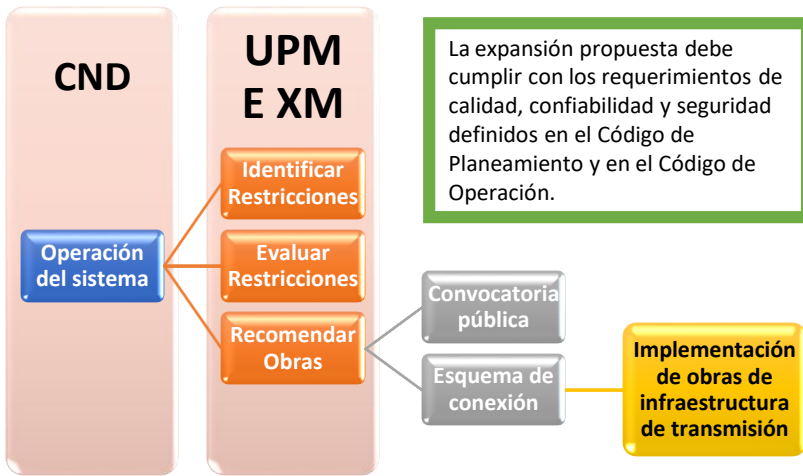
- Principios generales y procedimiento para definir el Plan de Expansión de Referencia del STN

- Minimización de los costos de inversión, los costos operativos y las pérdidas del STN

- Debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales.

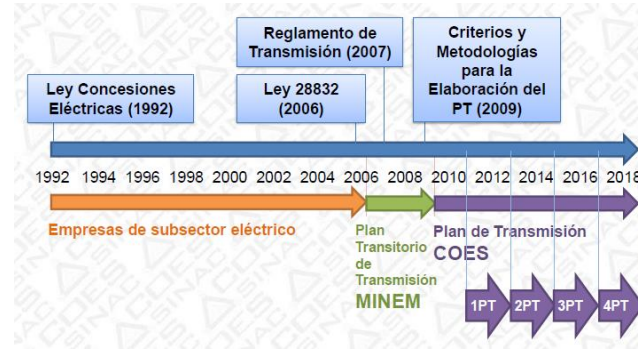


La expansión propuesta debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento y en el Código de Operación.



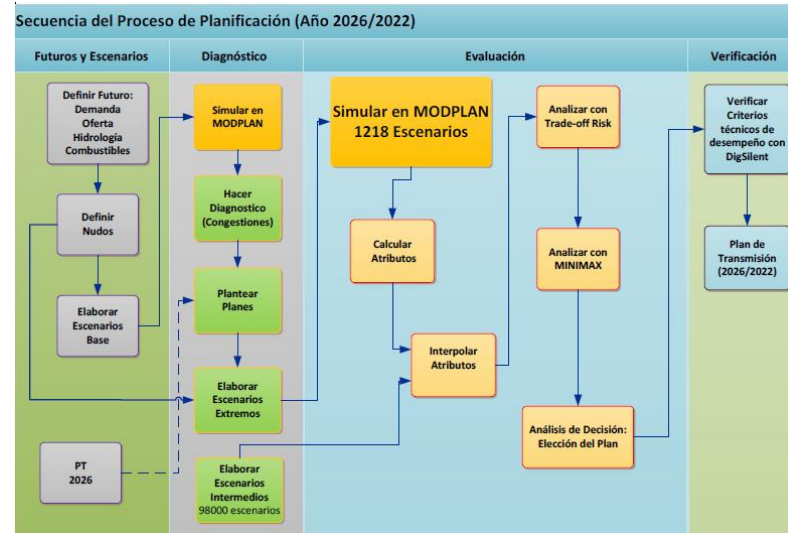
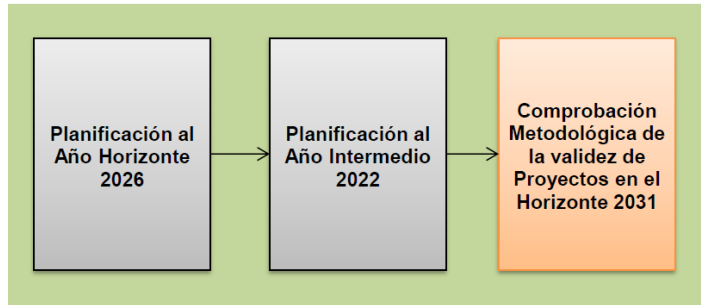
Expansión de la Transmisión en Perú

Desarrollo de la Transmisión: Marco Legal – Perú



Proceso de Planificación para el PT adoptado por el COES

Esquema general del proceso de planificación



Muchas gracias!!!

Contáctenos

Carrera 30 10C-228 Oficina 641
Edificio Interplaza
Tel: +57 4 444 7549
Medellín - Colombia
info@phc.com.co
@PHC_Servicio
www.phc.com.co

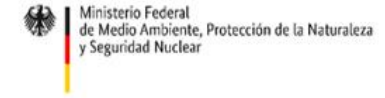




ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC.



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO: DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS

