

# Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe

Antonio Levy  
Diego Messina  
Rubén Contreras Lisperguer



NACIONES UNIDAS

CEPAL



# Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

 [www.cepal.org/es/publications](http://www.cepal.org/es/publications)

 [www.cepal.org/apps](http://www.cepal.org/apps)

# Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe

Antonio Levy  
Diego Messina  
Rubén Contreras Lisperguer



Este documento fue coordinado por Antonio Levy, Coordinador Regional del programa GET.transform y Diego Messina, Consultor de dicho programa, bajo la supervisión de Rubén Contreras Lisperguer, Oficial de Asuntos Económicos de la Unidad de Agua y Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Su elaboración se llevó a cabo en el marco de las actividades del Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos, coorganizado por la CEPAL y por el programa GET.transform, que forma parte del Programa Global de Transformación Energética (GET.pro) y cuenta con el apoyo de la Unión Europea, así como de Alemania, Austria, los Países Bajos y Suecia. Esta publicación forma parte de las actividades dirigidas a ampliar la utilización de las energías renovables mediante una planificación sostenible, de acuerdo con los objetivos del proyecto “Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles (ROSE)” de la Cuenta de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Se agradece el apoyo brindado por Laura Gutiérrez, Asesora de Transformación Energética, y Christopher Gross, Global Lead Team, ambos del programa GET.transform, así como el apoyo técnico proporcionado por Pablo Gambín y Thomas Ackerman, de Energynautics, y María Jose Rocha y Fernando Damonte, de Quantum.

Ni la Unión Europea ni ninguna persona que actúe en su nombre es responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en esta publicación. Los puntos de vista expresados en este estudio son del autor y no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Unión Europea.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de las Naciones Unidas o las de los países que representa.

Publicación de las Naciones Unidas  
LC/TS.2021/147  
Distribución: L  
Copyright © Naciones Unidas, 2021  
Todos los derechos reservados  
Impreso en Naciones Unidas, Santiago  
S.21-00738

Esta publicación debe citarse como: A. Levy, D. Messina y R. Contreras Lisperguer, “Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe”, *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2021/147), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2021.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

## Índice

Introducción.....	11
<b>I. Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las ERV y la integración regional en América Latina y el Caribe.....</b>	<b>13</b>
A. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia.....	13
1. Frecuencia.....	13
2. Sistema de transmisión.....	14
3. Sistema de distribución.....	14
4. Generación distribuida.....	15
B. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia.....	15
1. Potencia firme y energía firme.....	15
2. Crédito de capacidad.....	17
C. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables.....	17
1. Monitoreo y Controlabilidad de ERV.....	18
2. Previsión/Predicción de las ERV.....	18
3. Vertidos/Vertimientos.....	19
D. Control de frecuencia.....	19
1. Inercia y derivada de la frecuencia.....	20
2. Reserva de regulación primaria.....	20
3. Reserva de regulación secundaria.....	21
4. Reserva de regulación terciaria.....	22
5. Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa.....	22
E. Control de tensión.....	23
1. Rango de operación de potencia reactiva.....	24
2. Modos de control de potencia reactiva.....	24
F. Comportamiento de la generación ERV ante fallas.....	25
1. Capacidad de soportar huecos de tensión.....	25
G. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables.....	25
1. Almacenamiento.....	26
2. Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda.....	27

3.	Micro-redes .....	28
4.	Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating) .....	29
5.	Acoplamiento sectorial .....	30
6.	Medidores inteligentes (smart meters) .....	31
H.	Códigos de red .....	32
1.	Código de red .....	32
I.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV .....	33
1.	Agregadores .....	33
2.	Generación distribuida comunitaria .....	33
3.	Comercialización entre pares .....	34
4.	Modelo de pago por uso .....	34
J.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	34
1.	Licitaciones / Subastas .....	34
2.	Tarifa de inyección o tarifa de alimentación .....	36
3.	Prima de inyección o prima de alimentación .....	37
4.	Facturación neta .....	37
5.	Medición neta .....	38
K.	Diseño de mercado .....	38
1.	Mercado de capacidad o mercado de potencia .....	38
2.	Mercado de energía a largo plazo .....	39
3.	Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía .....	39
4.	Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros .....	40
5.	Intercambios transfronterizos .....	41
6.	Certificados de atributos de energía .....	41
7.	Mercados de carbono .....	42
8.	Tarifas de tiempo de uso .....	42
<b>II.</b>	<b>Elementos nacionales a considerar para el sector eléctrico: incorporación de las ERV e integración regional .....</b>	<b>45</b>
A.	Argentina .....	45
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	45
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	46
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables .....	47
4.	Control de frecuencia .....	48
5.	Control de tensión .....	49
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	50
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables ...	50
8.	Códigos de red .....	51
9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV .....	52
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	52
11.	Diseño de Mercado .....	53
B.	Brasil .....	56
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	56
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	57
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables .....	58
4.	Control de frecuencia .....	58
5.	Control de tensión .....	59
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	60
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables ...	60
8.	Códigos de red .....	61

9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV.....	62
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	62
11.	Diseño de mercado.....	64
C.	Chile.....	66
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	66
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	67
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovable variable.....	68
4.	Control de frecuencia .....	70
5.	Control de tensión .....	71
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	72
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables ...	72
8.	Códigos de red .....	74
9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV.....	74
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	74
11.	Diseño de mercado.....	76
D.	El Salvador .....	78
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	78
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	82
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables.....	84
4.	Control de frecuencia .....	85
5.	Control de tensión .....	87
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	89
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables ...	89
8.	Códigos de red .....	91
9.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	91
10.	Diseño de mercado.....	93
E.	México .....	96
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	96
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	98
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables.....	99
4.	Control de Frecuencia.....	100
5.	Control de tensión .....	102
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	103
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables .	104
8.	Códigos de red .....	106
9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV.....	106
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	107
11.	Diseño de mercado.....	108
F.	Panamá.....	112
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	112
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	118
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables.....	119
4.	Control de frecuencia .....	122
5.	Control de tensión .....	124
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	125
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables..	126
8.	Códigos de red .....	127
9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV.....	127
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	127
11.	Diseño de Mercado.....	130

G.	Perú .....	133
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	133
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	137
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables.....	138
4.	Control de frecuencia .....	139
5.	Control de tensión .....	141
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	142
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables ..	143
8.	Códigos de red .....	145
9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV.....	145
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	146
11.	Diseño de mercado.....	148
H.	Uruguay .....	153
1.	Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia .....	153
2.	Adecuación de un sistema eléctrico de potencia .....	155
3.	Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables.....	156
4.	Control de frecuencia .....	157
5.	Control de tensión .....	159
6.	Comportamiento de la generación ERV ante fallas .....	159
7.	Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables .	159
8.	Códigos de red .....	161
9.	Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV.....	162
10.	Mecanismos de remuneración para ERV .....	163
11.	Diseño de mercado.....	164
<b>Bibliografía</b>	.....	169
<b>Cuadros</b>		
Cuadro 1	Intervalos de frecuencia según estado .....	66
Cuadro 2	Tolerancias de Frecuencias de las CGNC.....	134
Cuadro 3	Concesionarias de distribución en el Perú .....	135
<b>Recuadros</b>		
Recuadro 1	Potencia y energía firme en la planificación a largo plazo de SEP (IRENA 2017b) (Lucena 2010).....	16
Recuadro 2	Crédito de capacidad de las ERV en la planificación a largo plazo del SEP (IRENA 2017b) .....	17
Recuadro 3	Integración del lado de la demanda en la planificación a largo plazo .....	28
Recuadro 4	Acoplamiento sectorial en la planificación a largo plazo de SEP; casos de estudios.....	31
<b>Diagramas</b>		
Diagrama 1	Esquema gráfico de las diferentes categorías en las que se engloban las definiciones de sector eléctrico para la incorporación de las ERV y la integración regional.....	11
Diagrama 2	Proceso del cálculo de los CMg .....	150
<b>Imágenes</b>		
Imagen 1	Tiempo de liberación de la falla por protección primaria para unidades generadoras renovables no convencionales.....	89
Imagen 2	Rango de operación del factor de potencia de la CGNC en régimen permanente ...	142
Imagen 3	Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión .....	143

## Lista de Acrónimos

ACE	Error de Control de Área
AGC	Control Automático de Generación
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada (de sus siglas en inglés)
AMR	Medidores con Comunicación Remota
ANAM	Autoridad Nacional de Ambiente de Panamá
AOM	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento
APR	Auto Productor Renovable
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos - Panamá
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CAESS	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador S.A. de C.V.
CAG	Control Automático de Generación
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CDEMER	Consejo Director del Mercado Regional
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central
CER	Certificados de Emisiones Reducidas
CFR	Control Rápido de Frecuencia
CGNC	Centrales de Generación No Convencionales
CHP	Plantas Combinadas de Calor y Electricidad (de sus siglas en inglés)
CLESA	AES CLESA Y CIA., S en C. de C.V.
CLP	Contratos a Largo Plazo
CMg	Costos Marginales de Corto Plazo

CMO	Costo Marginal de Operación
CND	Centro Nacional de Despacho
CNE - Chile	Comisión Nacional de Energía
CNE	Consejo Nacional de Energía
CNE Suministro	Código Nacional de Electricidad
CNE Utilización	Código Nacional de Electricidad
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
CPF	Control Primario de Frecuencia
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CSF	Control Secundario de Frecuencia
CSP	Concentrador Solar de Energía
CT	Centro de Transformación
CTF	Control Terciario de Frecuencia
CUST	Cargo de Uso de la Red de Transmisión
DACF	La previsión de congestión para el día siguiente (de sus siglas en inglés).
DELSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur
DEUSEM	Distribuidora Eléctrica de Usulután
DGE	Dirección General de Electricidad
DLR	Dynamic line rating
DPr	Diferencias de Precios
EAC	Certificados de Atributos de Energía (de sus siglas en inglés)
EDECHI	Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí
EDEMET	Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A.
EDI	Energía Dejada de Inyectar
EEO	Empresa Eléctrica de Oriente
ENSA	Elektra Noroeste S.A.
ENTSOE	La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (de sus siglas en inglés).
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ER	Energías renovables
ERNC	Energía Renovable No Convencional
ERU	Unidad de Reducción de Emisión (de sus siglas en inglés)
ERV	Energía Renovable Variable
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador S.A. de C.V.
EV	Vehículo eléctrico (de sus siglas en inglés).
FCF	Función de Costos Futuros
FFR	Reservas rápidas de contención de la frecuencia (de sus siglas en inglés).
FIP	Prima de Inyección o Alimentación (de sus siglas en inglés)
FIT	Tarifa de Inyección o Alimentación (de sus siglas en inglés)
FP	Factor de potencia
FV	Fotovoltaica
GD	Generación Distribuida
GDR	Generación Distribuida Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GGP	Grupo Generador a Programar

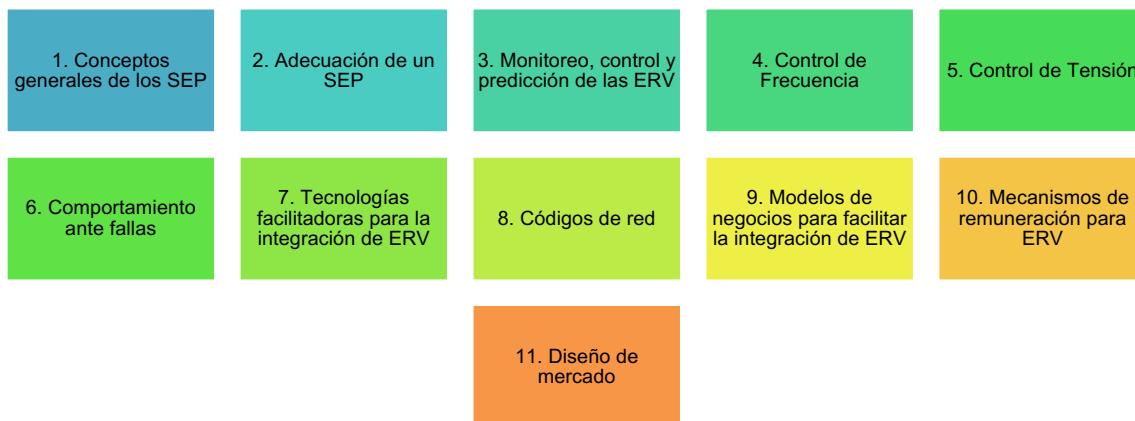
Hrs	Horas
HVDC	Corriente continua de alta tensión (de sus siglas en inglés)
Hz	Hertz
ICP	Interconexión Colombia
IDH	Índices de Desarrollo Humano
IMP	Ingreso Máximo Permitido
km	Kilómetro
kV	kilovoltio
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LGE	Ley General de Electricidad
LVRT	Capacidad de soportar huecos de tensión (de sus siglas en inglés)
MAER	Mercado Andino Eléctrico Regional
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
MCD	Microgeneración Distribuida
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
MDP	Manual de Despacho y Planificación Horaria
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MER	Mercado Eléctrico Regional
MGD	Mediana Generación Distribuida
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MIRE	Ministerio de Relaciones Internacionales
MOM	Manual de Operación y Mantenimiento
MRS	Mercado Regulador del Sistema
MT	Media Tensión
NEC	National Electrical Code - Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América
NEM	Mercado Nacional de la Electricidad de Australia (de sus siglas en inglés)
NFPA	National Fire Protection Association
NTCOTRSI	Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
OER	Oficina de Electrificación Rural
OM	Operadores del Mercado
OS	Operador del Sistema
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
P2P	Comercialización entre pares (de sus siglas en inglés)
PDC	Procedimiento de Detalle complementario
PDO	Programa Diario de Operación
PELP	Planificación Energética a Largo Plazo
PMG	Pequeños Medios de Generación
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
PMPO	Programa de Mediano Plazo
PMs	Participantes del Mercado
PPA	Acuerdos de Compra de Potencia (de sus siglas en inglés)
PR	Procedimiento Técnico del COES
PROESA	Organismo Promotor de Exportaciones e Inversiones de El Salvador
PROINVERSION	Agencia de Promoción de la Inversión Privada

PSO	Programa Semanal de Operación
RC	Rechazo de Carga
RDC	Reglamento De Distribución y Comercialización
RER	Recursos Energéticos Renovables
RI	Requerimientos de Ingreso
RIE	Reglamento de Instalaciones Eléctricas
RM	Regulador Maestro
RMER	Reglamentario del Mercado Eléctrico Regional
ROBCP	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción
ROCOF	Derivada de la frecuencia (de sus siglas en inglés)
ROR	Reserva Operativa Rodante
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia - Panamá
RRF	Regulación Primaria de Frecuencia - Perú
RRPF	Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia
RRSF	Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SCADA	Aplicaciones de adquisición de datos y control de supervisión (de sus siglas en inglés)
SD	Sistema de Distribución
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SER - Panamá	Sistema Eléctrico Regional
SER - Perú	Sistemas Eléctricos Rurales
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SMEC	Sistema de Medición Comercial
SNE	Secretaría Nacional de Energía
SPC	Sistema de predicción por conjuntos
SPT	Sistema Principal de Transmisión
SS.AA.	Sistemas Aislados
ST	Sistema de Transmisión
TIE	Transferencias Internacionales de Electricidad
TOU	Tarifas de Tiempo de Uso (de sus siglas en inglés)
UPR	Usuario Productor Renovable
UT	Unidad de Transacciones
UTR	Unidad Terminal Remota
VAD	Valor Agregado de Distribución

## Introducción

En el capítulo I de este informe se definen un conjunto de conceptos significativos para la incorporación de energías renovables variables (ERV) en sistema eléctricos de potencia (SEP) así como para la integración regional de los SEP en América Latina y el Caribe. Los conceptos son clasificados en 11 categorías diferentes relacionadas con los SEP descritas en el diagrama 1. Posteriormente, en el capítulo II, la mayor parte de las definiciones son explicadas a nivel de ocho países (Argentina, Brasil, Chile, El Salvador, Panamá, Perú, México y Uruguay), a fin de contribuir al entendimiento común de los planificadores de la región y difundir el conocimiento necesario para una armonización regulatoria, de cara al intercambio energético entre países y eventualmente la integración energética regional.

**Diagrama 1**  
**Esquema gráfico de las diferentes categorías en las que se engloban las definiciones de sector eléctrico para la incorporación de las ERV y la integración regional**



Fuente: Elaboración propia.



# I. Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las ERV y la integración regional en América Latina y el Caribe

A continuación, se definen algunos conceptos generales que pueden ayudar al lector, especialmente a aquellos no expertos en el tema, a comprender el significado de cierto vocabulario utilizado en sistema eléctricos, los cuales tienen relación directa o indirecta con la integración de energías renovables y/o posible integración energética en la región. Además, los conceptos se definen de manera tal que puedan tener validez en los diferentes países de la región.

## A. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

### 1. Frecuencia

La frecuencia de la Corriente Alterna (CA) es el número de ciclos por segundo en una onda sinusoidal CA. Dicho de otra forma, la frecuencia es la velocidad a la que la corriente cambia de sentido por segundo. Se mide en hertzios (Hz), una unidad de medida internacional en la que 1 hertzio es igual a 1 ciclo por segundo. La mayor parte de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) a nivel mundial operan a una frecuencia nominal igual a 50 o 60 Hz, aunque en la práctica la frecuencia del sistema no se mantiene constante, sino que oscila en torno a su valor nominal en función del balance de generación y demanda eléctrica. Se define como Área Síncrona a un SEP con escala regional o mayor, que opera a la misma frecuencia nominal y que está interconectado eléctricamente en condiciones normales de operación. El Área Síncrona de Europa Continental es la mayor área síncrona del planeta, con más 660 GW de potencia instalada y una frecuencia nominal de 50 Hz.

Los SEP asíncronos, es decir, que operen a diferente frecuencia nominal, pueden ser interconectados mediante la tecnología de Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC – en sus siglas en

inglés High Voltage Direct Current). Un ejemplo de ello es la conexión de los SEP asíncronos de Uruguay (50 Hz) y Brasil (60 Hz) a través de las estaciones HDVC Back-to-Back de Riviera y Melo.

## 2. Sistema de transmisión

El Sistema de transmisión es un sistema de alta tensión para la transferencia de energía eléctrica desde los centros de generación hasta las redes de distribución y centros de consumo directamente conectados al mismo. El sistema de transmisión está conformado por las líneas de transmisión y las subestaciones. Las líneas de transmisión o líneas de alta tensión pueden ser aéreas (más comunes) o subterráneas. Las primeras están constituidas por un elemento conductor desnudo (cobre o aluminio) y por los elementos de soporte (torres de alta tensión). En las líneas subterráneas, el conductor eléctrico se encuentra embebido en un cable que proporciona, entre otras propiedades, aislamiento. Las subestaciones eléctricas son las instalaciones encargadas de realizar transformaciones de la tensión, de la frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos.

La mayoría de las líneas de transmisión son de CA trifásica de alta tensión, aunque también se utiliza la tecnología HVDC por su mayor eficiencia en distancias muy largas (generalmente, cientos de kilómetros) así como para líneas subterráneas y submarinas. Los sistemas de transmisión son operados, por lo general, con una estructura mallada para garantizar la operación confiable del mismo, por ejemplo, en el caso de que se produzca una incidencia que obligue a desconectar una línea de transmisión, el suministro eléctrico siga garantizado dado que la energía eléctrica es transportada por otra línea. Los niveles de tensión utilizados en la red de transmisión son normalmente del orden de 110 kV y superiores. Los sistemas que operan con tensiones más bajas, como 66 kV y 33 kV, suelen considerarse como sistemas de subtransmisión. Los sistemas que operan con tensiones a 33 kV se utilizan para la distribución. Estos valores, en cualquier caso, pueden variar en función del SEP. Las tensiones superiores a 765 kV se consideran tensiones extra altas y requieren diseños diferentes en comparación con los equipos utilizados en voltajes más bajos. La tecnología HVDC es también utilizada para la transmisión de grandes cantidades de energía a largas distancia o para conexiones submarinas debido a las ventajas que esta presenta con respecto a la CA.

## 3. Sistema de distribución

La red de distribución es la etapa final de la red eléctrica que distribuye la energía eléctrica desde las subestaciones conectadas a la red de transmisión o de subtransmisión a los hogares, la industria y otros usuarios finales. En la red de distribución se lleva a cabo la reducción del nivel tensión de la potencia transmitida a través de transformadores reductores. Dicha reducción se realiza típicamente en dos etapas:

- i) Distribución en Media Tensión (MT): En una primera etapa, la tensión se reduce desde niveles de transmisión o subtransmisión a niveles de MT, normalmente entre 1 kV y 36 kV, en una subestación de transformación. La potencia eléctrica es después distribuida a través de líneas de MT desde la subestación de transformación hasta los denominados Centros de Transformación (CT). Las redes de distribución en MT urbanas son generalmente malladas y cubren la superficie de los centros de consumo (poblaciones, polos industriales etc.). Por otro lado, en las zonas rurales dichas redes suelen explotarse de forma radial y son de mayor longitud que las urbanas.
- ii) Distribución en Baja Tensión (BT): En una segunda etapa, la tensión se reduce desde niveles de MT a BT en los CTs. Desde los CTs, la energía eléctrica es distribuida hasta los consumidores finales. Las redes de distribución de baja tensión suelen ser explotadas de forma radial. Los niveles de tensión de fase normalmente utilizados en baja tensión son 230 V y 120 V.

## 4. Generación distribuida

Actualmente no hay un consenso con respecto a la definición de Generación Distribuida (GD) y por lo general existen diferentes definiciones utilizadas a nivel nacional con el principal objeto de distinguir este tipo de generación de las grandes centrales de generación. En el presente documento se utiliza como referencia la siguiente definición propuesta por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, la cual captura aspectos relevantes de la GD como son el objetivo, lugar de la instalación y el nivel de tensión (Rambow-hoeschele et al. 2017)(Ackermann, Ran Andersson, and Sö Der A 2001)(Abbate et al. 2008): La generación distribuida es una fuente de generación de energía eléctrica, conectada a los niveles de tensión de la red de distribución, sirviendo a un cliente in situ o proporcionando apoyo a una red de distribución.

Las GDs son instaladas con el objetivo de generar energía eléctrica, de forma similar a lo que se espera de las grandes centrales eléctricas. En cuanto a su ubicación, se prevé que la GD se ubique cerca de los puntos de consumo y conectado a la red de distribución de electricidad, o incluso en el mismo lugar de consumo ("Behind-the-Meter" o "inside the fence"). El área de entrega de energía es también relevante, mientras que se espera que la generación distribuida sea localizada y consumida localmente, el exceso de generación resultante debe inyectarse a la red de distribución, lo que requiere tener en consideración de la capacidad del sistema de absorber dicho excedente.

Las tecnologías para la GD son numerosas y variadas y van desde fuentes de generación renovable como solar fotovoltaico, eólico o pequeñas centrales hidráulicas a turbinas de gas, grupos electrógenos o cogeneración. Es por ello que la tecnología de la fuente de generación toma aún más relevancia cuando hablamos de la transición energética, en la cual CEPAL busca promover la adopción de tecnologías renovables. a la hora de definir GD.

## B. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia

A lo hora de diseñar un sistema de energía eléctrica, uno de los objetivos principales es el de este cuenta con los recursos necesarios para poder satisfacer la demanda eléctrica en todo momento solo exceptuando situaciones muy excepcionales. Los estudios de planificación a mediano y largo plazo llevados a cabo por los planificadores del sistema con dicho propósito se denominan estudios de adecuación del sistema eléctrico. La adecuación del sistema eléctrico tiene diferentes componentes (European Wind Energy Association 2012):

- Adecuación de la generación o capacidad de generación del sistema para cubrir la demanda máxima en todo momento dentro de la condición estándares de operación.
- Adecuación de la red de transporte o capacidad de transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación a los puntos de consumo garantizando la confiabilidad del suministro en condiciones estándares de operación.

A continuación, se recogen algunos conceptos relevantes en el contexto de la adecuación de la generación y ERV.

### 1. Potencia firme y energía firme

La potencia firme es la potencia o capacidad de producción de energía de una central de generación, que debe estar disponible en todo momento durante el período cubierto por un compromiso de entrega garantizado, incluso en condiciones adversas. Desde el punto de vista de los estudios de adecuación, la capacidad firme del sistema es aquella que contribuye a cubrir la demanda máxima del SEP. Esta no debe ser confundida con la potencia instalada, definida como capacidad nominal de producción de energía de la central de generación. La potencia firme es siempre menor a la instalada dado que durante su calendario de operación las centrales no pueden

garantizar el contribuir con su potencia nominal constantemente debido por ejemplos a indisponibilidades tales apagones forzados (p. ej. Fallas) y no forzados (p. ej. Mantenimiento) o a variaciones en la disponibilidad de la fuente de energía primaria. (IRENA 2017a) (IRENA 2017b).

Una definición íntimamente ligada con la de la potencia firme es la de energía firme. Esta se puede definir como aquella energía en un sistema eléctrico que está garantizada en todo momento del día o del año e independientemente de las condiciones del sistema como por ejemplo las climáticas. El ejemplo de las centrales hidroeléctricas ilustra la dependencia entre la potencia y la energía firme; La potencia firme que puede ser garantizada por una central hidroeléctricas a lo largo de un año depende de la crónica hidrológica y de su reflejo en el reservorio durante los diferentes períodos del año dado que si el volumen de agua almacenado es escaso en determinados períodos la central tendrá que limitar su producción. Por otro lado, para las centrales convencionales basadas en la quema de combustibles fósiles es habitual el asumir la disponibilidad ininterrumpida del recurso primario, por lo que la diferencia entre su potencia firme e instalada es por lo general dependiente de las indisponibilidades de la central. Otro ejemplo significativo es el de las ERV. Dada la naturaleza variable del recurso primario (viento o irradiancia), la contribución de las ERV a la potencia firme del sistema es baja (suele ser el caso del viento) o incluso nula (solar FV) (IRENA 2017a) (IRENA 2017b).

#### Recuadro 1

##### Potencia y energía firme en la planificación a largo plazo de SEP (IRENA 2017b) (Lucena 2010)

La capacidad de generación de un SEP debe ser suficiente para servir la demanda tanto en términos de potencia firme como de energía (energía firme). En SEP predominantemente basados en generación fósil y/o nuclear, es habitual el llevar a cabo la adecuación de la generación en términos de potencia firme, ya que debido a la alta disponibilidad del recurso energético primario (típicamente considerado infinito en estos estudios), la capacidad del sistema de cubrir la potencia máxima lleva implícito su capacidad para cubrir la demanda en términos energéticos. Fuentes de generación cuyo recurso primario no está siempre disponible tales como la generación hidráulica o las ERV también pueden contribuir a la capacidad firme del sistema, aunque generalmente en menor medida con respecto a su capacidad instalada que en el caso de la generación fósil o nuclear dado la naturaleza discontinua y variable del recurso primario.

Conforme aumenta la penetración de fuentes de generación basadas en recursos primarios variables, es una práctica habitual el considerar también la energía firme de la flota de generación en la adecuación de la generación del SEP para garantizar que la flota de generación puede adecuar la variabilidad temporal de parte de sus recursos. Un ejemplo es el de los SEP predominantemente basados en generación hidráulica. Como se mencionó anteriormente, la potencia firme que puede ser garantizada por una central hidroeléctrica a lo largo de un año depende de la crónica hidrológica y de su reflejo en el reservorio durante los diferentes períodos del año dado. Una práctica habitual en estudios de adecuación de la generación es la de modelar la energía firme de la hidráulica en función de una crónica hidrológica con un nivel de excedencia del 95% o incluso de crónica disponible más seca. La energía firme de toda la flota de generación es después comparada con los diferentes escenarios de demanda del sistema para identificar si existen casos con escasez de generación que indiquen señales de expansión de la flota.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por IRENA.

## 2. Crédito de capacidad

Debido al desajuste temporal entre la generación eléctrica proveniente de fuentes renovable variables y la variabilidad de la demanda, no toda la capacidad instalada de Energías Renovables Variables (ERV) puede ser considerada capacidad firme. Dado que la generación de ERV es dependiente del clima, su disponibilidad no se puede garantizar en momentos de necesidad del SEP como puede ser en momentos de máxima demanda. Aquella fracción de la capacidad total instalada de ERV que puede ser considerada capacidad firme se denomina crédito de capacidad. El crédito de capacidad es por tanto la contribución que la unidad de generación en cuestión hace con respecto a la adecuación de la generación del sistema.

Las mejores prácticas internacionales de adecuación del SEP implementan el cálculo del crédito de capacidad de ERV (Publications Office of the Eu 2019). Las metodologías determinísticas y probabilísticas son las más extendidas para el cálculo de la capacidad de crédito de ERV (Söder and Amelin 2008) (Denholm 2013) (Bernier and Distribution, n.d.). Existen sin embargo todavía muchos países donde debido a la falta de información histórica sobre recursos primarios para la ERV, sus planificadores han optado por representar ERV en los estudios de adecuación asumiendo que estas fuentes de generación no contribuyen a la capacidad firme del sistema (IRENA 2017a).

### Recuadro 2

#### Crédito de capacidad de las ERV en la planificación a largo plazo del SEP (IRENA 2017b)

Considerar el crédito de capacidad de las ERV en los modelos de planificación a largo plazo es una buena práctica internacional. A continuación, se referencian dos metodologías extendidas para su inclusión:

Definir los segmentos temporales usados en el modelo de manera más precisa posibilita determinar de forma más precisa el grado de alineamiento entre la demanda y la generación ERV permitiendo así hacer un mejor cálculo de la contribución de las ERV a la capacidad firme del SEP. Entre las prácticas más innovadoras está el uso del técnicas de clustering para identificar segmentos temporales representativos basados por ejemplo en el disponibilidad de ERV (Merrick 2016). Esta técnica tiene la ventaja de posibilitar una mejor representación de segmentos temporales poco comunes que de lo contrario serían omitidos. Por otro lado, tiene también algunos inconvenientes a la hora por ejemplo de evaluar almacenamiento estacional o los intercambios entre regiones.

Incorporar la capacidad de crédito para toda la generación incluyendo las ERV como parámetro exógeno al modelo es también una práctica habitual para asegurar que la flota de generación del sistema consta de suficiente potencia firme. Tal y como se menciona en esta subsección existen diferentes métodos para determinar este parámetro. Una vez calculado, este puede o bien considerarse constante para todo el horizonte temporal de la simulación o ser dependiente de la capacidad instalada.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por IRENA.

## C. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables

La intermitencia y variabilidad asociadas a la generación basada en fuentes ERV, así como su mayor nivel de descentralización, están entre aspectos fundamentales a ser abordados en los SEP modernos para permitir alcanzar una alta penetración de estas tecnologías en el *mix* de generación. La predicción y monitoreo de estos recursos ERV por parte de los operadores del sistema y la posibilidad de tomar acciones de control sobre ellos cuando sea necesario, permiten mitigar los riesgos asociados a dichos aspectos por lo que son cruciales para el éxito de la transformación energética. En las siguientes subsecciones se definen los monitoreo, controlabilidad, predicción y vertidos y se proporcionan junto a ellos mejores prácticas/ejemplos internacionales.

## 1. Monitoreo y Controlabilidad de ERV

Para un operador de sistemas es crucial monitorizar lo que está sucediendo en su sistema y poder aplicar acciones de control, tales como el ajuste de consignas de potencia activa o reactiva, si es necesario. En los sistemas con porcentajes muy bajos de ERV, estas pueden considerarse cargas negativas y no se necesitan requisitos específicos en cuanto a su controlabilidad. Sin embargo, cuanto mayor sea su penetración, más importante es poder controlarlos. En consecuencia, es muy común en los códigos de red de todo el mundo exigir requerimientos de monitoreo y controlabilidad de los ERV, incluso en los países que todavía no tienen una gran penetración, porque los requisitos en los códigos de red no sólo deben considerar la situación actual, sino que también deben considerar escenarios futuros factibles en términos de ERV. Dado que el beneficio de conectar cada uno de los pequeños generadores de ERV a un sistema SCADA de vigilancia y control no justificaría el esfuerzo, la controlabilidad sólo se requiere típicamente para plantas de ERV por encima de una cierta potencia nominal o por encima de un cierto voltaje. Por ejemplo, en Alemania, todas las centrales eléctricas con más de 30 kWp tienen que poder recibir consignas de potencia activa de forma remota, en España esto se requiere para las plantas con más de 100 kWp. El estado del arte de las turbinas eólicas y las plantas fotovoltaicas les permite cumplir típicamente estos requisitos en cuanto a la controlabilidad (VDE 2018) (REE Red Eléctrica 2009).

Las señales que debe enviar la planta ERV al operador del sistema para su control también se especifican en los códigos de la red. Generalmente entre estas se incluyen la potencia activa y reactiva, la tensión y qué modos de control se activan (por ejemplo,  $Q(U)$ ,  $P(f)$ ), así como las condiciones meteorológicas, si procede. Algunos países, como por ejemplo España, operan centros de control específicos para controlar las energías renovables. Estos centros son responsables de monitorear el comportamiento de todas las ERV conectadas para prever posibles problemas en la operación de la red. En caso de una posible situación insegura o inestable, se envían consignas correctivas a las ERVs afectadas (REE Red Eléctrica 2009).

## 2. Previsión/Predicción de las ERV

En SEP con penetración renovable, los pronósticos de generación de las plantas de ERV son necesarios para saber de antemano la cantidad de energía que las turbinas eólicas o los módulos fotovoltaicos inyectarán en red en las próximas horas y días. Los pronósticos de ERV se basan generalmente en las previsiones de las condiciones meteorológicas en las localizaciones de las plantas de ERV.

Las mejores prácticas internacionales incluyen el uso de predicciones de diferentes escalas temporales en función de su aplicación. Los Operadores del Sistema (OS) utilizan las previsiones a medio plazo (de 2 a 20 días previa operación) para los cálculos de seguridad del sistema, equilibrando la planificación de las reservas de energía y la planificación del mantenimiento de la red. Las previsiones a corto plazo (24 horas previa operación) se utilizan para prever congestiones en el SEP. Un ejemplo de ello es la previsión de congestión para el día siguiente (DACF - en sus siglas en inglés, Day-Ahead Congestion Forecast) para la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E – en sus siglas en inglés, European Network of Transmission System Operators for Electricity). Las previsiones a más corto plazo (desde minutos a 6 horas previa operación) se utilizan para las operaciones de la red (gestión de la congestión o la red de despacho de plantas de generación intradiario) (GIZ 2015).

La predicción de ERV puede llevarse a cabo o bien de forma centralizada por el OS o de forma descentralizada por las diferentes plantas de generación. La predicción de VRE centralizada está considerada como lo mejor práctica dado que el uso de una metodología común a todo el sistema proporciona mayor consistencia en los resultados, permite al OS agregar la predicción de todos los generadores reduciendo así la incertidumbre y además evita que las plantas tengan que producir y enviar predicciones individuales reduciendo así su carga financiera. En la predicción centralizada es también una práctica común el contar con más de un método de predicción para reducir así el riesgo de

sesgo. Los resultados de los diferentes métodos utilizados son combinados en lo que se conoce como Sistemas de Predicción por Conjuntos (SPC) (GIZ 2015) (NERC 2010).

### 3. Vertidos/Vertimientos

Para minimizar las emisiones de CO<sub>2</sub> en el *mix* de generación de electricidad, típicamente las ERVs tienen la prioridad de despacho y producen la máxima energía posible dependiendo de los recursos eólicos o solares disponibles en el momento. La reducción de la potencia de las ERV por parte del OS por debajo del valor máximo disponible se denomina vertidos o vertimientos de ERV. La causa más común de los vertidos es la congestión de la red de transmisión, pero también puede ocurrir por otras razones, tales como problemas de tensión o exceso de generación debido a la baja demanda. El vertido puede ordenarse bien mediante control automático a través de los sistemas SCADA, o con control manual, por ejemplo, por teléfono. La gestión de los vertidos por parte del OS implica por lo tanto tener cierto grado de controlabilidad (Bundesnetzagentur 2018) (NREL 2014a).

Por supuesto, el vertido de ERV debe sólo aplicarse como última solución. Antes de recurrir a esto, el OS tiene que tratar de aliviar la congestión con otros medios, como la reducción de la producción de los generadores convencionales o la reducción del flujo de potencia mediante el cambio a otras líneas. El caso alemán es un ejemplo típico de vertidos a causa de congestiones en la red. El norte de Alemania cuenta con grandes parques eólicos cuya producción excede en muchos casos el consumo de esta zona. Dichos excedentes podrían ser consumidos en la zona sur del país donde se encuentran los mayores consumidores. Sin embargo, parte de dicha producción eólica tiene que ser vertida debido a las congestiones en la red originadas por la insuficiente capacidad de transmisión entre ambas zonas del país (Bundesnetzagentur 2018) (NREL 2014b).

En Europa, las normas para la compensación de los ERVs (y otros generadores, almacenamiento e instalaciones de respuesta a la demanda) por vertidos se especifican en el Reglamento de la UE 2019/943: Los ERV son compensadas con los ingresos netos que el generador habría obtenido por la venta de la energía vertida en el mercado del día siguiente. El OS en cuya red se produjo la congestión es responsable de compensar la ERV vertida. En EE. UU., no todos los OS compensan a las ERV por los vertidos, lo que repercute en la rentabilidad de estas fuentes de generación. Otra opción es la de establecer un contrato bilateral que especifique los términos en los que se compensan los vertidos para ERV situada en una región en la que los vertidos ocurran con frecuencia (NREL 2014b) (THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL 2019).

## D. Control de frecuencia

Tal y como se ha descrito, la frecuencia en un SEP es una variable cambiante en tiempo real que indica el equilibrio entre la generación y la demanda. La frecuencia debe permanecer dentro un rango determinado en torno a la frecuencia nominal del SEP ya que desviaciones de esta por encima de determinados valores pueden ocasionar un daño considerable en parte del equipamiento del SEP. Los OS cuentan con una serie de reservas cuyo objeto es el de proporcionar al SEP una reserva suficiente para en primer lugar contener la desviación de la frecuencia y en segundo lugar el devolver a esta a su valor nominal ante un desequilibrio imprevisto entre generación y demanda. En la literatura académica estas reservas son generalmente referidas como reservas primarias, secundarias y terciarias, nomenclatura utilizada como referencia en esta sección. Sin embargo, tanto esta nomenclatura como algunas de sus características (activación, dimensionamiento etc.) suelen variar dependiendo del SEP. Estas reservas son habitualmente englobadas dentro de los denominados servicios de ajuste del sistema y el OS suele ser la parte responsable de su gestión. El incremento de la penetración renovable y el consiguiente desplazamiento de la generación síncrona, tradicional fuente de generación y proveedora de estas reservas para el control de la frecuencia está llevando a muchos OS a rediseñar estos mecanismos de control de la frecuencia por ejemplo creando nuevas reservas más rápidas en SEP donde

la respuesta inercial se está reduciendo o requiriendo a nuevos recursos tales como las ERV o el almacenamiento a participar en estos servicios. A continuación, se definen y se describen mejores las mejores prácticas para algunos de los conceptos más relevantes para el control de la frecuencia.

### **1. Inercia y derivada de la frecuencia**

La inercia de un SEP se define como la capacidad de dicho sistema para oponerse a los cambios en la frecuencia debida a la resistencia proporcionada por la energía cinética de las masas giratorias de los generadores síncronos conectados al sistema. Conforme mayor es la inercia de un SEP, menor es la velocidad con la que cambia la frecuencia, también llamada derivada de la frecuencia (ROCOF - en sus siglas en inglés, System Inertia and Rate of Change of Frequency), ante desbalances entre generación y demanda. La inercia juega un papel fundamental en la estabilidad del SEP dado que al contener el ROCOF se da tiempo al resto de los mecanismos de balance del sistema, como por ejemplo la regulación primaria, de detectar la desviación de la frecuencia y corregirla antes de que la frecuencia salga de los márgenes aceptables de operación (rum et al. n.d.).

En los SEP modernos, la generación con ERV está desplazando a la generación con fuentes convencionales. Las plantas de generación de ERV están conectadas a la red a través de convertidores de potencia y sus masas giratorias, cuando estas existen, generalmente no están sincronizadas con la red. A consecuencia de ello, la masa giratoria que gira sincrónicamente con la red está disminuyendo y con ello la inercia del sistema. Esta situación ha captado la atención entre los actores del SEP con niveles crecientes de penetración de ERV. Varios OS a nivel mundial han identificado el llamado "suelo inercial" de sus sistemas o nivel mínimo de inercia que se necesita para mantener la estabilidad en frecuencia de un SEP. El suelo inercial de un sistema eléctrico depende de varios factores tales como el tamaño de la contingencia más severa, las características de la regulación primaria, los umbrales de activación de los mecanismos de deslastre de carga o los umbrales de activación de las protecciones de ROCOF máximo (Riesz and Palermo 2016).

Entre las mejores prácticas internacionales para reducir el suelo inercial del SEP o bien, proporcionar este de manera más eficiente permitiendo así mayores penetraciones de ERV están: la introducción de reservas de regulación primaria más rápidas, también llamadas respuesta rápida en frecuencia (FFR- en sus siglas en inglés, Fast Frequency Response), la reducción de mínimo técnico operacional de los generadores síncronos de potencia, la utilización de condensadores síncronos o la reparametrización de los protecciones de ROCOF máximo (Riesz and Palermo 2016).

### **2. Reserva de regulación primaria**

La reserva de regulación primaria es la capacidad disponible en el SEP de incrementar o disminuir la generación con el objeto de contener las desviaciones de frecuencia y restablecer el equilibrio entre generación y demanda eléctrica. Esta reserva se activa casi instantáneamente, automáticamente y de manera descentralizada entre los diferentes participantes en su provisión. Históricamente ha sido proporcionada por generadores síncronos mediante la actuación de los gobernadores y en algunos casos por demanda interrumpible. En función del SEP dicha reserva debe ser desplegada en un intervalo de tiempo de entre los 3 y los 5 segundos y, mantenida el tiempo suficiente hasta que pueda ser reemplazada por la reserva de regulación secundaria. La reserva de regulación primaria está regulada mediante un control proporcional por lo que estabiliza la frecuencia, pero no la devuelve a su valor nominal. Dicha función es llevada a cabo por la reserva secundaria (Riesz and Palermo 2016).

Las reservas primarias deben dimensionarse para garantizar que el sistema tenga reservas suficientes en todo momento para mantener y estabilizar la frecuencia dentro de un rango de operación aceptable en caso de un desequilibrio de potencia activa repentino como puede ser la desconexión repentina de un generador o de una interconexión. Para su dimensionamiento se suele utilizar una metodología determinística que se conoce como incidente de referencia o contingencia más severa desde el punto de vista del equilibrio entre generación y demanda. Por ejemplo, en el Área Síncrona de

Europa Continental, el incidente de referencia utilizado para el dimensionamiento es la desconexión simultánea de dos unidades de generación nuclear lo que originaría un desequilibrio repentino de 3 GW ("Green Energy Corridors Dimensioning of Control Reserves in Southern Region Grid States Final Report," n.d.).

El incremento de la penetración de ERVs en el SEP está desplazando de la generación síncrona, tradicionalmente proveedora de la mayor parte de los servicios de regulación de la frecuencia. Esto hace cada vez más relevante la participación de ERV y otras tecnologías de generación no síncronas como el almacenamiento en dichos servicios. Eirgrid y SONI en Irlanda o National Grid en Gran Bretaña, entre otros, son ejemplos de OS donde la ERVs o el almacenamiento ya están participando en servicios para el control de la frecuencia como el de regulación primaria (EirGrid 2019) ("Green Energy Corridors Dimensioning of Control Reserves in Southern Region Grid States Final Report," n.d.).

Por otro lado, el desplazamiento de la generación síncrona esta también disminuyendo la respuesta inercial del SEP. A consecuencia de esto, reservas de regulación primarias más rápidas son necesarias para poder contener con anticipación las desviaciones de frecuencia. De nuevo, Irlanda y Gran Bretaña son ejemplos de SEPs donde recientemente se han diseñado dichas reservas conocidas como FFR. Las tecnologías no síncronas como ERVs son buenos proveedores de este servicio dada la rápida controlabilidad que permite la electrónica de potencia de sus inversores. Sin embargo, es importante reseñar que, para poder proveer reservas positivas de regulación primaria, es decir, poder incrementar su generación en caso de que sea necesario, las ERV deben operar por debajo de la máxima generación disponible o bien hacer uso de la tecnología inercia virtual o sintética, disponible para generadores eólicos. Esta tecnología permite a dichos generadores incrementar su generación mediante la extracción de energía cinética almacenada en el rotor de la turbina y, por lo tanto, sin necesidad de operar constantemente con una reducción de la generación máxima disponible. Ese incremento de generación, sin embargo, solo puede ser sostenido durante unos instantes (típicamente en el rango de 20 segundos). Posteriormente, el generador tendrá que reducir su generación por debajo de la generación máxima disponible dado que parte de dicha energía es utilizada para volver a reponer la energía cinética sustraída del rotor (Riesz and Palermo 2016) ("Green Energy Corridors Dimensioning of Control Reserves in Southern Region Grid States Final Report," n.d.).

### 3. Reserva de regulación secundaria

La reserva de regulación secundaria es aquella capacidad de incrementar o disminuir la generación disponible en el SEP con el objeto de restablecer tanto la frecuencia a su valor nominal como el intercambio de potencia entre áreas de control mediante el denominado control de error de área (ACE - en sus siglas en inglés, Area Control Error). Estas reservas se activan de forma automática y centralizada mediante la actuación de un control automática de la generación (AGC - en sus siglas en inglés, Automatic Generation Control) que envía las consignas a los proveedores de este servicio dentro de cada área de control. Una vez que la frecuencia ha sido contenida por la regulación primaria, la regulación secundaria actúa en un intervalo de tiempo que varía entre sistemas pero que suele ser de unos 30 segundos y es mantenida hasta que es remplazada por la regulación terciaria (Riesz and Palermo 2016).

Diferentes metodologías son utilizadas para el dimensionamiento de estas reservas en función del SEP. Por ejemplo, ENTSO-E recomienda el uso de una formulación empírica para el cálculo de las reservas construida a partir de observaciones históricas. Otros OSs en Japón o India usan métodos determinísticos similares al descrito en la subsección anterior. Por último, también existen métodos probabilísticos basados en el uso de información empírica a partir de la cual se generan distribuciones probabilísticas para diferentes factores tales como desconexiones de generadores o errores en la predicción de la demanda o de la generación renovable. Las distribuciones son después combinadas mediante la convolución en una única función que toma en consideración el impacto de los diferentes factores. A partir de la distribución agregada, se dimensiona la reserva para un nivel de seguridad determinado.

El método probabilístico es generalmente recomendado en la literatura por encima de los otros métodos por tres principales ventajas: no está limitado a información histórica lo que permite generar resultados sobre posibles situaciones futuras; toma en cuenta diferentes factores y no solo determinados incidentes y; permite cuantificar el riesgo residual de eventos fuera de las reservas dimensionadas. Estas ventajas lo hacen también especialmente apropiado en sistemas que están cambiando rápidamente con la expansión de ERV y donde el rol de la desconexión de la generación pierde peso en contraposición con la variabilidad de la ERV y los errores en su previsión. OSs de países como Alemania, Austria, Bélgica o Suiza han integrado y utilizan métodos probabilísticos para el cálculo de sus reservas ("Green Energy Corridors Dimensioning of Control Reserves in Southern Region Grid States Final Report," n.d.).

#### **4. Reserva de regulación terciaria**

La reserva de regulación terciaria es aquella capacidad de incrementar o disminuir la generación disponible en el SEP con el objeto de restaurar la reserva de control secundario, de gestionar eventuales congestiones y, para restablecer la frecuencia a su valor nominal en caso de que la reserva de control secundario no sea suficiente. La activación de esta reserva se lleva a cabo de manera manual. Esta tiene que poder ser desplegada en no más de 15 minutos y ser mantenida hasta su remplazo bien por otro tipo de reserva manual existente o, por el siguiente despacho intradiario. Por ejemplo, en Francia, la reserva de regulación terciaria se debe poder mantener hasta dos horas. De forma similar al caso de la regulación secundaria, diferentes métodos son utilizados para su dimensionamiento. OSs en Japón o India utilizan métodos determinísticos basados en incidentes de referencia mientras. Otros OSs como en países como Austria, Bélgica o Suiza utilizan métodos probabilísticos. Por los mismos motivos argumentados en la subsección anterior, los métodos probabilísticos suelen ser los más recomendados.

Con el aumento en la granularidad temporal de los despachos intradiarios en muchos SEP a nivel mundial y el solapamiento de estos intervalos temporales con los intervalos de operación típicos de la reserva terciaria, la relevancia y uso de esta reserva está disminuyendo y su rol está precisamente siendo reemplazado por los despachos intradiarios. Un ejemplo de ello es el Mercado Nacional de la Electricidad de Australia (NEM) donde la regulación terciaria no existe como tal dado que su labor es llevada a cabo por el despacho intradiario que tiene lugar cada 5 minutos (GIZ 2019) (RTE n.d.).

#### **5. Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa**

Uno de los efectos derivados del aumento de la penetración de ERV observados por diferentes OS es el aumento en el número y en la pendiente de los denominados eventos de rampa en demanda residual del sistema. Históricamente, la variabilidad e incertidumbre en la predicción asociadas a la demanda eléctrica eran la principal causante de estas rampas. La provisión de rampas ha sido inherente a la generación despachable sin que esta fuera directamente remunerada por ello sino indirectamente a través del precio de la energía. En entornos de mercado, situaciones en las que existe una escasez de rampa se traducen en picos de precios de la energía para incentivar la entrada en funcionamiento de recursos adecuados tales como centrales de generación pico. Con la creciente penetración de ERV, se espera que estas situaciones sean más frecuentes. Es por ello que varios OS a nivel mundial han creado nuevos productos denominados reservas flexibles o de rampa, cuyo objeto es el de garantizar que el SEP cuente con suficientes recursos de rampa disponibles durante la operación para cubrir tanto la rampa prevista como su incertidumbre asociada (CAISO 2015) (Akrami, Doostizadeh, and Aminifar 2019) (Chen et al. 2017).

CAISO (en sus siglas en inglés, California Independent System Operator), introdujo en 2011 requerimientos de reservas de rampa mediante restricciones en su despacho intradiario. Es uno de los sistemas que cuenta con un servicio auxiliar para la provisión de reservas de rampa y ha establecido un mercado para su contratación. Dicho servicio está compuesto por dos productos: reservas de rampa de subida y reservas de rampa de bajada, las cuales pueden ser contratadas de manera independiente en los mercados intradiarios de 5 y 15 minutos. El volumen de reservas necesario se determina basándose

en la previsión de la demanda en el próximo intervalo horario y en la incertidumbre asociada a esta la cual es calculada a partir de métodos probabilísticos. A partir de esta información, se construye una curva de demanda que es después utilizada para la contratación de las reservas. Es decir, si los proveedores ofrecen precios más baratos, más reserva es contratada y viceversa. El OS también impone unos límites mínimos y máximos de reservas de rampa, así como de precios (CAISO 2015).

## E. Control de tensión

Además de la frecuencia, que se controla mediante el equilibrio y las reservas, el voltaje en cada punto de una red de CA debe permanecer dentro de un cierto rango operativo, definido típicamente por los criterios de calidad de suministro y la capacidad de resistencia al voltaje del equipo. Mientras que la frecuencia depende del equilibrio de potencia activa a nivel global sistema, el voltaje depende en gran medida del equilibrio de potencia reactiva local en cada nodo de la red. En las redes de transmisión de alto voltaje, la resistencia óhmica de los elementos de la red suele ser pequeña o insignificante, por lo que el voltaje está dominado por el comportamiento reactivo de las líneas y los transformadores. En términos simplificados y utilizando la convención de signo pasivo (convención de carga), el comportamiento capacitivo de los elementos aumenta y el comportamiento inductivo disminuye el voltaje local. El mencionado dominio del componente reactivo en las redes de transmisión permite que el voltaje sea controlado localmente mediante el control del equilibrio de la potencia reactiva, pero también lleva al efecto esbozado por el proverbio universalmente aceptado de que "la potencia reactiva no viaja bien". Debido a la impedancia de la línea (reactiva), los flujos reactivos a lo largo de una línea de transmisión tienen un impacto mucho mayor en la caída de voltaje que los flujos de energía activa, y por lo tanto es una buena práctica equilibrar la energía reactiva localmente. En las redes de transmisión, el equilibrio nodal de la potencia reactiva puede controlarse mediante lo siguiente:

- Operando el generador a un factor de potencia fuera de unidad.
- Usando fuentes de energía reactiva no generadoras como bancos de condensadores, inductores, FACTS o condensadores síncronos.
- Compensando la demanda de potencia reactiva de las redes de distribución o de grandes cargas conectadas a la red de transmisión (utilizando generadores o recursos de no generación en el lado de la carga/distribución, más comúnmente bancos de condensadores para compensar la demanda de potencia reactiva de las cargas motorizadas).

El voltaje en los nodos de la red también se controla utilizando transformadores de cambio de tomas, sin embargo, pueden utilizarse con mayor eficacia si la potencia reactiva en el nodo está equilibrada.

La potencia reactiva para el control de la tensión es uno de los servicios auxiliares más importantes en un SEP. En la mayoría de los sistemas eléctricos de todo el mundo, se requiere el suministro de energía reactiva de todos los generadores y la compensación de la energía reactiva de las cargas y los sistemas de distribución. En algunos sistemas, el suministro real de energía reactiva por parte de los generadores es remunerado, mientras que en casi todos los sistemas se penaliza la falta de compensación en las cargas. Con el incremento de la penetración de ERV y consiguiente desplazamiento de la generación convencional, se ha convertido en la buena práctica el requerir a la generación basada en ERV el participar en los servicios de control de tensión. Generalmente, los requisitos de energía reactiva a los generadores consisten en dos componentes los cuales son definidos en las siguientes subsecciones (IRENA 2016):

- El rango de potencia reactiva, que determina la cantidad de potencia reactiva que se puede proporcionar.
- El modo de control de la potencia reactiva, que determina cómo se utiliza esa capacidad.

## 1. Rango de operación de potencia reactiva

La cantidad de energía reactiva que un generador puede proporcionar está limitada por su curva de capacidad. Para los generadores síncronos, el comportamiento de la potencia reactiva se controla a través de la corriente de excitación. El rango de potencia activa y reactiva está limitado por la capacidad de los bobinados del rotor y del estator, así como por el ángulo del rotor. Los generadores síncronos suelen estar ligeramente sobredimensionados en comparación con la salida de potencia mecánica del motor principal, por lo que el suministro de potencia reactiva, incluso a la salida de potencia activa nominal, suele ser posible hasta factores de potencia de o por debajo de  $\cos \varphi = 0,8$ .

La capacidad de potencia reactiva de los generadores basados en inversores está limitada por la corriente nominal del inversor. Antes que los requisitos de potencia reactiva se convirtieran en un estándar en los códigos de la red, los inversores solían estar dimensionados exactamente con la corriente activa nominal que debían suministrar, lo que no permitía ninguna contribución de potencia reactiva a plena carga. Los inversores modernos de energía fotovoltaica y de turbinas eólicas suelen dimensionarse para obtener un factor de potencia de  $\cos \varphi = 0,9$  o  $\cos \varphi = 0,95$  a la potencia activa nominal (VDE 2014).

Hay dos tipos de rangos de potencia reactiva que pueden ser requeridos por los códigos de red. El primero, más simple, es un requisito para realizar un determinado factor de potencia. Especialmente para los códigos de red aplicables a los generadores conectados a la red de alto voltaje (subtransmisión, transmisión y algunas partes de la red de distribución), los requisitos suelen ser más detallados y se asemejan más a las curvas de capacidad reales de los generadores (IRENA 2016) (VDE/FNN 2015).

## 2. Modos de control de potencia reactiva

Los rangos de potencia reactiva requieren que los generadores sean capaces de proporcionar una cierta cantidad de potencia reactiva dependiendo de la salida de potencia activa y del voltaje en el punto de conexión. Esto en sí mismo no requiere todavía modos de control de la potencia reactiva, que se establecen en un requisito separado. Hay cuatro modos de control principales:

- i) Contribución de potencia reactiva fija (ya sea fija  $\cos \varphi$  o fija  $Q$ , esto incluye consignas de potencia reactiva por control remoto).
- ii) Contribución de la potencia reactiva en función del voltaje ( $\cos \varphi(U)$  o  $Q(U)$ ).
- iii) Contribución de la potencia reactiva dependiente de la potencia activa ( $\cos \varphi(P)$  o  $Q(P)$ ).
- iv) Control de activo del voltaje en que los controles del generador (regulación automática de voltaje, AVR – en sus siglas en inglés, Automatic Voltage Regulator) intentan mantener la tensión a un valor nominal o dentro de una determinada banda, hasta que se alcanza el límite de funcionamiento.

La práctica común es exigir que los generadores sean capaces de implementar más de uno o todos los modos de control. El OS decidirá entonces cuáles se utilizan en función de las condiciones locales de la red y, a menudo, también puede cambiar el modo de control según sea necesario, ya sea manualmente o por control remoto. En el caso de los enfoques basados en características ( $\cos \varphi(U)$ ,  $Q(U)$ ,  $\cos \varphi(P)$  y  $Q(P)$ ), el OS también elegirá la característica utilizada (IRENA 2016) (VDE/FNN 2015).

## F. Comportamiento de la generación ERV ante fallas

### 1. Capacidad de soportar huecos de tensión

La capacidad de soportar huecos de tensión (LVRT - en sus siglas en inglés, Low Voltage Ride Through) describe la capacidad de un generador de permanecer conectado durante caídas o incrementos de voltaje de duración limitada. La necesidad de este requerimiento se introdujo por primera vez en el contexto de las ERV en Alemania, cuando uno de los OS observó que una falla en la red de transmisión en el norte de Alemania podría provocar el disparo de varios GW de generación eólica, incluso si la falla fuera subsanada por los mecanismos de protección. Esta desconexión provocaría un desequilibrio entre generación que pondría en compromiso la estabilidad del SEP.

La inclusión de requerimiento de LVRT para ERV se ha convertido en una buena práctica internacional. Los perfiles LVRT se determinan en base a los datos operacionales del OS, incluyendo los tiempos típicos de subsanación de fallas y los tiempos de recuperación de tensión para los diferentes tipos de fallas.

Mientras que los generadores síncronos, durante una caída de voltaje, proporcionarán automáticamente una corriente de salida cada vez más reactiva que se aproxima a la corriente de cortocircuito a medida que el voltaje se acerca a cero, los generadores conectados a través de inversores no harán nada por sí mismos y necesitarán controles parametrizados para proporcionar ciertos servicios. Durante un hueco de tensión, hay una serie de características que pueden ser necesarias (VDE 2017):

- La unidad no se desconecta, pero no transmite corriente a la falla (aplicado principalmente a unidades solares fotovoltaicas (FV) más pequeñas en la red de distribución).
- La unidad transmite la corriente a la falla, con prioridad en la corriente activa (soporte de frecuencia dinámica).
- La unidad transmite corriente a la falla, con prioridad en la corriente reactiva (soporte de voltaje dinámico).

Los requerimientos deben basarse en las condiciones locales. Si bien puede ser preferible no tener ninguna contribución de corriente de falla (o una contribución limitada) de los generadores distribuidos a niveles de voltaje más bajos para evitar la interferencia con la protección de la red, el apoyo dinámico de frecuencia o de voltaje suele ser necesario a niveles de tensión más altos, dependiendo de las características del SEP. Para los sistemas grandes e interconectados, la corriente reactiva suele ser prioritaria mientras que, en los sistemas más pequeños con una baja inercia, los OS darán prioridad a la corriente activa durante el hueco de tensión (Eirgrid Plc 2015).

## G. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables

La integración de las ERV juega un rol preponderante en la descarbonización del SEP y en general en la transformación energética hacia economías más sostenibles. Características inherentes a las ERV tales como su variabilidad e incertidumbre o en muchos casos su carácter distribuido, están impulsando una transformación de los SEP. La innovación tecnológica es uno de los aspectos facilitadores de esta transformación. Muchas de estas innovaciones están orientadas hacia incrementar la flexibilidad del SEP. Por ejemplo, la electrificación de nuevos sectores tales como el transporte o la generación de calor doméstica o industrial acompañada de tecnologías que permitan una gestión inteligente y activa de esta demanda pueden facilitar la integración de ERV mediante el desplazamiento de la demanda. Otras soluciones como la gestión dinámica de la capacidad de las líneas permiten el hacer un uso más eficiente de la infraestructura existente, retrasando inversiones en la red y contribuyendo a la competitividad

económica de las ERV. En las siguientes subsecciones se describen algunas de estas soluciones junto con mejores prácticas/ejemplos internacionales.

## 1. Almacenamiento

Un dispositivo de almacenamiento es un dispositivo que captura energía en un momento dado y la pone a disposición para su uso en un momento posterior. Existen alrededor de veintena de tecnologías de almacenamiento diferentes, de las cuales muchas transforman la energía eléctrica en otra forma de energía para su almacenamiento, como por ejemplo energía química o mecánica. Las tecnologías de almacenamiento más comunes son: las baterías electroquímicas, los super capacitores, el almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada, almacenamiento térmico o “power-to-gas”, entre otras. No sólo existen una amplia variedad de tecnologías, sino que también hay una variedad de aplicaciones diferentes como, por ejemplo:

- Arbitraje de la energía: cuando la generación renovable excede la demanda. Esa energía excedente puede ser almacenada y puesta a disposición en un momento posterior, cuando la demanda exceda la generación renovable. Este arbitraje de la energía puede ser tanto a corto plazo (diario) como a largo plazo (estacional).
- Maximización del consumo propio: la instalación de un dispositivo de almacenamiento (batería) en combinación con generación solar FV en el tejado, por ejemplo, puede almacenar el exceso de generación para su consumo posterior y, de este modo, evitar que la energía sea inyectada en la red o vertida. Esta gestión de la energía solar FV puede ser ventajosa en función de la tarifa eléctrica.
- Reducción de picos/retraso de refuerzos de la red: el almacenamiento también puede ser utilizado para reducir los picos de consumo en determinadas zonas de la red eléctrica. Dichos picos son alimentados mediante la descarga de la energía almacenada localmente. Esto contribuye a descongestionar la red retrasando así la necesidad de reforzarla.
- Regulación de la frecuencia: el almacenamiento también puede utilizarse para proporcionar diferentes tipos de reservas para el control de la frecuencia del SEP.

En función del periodo de tiempo durante el cual la energía permanece almacenada, el almacenamiento puede clasificarse en almacenamiento de corto plazo (ciclos de unos pocos segundos a unos pocos días) y de largo plazo (ciclos de semanas a estacionales). Para el almacenamiento a corto plazo, ciclos de minutos, la tecnología más común es la batería electroquímica. Entre los diferentes tipos de baterías electroquímicas, las de iones de litio son las más populares. Estas se utilizan para todas las aplicaciones mencionadas anteriormente, excepto para el almacenamiento estacional y, existen en diferentes tamaños, desde pequeñas baterías domésticas hasta baterías a gran escala. Con el apoyo de una disminución de los costos, la capacidad anual de las baterías instaladas, tanto para las domésticas como para las de escala industrial, ha aumentado casi continuamente durante la última década y sólo se ha estancado en el último año. Los países con mayor cantidad capacidad instalada son Corea del Sur, China, Estados Unidos y Alemania (IEA 2020a) (Energy Systems and Energy Storage Lab n.d.).

Para el almacenamiento estacional se requiere una gran capacidad de almacenamiento con pocas pérdidas en función del tiempo de almacenamiento, por lo que las baterías electroquímicas no son muy adecuadas para esta aplicación. Las tecnologías más discutidas para los almacenamientos estacionales son el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, el almacenamiento térmico y el power-to-gas. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo utiliza un depósito de agua superior e inferior y se carga o descarga bombeando agua entre estos depósitos. Esta es una tecnología madura y es utilizada en muchos SEP desde hace varias décadas. Sin embargo, los almacenamientos hidroeléctricos por bombeo sólo son económicos cuando se construyen a gran escala y además, su impacto medioambiental suele ser considerable por lo que los lugares adecuados son limitados. Tecnologías alternativas de almacenamiento

estacional son el power-to-gas y el almacenamiento térmico, que también contribuyen al acoplamiento de los sectores (2.7.5). El almacenamiento térmico puede ser simples pozos llenos de agua, que se calientan durante el verano y proporcionan calor, por ejemplo, para la calefacción urbana en invierno. Esta tecnología está también muy difundida desde hace muchos años y se utiliza en países como Dinamarca o Canadá. El power-to-gas ofrece otra solución para el almacenamiento estacional ya que, el gas puede almacenarse fácilmente, por ejemplo, en la red de gas. Sin embargo, debido a la falta de madurez, tanto a nivel tecnológico como en cuanto a marcos regulatorios y de mercados, el power-to-gas no es aún utilizado ampliamente (Van Nuffel et al. 2018) (Lab, n.d.).

Si el uso de almacenamiento para sus diferentes aplicaciones es factible en un SEP, depende en gran medida de la regulación aplicable. Un tema controvertido es, si se permite o no a los OS operar el almacenamiento (IEA 2020a).

## **2. Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

El aumento de la penetración de ERVs en los SEP introduce nuevos niveles de variabilidad e incertidumbre. Servir a la demanda eléctrica con los niveles de fiabilidad y seguridad requeridos, requiere de más flexibilidad de otros participantes en el SEP. Además de las centrales eléctricas convencionales flexibles como por ejemplo las centrales de gas de ciclo abierto, la expansión de la red eléctrica o el almacenamiento, dicha flexibilidad también puede ser proporcionada por la demanda, lo que se denomina Integración del lado de la Demanda (DSI – en sus siglas en inglés, Demand Side Integration). Aquí utilizaremos la nomenclatura de Respuesta a la Demanda (DSR – en sus siglas en inglés, Demand Side Response) para referirnos a la reacción de los usuarios finales (por ejemplo, con señales de precios) y la gestión a la demanda (DSM – en sus siglas en inglés, Demand Side Management) para referirnos al control activo de la demanda por parte del OS o a la provisión de reservas por la demanda. La DSR sólo permite un desplazamiento estadístico de la demanda, mientras que la DSM permite un control exacto. El DSI incluye ambas posibilidades para controlar la demanda. Sin embargo, esta nomenclatura no se utiliza de manera consistente en la literatura (ETG-Task Force Demand Side Management 2012).

El uso de la DSM no es nuevo en los SEP. El OS tejano ERCOT (en sus siglas en inglés, Electric Reliability Council of Texas), por ejemplo, permite proveer reservas de regulación primaria desde 2002. En Europa, el DSM no se ha utilizado ampliamente, debido a condiciones del mercado y regulaciones disuasivas. Sin embargo, esto ha ido cambiando en los últimos años. Entre las instalaciones más adecuadas para la DSM pueden ser mencionadas las grandes plantas industriales con procesos de producción de calor o vapor o las tecnologías mencionadas en la sección de este informe destinada al acoplamiento sectorial. Cuando el esfuerzo y los costes para actuar en el mercado de la energía son demasiado altos o la demanda es demasiado pequeña, la DSM puede aún ser factible mediante la agrupación pequeños actores diferentes a través de un agregador. El agregador actúa como una sola entidad en el mercado de reserva y envía señales de control a todos sus participantes. Actualmente, existen varios agregadores diferentes en los Estados Unidos, Europa y Asia (IRENA 2019c).

A través de los agregadores, no sólo se puede utilizar el DSM, sino también el DSR. Teóricamente, la DSR es posible para todos los consumidores de electricidad, desde los pequeños hogares (que utilizan lavavajillas, frigoríficos, etc.) hasta las grandes instalaciones industriales. Obviamente, el potencial de variación de demanda comparado con el esfuerzo necesario aumenta cuanto más grande es el consumidor de electricidad. A través de la DSR, también se puede aprovechar la flexibilidad de otros sectores si, por ejemplo, se utilizan bombas de calor o vehículos eléctricos. La condición previa para la DSR es una infraestructura adecuada e incentivos, por ejemplo, precios variables. Si se aplican precios variables, éstos deben tener en cuenta no sólo la disponibilidad de las energías renovables, sino también el estado de la red (ETG-Task Force Demand Side Management 2012) (IRENA 2019c).

### Recuadro 3

#### Integración del lado de la demanda en la planificación a largo plazo

Cálculo de potencial DSI disponible: El primer paso para la implementación de DSI en estudios de planificación consiste en dimensionar el recurso disponible en los escenarios a analizar. En (Veneri 2017), se detalla una posible metodología para dicho dimensionamiento. El aporte de la DSI se engloba en 5 productos, entre los que se incluyen potencial de respuesta inmediata ante contingencias o de reducción y/o desplazamiento del consumo de energía. 13 sectores de uso final son seleccionados en función de su peso en la demanda total y la probabilidad de que incluyan algún tipo de DSI en un futuro próximo. Estos usos finales abarcan los sectores residencial, industrial, comercial y municipal e incluyen usos como climatización de espacios, bombeo hidráulico para riegos, centro de datos o iluminación. La contribución de estos sectores de uso final es calculada para cada uno de los 5 productos en cada hora del año y en función de tres factores relacionados con la DSI que son aceptabilidad, controlabilidad e interrumpibilidad. Finalmente, los perfiles de los diferentes sectores son agregados por producto obteniéndose así 5 perfiles horarios anuales que representan el potencial de DSI y que pueden ser posteriormente utilizados en modelos de planificación y de coste de producción.

Implementación de la DSI en modelos de simulación: La DSI es usualmente implementada en modelos de simulación de dos formas diferentes: i) considerada de manera implícita, por ejemplo, contribuyendo al aumento de la capacidad de crédito de las ERV, pero no se refleja en las curvas demanda (Mason, Page, and Williamson 2010). ii) considerada de manera explícita en las curvas de demanda. (Mott MacDonald 2015), es un ejemplo de modelado explícito. En este estudio se utilizan los 5 perfiles horarios calculados (Veneri 2017) como información de entrada de un modelo de simulación de despacho en PLEXOS del sistema eléctrico de Colorado en los EE. UU. PLEXOS optimiza el uso de todos los recursos DSI con el objetivo de obtener el menor coste de producción. PLEXOS, por ejemplo, el desplazamiento de la energía de recursos con DSI para así reducir la carga durante horas con alto coste de la energía y desplazarla a horas con bajo coste. A su vez, existen dos métodos extendidos dentro del modelado explícito; el primero consistente en considerar que los recursos DSI están definidos y son una entrada del modelo de simulación. Otro método consiste tratar al DSI como cualquier otro recurso de generación. El potencial máximo de DSI, así como su caracterización tecno-económica son definidos entrada al modelo. Tanto la inversión como el uso del DSI son optimizados en la simulación de forma que el recurso de DSI desplegado se obtiene como resultado (salida) de la simulación.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por IRENA.

### 3. Micro-redes

Aunque no existe una definición de microrred universalmente aceptada, la siguiente definición elaborada por el Departamento de Energía de los EE.UU. es una de las más referenciadas en la literatura (Ton and Smith 2012): Una microrred es un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos que se comporta como una única entidad controlable con relación a la red. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que opere tanto conectada a la red como en modo "isla".

Los principales componentes de una microrred son:

- **Generación:** Puede ser de carácter renovable (Solar fotovoltaica, eólica, etc.) o de carácter no renovable como generadores diésel o cogeneración entre otros.
- **Cargas:** controlables o no controlables, son generalmente cargas eléctricas, aunque también es común utilizar el potencial de las nuevas tecnologías renovables para abastecer a cargas térmicas.
- **Almacenamiento:** especialmente relevante para microrredes con ERV, entre sus aplicaciones están el desempeñar funciones de arbitraje de energía, participar en el control de frecuencia para reducir la variabilidad a corto plazo de las ERV o incluso, remplazar a la generación síncrona como fuente de voltaje de la microrred operando en el llamado "Grid Forming mode" y permitiendo así alcanzar penetraciones de generación ERV del 100%.
- **Conexión con la red principal:** estos sistemas pueden o no contar con puntos de conexión a una red principal. Los límites eléctricos con esta deben estar claramente definidos y la microrred debe poder operar tanto conectada como desconectada de dicha red principal.

- Sistema de control: estos sistemas deben generalmente incluir una estrategia de control para mantener de forma instantánea, el equilibrio de potencia real y reactiva cuando el sistema está aislado y, durante un tiempo más prolongado determinar cómo despachar los recursos. El sistema de control también debe identificar cuándo y cómo conectarse y desconectarse de la red principal cuando exista un punto de conexión a esta.

Una de las aplicaciones más comunes de las microrredes es el de proporcionar suministro eléctrico a comunidades remotas y a pequeñas islas, ya que, dado su pequeño tamaño y aislamiento, su coste es menor que el de construir una interconexión con la red principal más cercana. Estos sistemas remotos deben operar constantemente en modo "isla". Debido a lo remoto de su localización y por lo general a la poca diversificación de los recursos utilizados para la generación eléctrica, tradicionalmente basada en combustibles fósiles, los residentes de estas comunidades pagan algunos de las tarifas eléctricas más caras del mundo y están altamente expuestos a factores tales como la volatilidad de los precios de los combustibles, la interrupción de su suministro o riesgos medioambientales derivados de su transporte (Room, n.d.). Este contexto incentiva la integración de ERV como una alternativa más económica, sostenible y segura que los combustibles fósiles. Cada vez son más los casos de microrredes aisladas donde se integran de forma exitosa altos niveles de penetración de ERV. En el reporte llevado a cabo por el Rocky Mountain Institute y Carbon War Room (Room, n.d.), se detallan diez de estos casos entre los que se incluyen dos microrredes en la región del Caribe, la de la isla Necker y la de Bonaire. Algunos de estas microrredes son además capaces de operar con una integración de ERV del 100% gracias al uso de almacenamiento.

#### **4. Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating)**

Dynamic Line Rating (DLR) es una tecnología utilizada para aumentar dinámicamente la corriente máxima o ampacidad de las líneas aéreas de transmisión eléctrica. DLR se basa en el hecho de que la ampacidad de una línea aérea está determinada por su capacidad de disipar en el medio ambiente el calor producido por el efecto Joule. Esto a su vez depende de las condiciones ambientales como la temperatura ambiente, la radiación solar y la velocidad y dirección del viento. Tradicionalmente, la ampacidad de las líneas aéreas se ha calculado utilizando estimaciones de las condiciones ambientales. Dicha metodología incluía márgenes de seguridad en los cálculos lo que resulta en un uso ineficiente de la capacidad de transmisión en muchas situaciones. Por el contrario, la tecnología DLR permite determinar la ampacidad de forma dinámica (tiempo real o casi real) gracias a la medición por sensores de parámetros como flecha de la línea, la velocidad del viento o la temperatura ambiente. Dicho método permite hacer un mejor uso de la capacidad de transmisión de la línea en comparación con el método de cálculo estático (Michiorri et al. 2015).

La tecnología DLR está en uso desde 1977 y actualmente son más de 50 los SEP que la han integrado a su operación como Elia (Bélgica), RTE (Francia) o ERCOT (Texas). Entre los beneficios reportados de la tecnología DLR es posible mencionar el aliviado de congestiones, la mejora de la confiabilidad de la red, la reducción de vertidos de generación renovable, el alivio de las restricciones en el despacho eléctrico y la disminución de la necesidad de refuerzos de la red (Kladar 2014).

Existen diferentes métodos para determinar el DLR en función del tipo información medida. Por un lado, el método directo donde los sensores de medición se encuentran en la propia línea y miden parámetros como la flecha o la temperatura del conductor que permiten conocer el estado actual de la línea. Por otra parte, existe el método indirecto donde el DLR se estima utilizando mediciones de estaciones meteorológicas situadas en las cercanías de la línea. El DLR depende de las condiciones climáticas y por lo tanto este puede predecirse basándose en las predicciones climáticas. Las mejores prácticas internacionales en la actualidad incluyen el uso de predicciones del DLR intradiarias y del día anterior. El uso de predicciones del día anterior permite implementar el DLR durante el día anterior a la

operación real que es cuando se toman gran parte de las decisiones en cuanto a operación, seguridad y mercado (Nguyen, Vassort, and Lilien 2014) (Elia n.d.).

## 5. Acoplamiento sectorial

Acoplamiento sectorial significa la conexión e integración de otros sectores diferentes al sector eléctrico. Cuando se habla de acoplamiento sectorial, se refiere principalmente a los vehículos eléctricos (EV – en sus siglas en inglés, Electric Vehicles), Conversión de Energía a Gas (P2G – en sus siglas en inglés, Power-to-Gas) y Conversión de Energía a Calor (P2H – en sus siglas en inglés, Power-to-Heat). Como sus nombres lo indican, P2G significa crear combustibles sintéticos, como el hidrógeno o el metano, con electricidad, mientras que P2H significa producir calor a partir de la electricidad. El acoplamiento sectorial persigue la optimización de todos los sectores juntos a través de un enfoque holístico y sinérgico. Actualmente, existe un amplio consenso en que el acoplamiento sectorial es necesario y beneficioso para alcanzar los objetivos climáticos. Al vincular los sectores del gas, el calor y la movilidad con el sector de la electricidad, estos sectores pueden descarbonizarse utilizando las energías renovables del sector eléctrico. Además, la integración de otros sectores al SEP introduce nuevas flexibilidades en la red y, por lo tanto, puede contribuir a integrar las ERV. El acoplamiento de los sectores puede producirse ya sea en los dispositivos del usuario final, por ejemplo, bombas de calor o EV, o mediante la integración de diferentes infraestructuras energéticas, por ejemplo, el acoplamiento de la red eléctrica con una red de calefacción urbana o instalaciones de conversión de energía en gas (IRENA n.d.)(Van Nuffel et al. 2018).

Además de la posibilidad de utilizar las energías renovables de la red eléctrica, la ventaja de electrificar los dispositivos de usuario final es que suelen ser más eficientes que los dispositivos basados en combustibles fósiles y, por lo tanto, reducen la cantidad de energía primaria necesaria. Tanto las bombas de calor como los EV pueden aportar flexibilidad a la red, si funcionan de forma coordinada, mientras que los EV podrían incluso proporcionar reservas para la red descargando parcialmente sus baterías (V2G, en sus siglas en inglés Vehicle-to-Grid,). El inconveniente de este aumento de nuevos usuarios conectados a la red es que esto puede dar lugar a sobrecargas y problemas de tensión en la red de distribución. Sin embargo, países como Noruega o los Países Bajos con penetraciones importantes de EV o de EV híbridos enchufables, no han reportado con frecuencia la necesidad de llevar a cabo ampliaciones de la red para la integración de estos EV(Hülsmann et al. 2019)(IEA 2020b).

Se puede desbloquear una mayor flexibilidad para la red eléctrica con aplicaciones de P2G o P2H a gran escala. La energía eléctrica debe ser convertida en calor o gas para evitar vertimientos, cuando hay un excedente de energía renovable o una congestión en la red. La conversión de energía en gas tiene la ventaja de que el gas sintético resultante puede utilizarse como almacenamiento (estacional) y que puede transportarse con relativa facilidad, utilizando la infraestructura de gas existente. También se necesitarán combustibles sintéticos para descarbonizar los sectores difíciles de electrificar, como la calefacción en los procesos industriales, el transporte pesado o la aviación. En caso de que un SEP disponga de recursos limitados, estos combustibles deberán importarse de otras regiones con abundantes recursos renovables. El inconveniente del P2G es la baja eficiencia. Además, en la actualidad no hay mucho excedente de energía renovable en la mayoría de las redes eléctricas, mientras que en este momento los combustibles fósiles siguen siendo relativamente baratos. Debido a esto y a las regulaciones disuasorias y diseños de mercado, las tecnologías de P2G no son todavía muy difundidas (IRENA n.d.)(Van Nuffel et al. 2018).

#### Recuadro 4

##### Acoplamiento sectorial en la planificación a largo plazo de SEP; casos de estudios

El acoplamiento sectorial es una de las áreas emergentes más relevantes en la planificación del SEP. A continuación, se proporcionan dos referencias sobre estudios de planificación con acoplamiento sectorial:

En (Gils, Simon, and Soria 2017) se presenta un sistema con un 100% de penetración renovable para Brasil con acoplamiento sectorial. El estudio, el cual se centra en la determinación de la solución de menor costo para alcanzar dicho escenario renovable reveló que la instalación de generación eólica y solar es más efectiva en costes que la de construir nuevas plantas hidroeléctricas. El modelo de simulación se llevó a cabo en la herramienta REMix la cual se centra en la representación detallada del sistema de eléctrico, pero también permite considerar su acoplamiento con relevantes sectores como el del calor y el transporte, incluyendo la calefacción eléctrica, la movilidad eléctrica y la producción de combustibles sintéticos. El modelo optimiza la capacidad de instalación y el funcionamiento horario de todos los componentes del sistema en un enfoque de previsión perfecta durante un año típico. Brasil es modelado en 7 regiones cada una incluyendo demanda, generación e interconexiones con otras regiones vecinas.

El estudio (Brown et al., n.d.), proporciona un ejemplo de planificación regional con acoplamiento sectorial. Se modelan 30 países europeos, cada uno de los cuales se agrega en un solo nodo en la herramienta de código abierto PyPSA. Los sectores acoplados modelados para cada país son la electricidad, el espacio de baja temperatura y el calentamiento del agua, el transporte rodado, el hidrógeno y el metano, cada uno de los cuales consiste en un subnodo. Los subnodos eléctricos de cada país están conectados entre sí representando la red de transmisión intercontinental. La inversión capacidad de generación instalada, en almacenamiento y la transmisión, así como la operación del sistema se optimizan mediante una formulación lineal. Se simula un escenario anual con el objetivo de replicar las condiciones previstas para el año 2050. Los resultados muestran que, mientras que los vehículos eléctricos pueden equilibrar la variación de la energía solar, el almacenamiento P2G y térmico pueden equilibrar las variaciones a largo plazo de la oferta y la demanda. Los resultados también mostraron que, cuando se utilizan conjuntamente, la flexibilidad de acoplamiento sectorial y la de la transmisión se pueden reducir los costos totales del sistema en un 37% en comparación con un escenario sin interconexión y con un acoplamiento sectorial inflexible, lo que conduce a escenarios con una reducción de emisiones del 95% con unos costes de sólo marginalmente superiores a los del sistema energético actual.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por IRENA.

## 6. Medidores inteligentes (smart meters)

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI - en sus siglas en inglés, Advance Metering Infrastructure) se refiere a los medidores de electricidad inteligentes y a los equipos de comunicación y procesamiento de datos necesarios para recopilar datos de medidores inteligentes y entregarlos al operador de la red.

Los medidores inteligentes (o conocidos por su denominación en inglés como *Smart Meters*) difieren de los medidores de electricidad convencionales en tres aspectos. Primero, suelen medir el uso de la energía con una resolución de tiempo mayor a la de los medidores convencionales, generalmente, en intervalos menores a una hora. Segundo, tienen la capacidad de comunicar periódicamente, hasta incluso en tiempo real, la información de uso al operador de la red. Por último, son capaces de realizar una comunicación bidireccional donde la distribuidora puede enviar y/o recibir información desde o hacia el medidor.

Esta capacidad de medición y comunicación de los medidores inteligentes posibilita un gran número de nuevas funciones que se pueden implementar en la red eléctrica. Con la utilización de medidores inteligentes, es posible medir la producción de recursos renovables, incluidos los servicios auxiliares, para la realización de compensaciones, controles y/o planificaciones. Habilitan esquemas avanzados de precios de electricidad, que pueden mejorar la economía de la energía distribuida. También, los medidores inteligentes pueden recopilar datos sobre la calidad de la energía, los cortes de energía, el factor de energía, el uso de energía reactiva y el voltaje y la frecuencia de la red. Esta información puede ser útil para una automatización de la red de distribución. Otra funcionalidad que permiten estos medidores es que pueden incluir plataformas orientadas al cliente, proporcionando datos detallados sobre el uso de energía que pueden ayudar a realizar una gestión de la demanda (IRENA 2013).

En países europeos como Suecia ya se encuentran instaladas infraestructuras de medición avanzada donde las distribuidoras de energía eléctrica celebran alianzas con empresas de telecomunicaciones o tecnológicas para lanzar plataformas de medición inteligente y poder recolectar información de diferentes variables de la red. En Estados Unidos, las compañías eléctricas instalaron en 2018 más de 80 millones de medidores inteligentes, principalmente, en usuarios residenciales (IRENA 2019e) (U.S. Energy Information Administration (EIA) n.d.).

## H. Códigos de red

### 1. Código de red

"Código de red" es un término amplio que suele utilizarse en los documentos que establecen las normas en la interfaz entre los diferentes actores de los SEP. La mayoría de los códigos de red se centran en regular la interacción entre el OS (que también puede ser una empresa eléctrica - utility - integrada verticalmente) y los usuarios de la red, entre los que se incluyen los generadores, los consumidores y los operadores de las redes de distribución (DSO – en sus siglas en inglés, Distribution System Operators). Puede haber más de un código de red en un SEP. En la mayoría de los sistemas hay por lo menos un código de red de transmisión (a menudo denominado "el código de red") y un código de red de distribución. Son posibles otras diferenciaciones. Alemania, por ejemplo, tiene un código para cada nivel de voltaje, mientras que Dinamarca tiene diferentes documentos de código aplicables a diferentes tecnologías de generación. Todos estos documentos suelen denominarse bajo el término genérico de "códigos de red" (IRENA 2016).

Aunque no se nombren explícitamente, la mayoría de los códigos de red incluyen los siguientes subcódigos:

- El Código de Conexión, que rige la conexión de las instalaciones de los usuarios y contiene los requisitos técnicos para las mismas.
- El Código de Planificación, que especifica los datos de planificación que deben presentar los usuarios y, en algunos casos, también esboza los principios de planificación a los que debe atenderse el OS.
- El Código de Explotación, que rige la comunicación operativa entre los actores del SEP.

Además, los siguientes códigos o secciones del código pueden o no formar parte del marco del código de la red:

- Código de Programación y Despacho, a veces también incluido como un capítulo del Código de Operación.
- Código de Medición, que establece normas técnicas y operativas para los equipos y procedimientos de medición.
- Código de Liquidación, que rige las transacciones financieras;
- Código del Mercado, que rige el funcionamiento del mercado de la electricidad.

En la mayoría de los sistemas, los códigos de red son elaborados y mantenidos por un comité de códigos de red que incluye representantes de diferentes partes interesadas, como el OS, los productores independientes de electricidad, los grandes consumidores y, por lo general, también el regulador. La aprobación final del código de la red suele corresponder al regulador del SEP. En algunos casos, concretamente en América Latina, no existe un código de red específico, pero los requisitos correspondientes se incluyen en la legislación energética nacional. Sin embargo, esto puede resultar problemático, ya que los códigos de la red deben revisarse y actualizarse con frecuencia para tener en

cuenta los cambios en el entorno técnico-económico. Por consiguiente, la mayoría de los países y/o SEP han pasado a mantener un código de red específico. Los códigos de la red suelen ser, aunque no siempre, documentos jurídicamente vinculantes para todos los interesados en el SEP (IRENA 2016).

## I. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

En este apartado se presentan modalidades de negocios que surgieron como resultado de la integración de las ERV y la introducción de innovaciones tecnológicas al sistema eléctrico.

### 1. Agregadores

Un agregador es una agrupación de agentes de un sistema eléctrico (consumidores, generadores, prosumidores, etc.) que actúan como una sola entidad para poder ser partícipes del mercado eléctrico como generadores o como proveedores de servicios auxiliares al operador del sistema. Es considerado como una compañía que opera una “planta virtual”, formada por diferentes plantas generadoras distribuidas con el objetivo de permitir que éstas puedan proveer servicios a la red.

Agrupando estas pequeñas generadoras se busca que se comporten como una planta de mayor envergadura con características como potencia máxima y mínima, tiempo de puesta en marcha, tiempo de apagado, etc., y puedan participar del mercado vendiendo electricidad o servicios auxiliares.

Un agregador busca ayudar a la integración de la energía renovable proveyendo flexibilidad tanto del lado de la demanda como de la oferta. Desde el punto de vista de la demanda, la flexibilidad puede ser provista mediante recursos que respondan a las variaciones de la demanda o por medio del almacenamiento de la energía. En el caso de la oferta, la flexibilidad está dada mediante la optimización de la generación por parte de generadoras flexibles como las plantas combinadas de calor y electricidad o cogeneración (CHP – por sus siglas en inglés, Combined Heat and Power), biogás, etc., y del uso de medios de almacenamiento de energía (IRENA 2019a).

El Gobierno de Australia Meridional junto con Tesla se encuentran desarrollando una red de 50.000 instalaciones solares en hogares, conectadas como un agregador, es decir, que cada una de estas 50.000 instalaciones forman parte de una Planta Virtual que puede participar del mercado eléctrico como un generador o proveedor de servicios auxiliares. Se espera que el proyecto alcance el 20% de la demanda diaria promedio del estado (250 MW). Por otro lado, se espera una reducción en las facturas de los participantes del proyecto. Se estima que el precio mayorista de la energía se reduzca en 3 USD/MWh por cada 50 MW de capacidad que se agreguen por medio de este sistema. Esta Planta Virtual podría reducir en alrededor 8 USD/MWh el precio de la energía, lo que significaría un ahorro de 90 millones de dólares anuales.

### 2. Generación distribuida comunitaria

La generación comunitaria o energía comunitaria es la participación tanto económica como operativa de los ciudadanos o miembros de una comunidad en un proyecto de energía renovable. La generación comunitaria, dependiendo de la legislación, no está limitada a un tamaño particular, es decir que puede ser de pequeña o de gran escala (IRENA 2018a).

La energía comunitaria se da por la combinación de al menos dos elementos como:

- Los miembros de la comunidad son los propietarios de la mayor parte del proyecto de energía renovable.
- Las votaciones sobre el proyecto recaen sobre alguna organización de la comunidad.
- La mayor parte de los beneficios sociales y económicos son distribuidos dentro de la comunidad.

Algunos países o regiones han establecido organizaciones enfocadas a promover la inversión en generación comunitaria, en algunos casos se trata de organizaciones financiadas por organismos públicos como Community Energy Scotland y Community Power Agency en Australia.

### **3. Comercialización entre pares**

La comercialización entre pares (P2P – en sus siglas en inglés Peer-to-Peer) se refiere a la compra y venta de energía entre dos o más usuarios en una red. En su mayoría de origen solar, la energía que no sea consumida por el mismo productor puede ser vendida a otro usuario por medio de plataformas especializadas. La principal característica de este modelo de negocios es que el usuario puede decidir a quién vender y a quien comprar dicho excedente.

Para que sea factible esta metodología, es necesario realizarlo por medio de una plataforma segura, para lo que generalmente se utiliza tecnología blockchain. Blockchain es una tecnología de base de datos que procesa y almacena información, en este caso particular, la compra-venta de energía y los precios y cantidades de dichas transacciones (Infinite Energy n.d.).

Power Ledger es una compañía tecnológica australiana que ha desarrollado una plataforma de comercio de energía P2P utilizando blockchain. Esta plataforma facilita la compra y venta de energía renovable en tiempo real, permitiendo a los usuarios que poseen paneles solares vender la energía que no consumen a sus vecinos. La compañía ha firmado convenios con empresas comercializadoras de energía, cámaras industriales y gobiernos para desarrollar su tecnología. Actualmente tiene 22 proyectos activos en ocho países entre los que se encuentran Australia, Estados Unidos, Italia y Tailandia.

### **4. Modelo de pago por uso**

El Modelo de Pago por Uso (o conocido en su término en inglés como Pay-as-you-go) consiste en la metodología prepaga para el consumo de electricidad. Este tipo de contratos entre el usuario final y la comercializadora de energía, otorga al cliente la gestión total de los consumos. Al pagar anticipadamente, el usuario sabe cuánto puede gastar y gestionar así sus consumos de manera de gastar solamente lo previsto. Este modelo está dirigido principalmente a pequeños usuarios, tanto residenciales como comerciales, que tienen un presupuesto estricto para el gasto mensual en energía.

Para que sea posible esta metodología, son necesarios los medidores inteligentes, los cuales monitorean y descuentan el consumo del saldo remanente del usuario. Con esta metodología se evitan los costos de lectura y cobranza por parte de las comercializadoras, reduciendo también los sobrecostos por mora de los usuarios, ya que cuando el medidor se queda sin saldo, el servicio automáticamente se interrumpe. Desde el punto de vista del usuario, una de las principales ventajas que posee este sistema es que no habrá gastos por encima de lo estimado.

PrePayPower.ie es uno de los proveedores más importantes de electricidad de Irlanda por medio del formato Pago por Uso. La empresa ha realizado estudios sobre un grupo de clientes adheridos al servicio prepago, mostrando una reducción promedio del 9% en el consumo anual de electricidad.

## **J. Mecanismos de remuneración para ERV**

Los mecanismos de remuneración innovadores son clave para monetizar el valor creado por las ERV y así permitir su integración. Están surgiendo numerosos modelos comerciales que permiten el suministro de electricidad renovable en lugares con opciones limitadas, como áreas aisladas o densamente pobladas.

### **1. Licitaciones / Subastas**

La Subasta de energía renovable también conocidas como "Subasta de Demanda" o "Subasta de Adquisición", es el proceso por el cual una autoridad (generalmente gubernamental) emite un llamado para la adquisición de cierta capacidad o generación de electricidad basada en energías renovables. Los

desarrolladores de proyectos de energía renovable que participan en el proceso suelen presentar una oferta con un único precio por unidad de electricidad (precio monómico de la energía) con el que se comprometen a realizar el proyecto, es decir a generar electricidad. El subastador evalúa las ofertas en función del precio y otros criterios y firma un acuerdo de compra de energía con el adjudicatario.

El creciente interés en los esquemas de subastas está impulsado por su capacidad para lograr el despliegue de la generación eléctrica con fuentes renovables de forma planificada, flexible, rentable y transparente, al tiempo que se logran otros objetivos, como la descarbonización de la matriz energética (IRENA n.d.).

Existen dos mecanismos para incorporar energía a grandes escalas: las subastas y las licitaciones. Las licitaciones son ofertas a "sobre cerrado", presentadas directamente al comprador de la energía y, los generadores, no conocen las otras ofertas presentadas. En las subastas, las ofertas están abiertas para que todos los generadores puedan ver las propuestas realizadas y, ofertar (y volver a ofertar) hasta la fecha límite de la subasta. Se estima que entre 2017 y 2018 a nivel mundial, se subastaron alrededor de 111 gigavatios (GW) de energía proveniente de fuentes renovables. Las fuentes renovables con mayor presencia fueron la solar y la eólica terrestre, sin embargo, en este último periodo, la eólica de costa adquirió fuerte participación. La gran mayoría de estas subastas fueron realizadas en Europa y en el sur y este de Asia.

En Brasil, existe el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas (PROINFA), que fue creado por la Ley 10.438 / 2002 y tiene como objetivo aumentar la participación de fuentes alternativas renovables en la producción de energía eléctrica, favoreciendo a los empresarios que no tienen vínculos corporativos con los concesionarios de generación, transmisión o distribución.

La realización de subastas energéticas para ampliar el suministro de electricidad fue un mecanismo introducido en la reforma del sector eléctrico y consolidado con la participación efectiva de varias instituciones del sector eléctrico brasileño. Estas subastas son los pilares del acuerdo institucional introducido en 2004.

La Compañía de Investigación de Energía (EPE - por sus siglas en portugués, Empresa de Pesquisa Energética) tiene como objetivo proporcionar servicios al Ministerio de Minas y Energía (MME) en el área de estudios e investigaciones diseñados para subsidiar la planificación del sector energético, que abarca la electricidad, el petróleo y el gas natural y sus derivados y biocombustibles.

Desde la primera subasta, la EPE contribuye con la mejora de las reglas y parámetros básicos definidos en las pautas de MEM o conduciendo todo el proceso de calificación experiencia técnica de empresas de generación participantes<sup>1</sup>.

Existen dos tipos de subastas: las subastas periódicas de nuevas energías y subastas de reserva. Las subastas de nueva energía son, en principio, tecnológicamente neutrales, lo que permite una amplia gama de tecnologías como la hidroeléctrica, la biomasa, el gas, el carbón y el petróleo plantas para participar en igualdad de condiciones. Sin embargo, el gobierno puede limitar la participación a ciertas tecnologías, transformando así las subastas en licitaciones para tecnologías específicas.

Las subastas de energía de reserva fueron diseñadas como mecanismo a través del cual el gobierno puede contratar energía suplementaria (o excedente) para aumentar el margen de reserva del sistema. En la práctica, se han utilizado para desplegar generación renovable, excluyendo grandes centrales hidroeléctricas. Estas subastas de reserva se llevan a cabo todos los años desde 2008 (excepto 2012) y han sido exclusivas de tecnologías energéticas renovables que abarcan pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, eólica y solar.

---

<sup>1</sup> Información obtenida de: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>.

Hasta el momento, se han realizado un total de 58 subastas de energía (de todo tipo de tecnología), razón por la cual, ya Brasil cuenta con un mercado maduro de energías renovables y los incentivos para la realización de esta clase de proyectos por parte del Estado comienzan a verse afectadas (Hawila et al. 2017)(Bitencourt and Di Cunto n.d.).

## 2. Tarifa de inyección o tarifa de alimentación

La Tarifa de Inyección o Tarifa de alimentación (FIT – en sus siglas en inglés, Feed-In Tariff) es una tarifa fija para la remuneración de las energías renovables inyectadas a la red. Este tipo de tarifa es efectiva para fomentar proyectos de energía renovable ya que ofrece garantía de ingresos estables a los potenciales desarrolladores. Sin embargo, establecer un nivel tarifario adecuado puede ser un desafío en un entorno donde los costos tecnológicos son cambiantes. Además, dado que los reguladores controlan el precio en lugar de la cantidad generada, se corre el riesgo de no cumplir o exceder objetivos de abastecimiento de energías renovables si, la FIT establecida, no está en línea con las realidades del mercado. Una forma común de evitar exceder los objetivos es estableciendo límites en la capacidad instalada (IRENA n.d.).

Para una correcta aplicación de una FIT, los encargados de formular políticas deben variar las remuneraciones por tecnología, tamaño del proyecto, ubicación y calidad de los recursos. También, dicha remuneración debe ser ajustada a medida que los costos tecnológicos varían. Es importante poder asegurarles a los desarrolladores, un flujo de ingresos con pagos y condiciones predecibles para poder garantizar un beneficio razonable por el proyecto (Cox and Esterly 2016).

En 2010, el Reino Unido, se incorporó la remuneración de energía proveniente de fuentes renovables a partir de la aplicación de una FIT. Dicha tarifa, remunera a las siguientes tecnologías (OFGEM 2017):

- Solar fotovoltaica de hasta 5 MW de capacidad instalada;
- Eólico de hasta 5 MW de capacidad instalada;
- Hidroeléctrico de hasta 5 MW de capacidad instalada;
- Digestión anaeróbica de hasta 5 MW de capacidad instalada;
- Micro combinación de calor y energía de hasta 2 MW de capacidad instalada.

Dentro del esquema de remuneración del Reino Unido, se pueden encontrar dos actores: los generadores de energía eléctrica, que reciben una FIT por su energía inyectada en la red y los licenciatarios, que son compañías energéticas autorizadas por el organismo regulador con la capacidad de pagar una FIT a los usuarios por la energía recibida.

Una vez que los generadores son aprobados para recibir la FIT, se les garantiza dicha remuneración por el plazo de 20 años (10 para la micro combinación de calor y energía) y, para ajustar la remuneración de la energía eléctrica a lo largo del tiempo, la misma es actualizada anualmente por el índice de precios minoristas.

En abril de 2019, con fines de buscar un mecanismo que sea capaz de reflejar de una mejor manera los costos del sistema energético, el gobierno decidió cerrar las postulaciones para nuevos generadores que quieran recibir una FIT y se encuentra en la búsqueda de un nuevo sistema para remunerar los generadores de energías renovables a pequeña escala (Department for Business Energy & Industrial Strategy (Gov UK) 2018)(IRENA n.d.).

### 3. Prima de inyección o prima de alimentación

La Prima de Inyección o Prima de Alimentación (FIP – en sus siglas en inglés, Feed-in Premium), es una tarifa para la remuneración de la energía que consiste en el pago de una prima, por sobre el precio de mercado de la energía eléctrica, a la energía eléctrica generada con fuentes renovables. Generalmente, dicha prima suele poseer valores mínimos y máximos para brindar garantías a los generadores y reducir el riesgo del mercado. A diferencia de una FIT, la remuneración es más incierta, pero existen incentivos para producir cuando el sistema eléctrico necesita más electricidad. Sin embargo, las fuentes renovables de energía variables, como la eólica o solar, poseen limitaciones para adaptarse a las señales de precio del mercado (IRENA n.d.).

Debido a la disminución de los costos para la producción de energía a partir de fuentes renovables y con dificultades de introducir competencia en el mercado en el sector eléctrico, la Comisión Europea revocó el modelo de estimulación FIT e introdujo el sistema FIP que expone a los productores de electricidad a partir de fuentes renovables a los riesgos del mercado (Economic and Interest Association Renewable Energy Sources of Croatia 2020).

Desde 2017, en Grecia, se otorga una FIP a las plantas renovables y de cogeneración mediante la realización de licitaciones. Las mismas son específicas de la tecnología y, el Ministerio de Medio Ambiente y Energía, emite decisiones que especifican las capacidades que se subastarán para cada tecnología elegible (IEA 2019). La FIP estipulada es del tipo Flotante (la otra modalidad existente es Fija) entre un valor máximo y un mínimo. Si los precios del mercado son mayores que el máximo definido no se remunera la prima y, si son menores al mínimo se otorga una prima por sobre el precio de mercado a la vez que se introduce una señal de precio para los generadores. La duración de los contratos es de 20 años (con excepción de las centrales térmicas solares) (Council of European Energy Regulators 2018).

La diferencia entre el precio mayorista de la electricidad y la tarifa con la que se remunera a la energía renovable proviene principalmente de un impuesto llamado Impuesto Especial para la Reducción de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (ETMEAR, por sus siglas en griego) (RES LEGAL Europe 2019).

### 4. Facturación neta

La Facturación Neta (o conocida por su denominación en inglés como Net Billing) es un mecanismo de comercio de energía eléctrica que permite, con dos medidores, tener tarifas separadas para el consumo y producción de energía eléctrica. De esta manera, es posible hacer un cálculo más justo desde el punto de vista económico, cobrando el consumo facturado a las tarifas minoristas y la producción acreditada a una tasa de costo evitado. Al final del periodo de facturación se netean los cargos de consumo y producción de energía. Esto proporciona una señal de precio económico con respecto al valor de la generación para la sociedad. Sin embargo, este enfoque reduce el atractivo de la generación a pequeña escala<sup>2</sup>.

Los planes de facturación neta bien diseñados pueden aumentar la inyección de electricidad renovable en la red cuando las tarifas de compensación son altas, si tales tarifas reflejan la escasez en el sistema. De la misma manera, pueden maximizar el autoconsumo o almacenar la electricidad generada en baterías detrás del medidor cuando las tarifas de compensación son bajas, dado que las tarifas reflejan la abundante generación de VRE en el sistema y una menor demanda.

En diciembre de 2016, la Comisión de la Corporación de Arizona votó para reemplazar la medición neta por la facturación neta. La energía renovable inyectada en la red es compensada por la tasa de costo evitada, que la comisión calcula para cada empresa de servicios públicos.

---

<sup>2</sup> Survey on Net Metering and Net Billing Regulation across some selected countries, Quantum, marzo 2010.

En Italia, el esquema de facturación neta calcula el valor del exceso de electricidad suministrada a la red a precio mayorista, y este valor puede usarse como crédito para períodos de consumo posteriores o reembolsarse al consumidor.

En Indonesia, la electricidad inyectada a la red por los prosumidores (consumidor - productor) se liquida a un máximo del 85% o 100% del costo de generación local, dependiendo de si el costo de generación local es mayor o menor que el costo de generación promedio nacional (IRENA 2019b)(IRENA 2019f).

## 5. Medición neta

La Medición Neta (o conocida por su denominación en inglés como Net Metering) es un sistema de comercio de energía eléctrica que permite a los usuarios individuales conectados a la red y que generan electricidad de fuentes renovables, recibir créditos por cualquier exceso de energía que generen más allá de su consumo. El Net Metering permite a los clientes usar su propia generación para compensar su consumo al permitir que sus medidores eléctricos retrocedan cuando generan electricidad por encima de su demanda durante un período de facturación. La medición neta permite a los clientes "depositar" a través de créditos energéticos, su energía y, usarla en un momento diferente al que se produce, lo que brinda a los clientes mayor flexibilidad y maximiza su valor de producción<sup>3</sup>.

En Estados Unidos, la medición neta fue introducida en el año 1983 como un mecanismo para remunerar la generación distribuida. Actualmente, 41 de los 50 estados del país, poseen vigente este sistema de remuneración siendo obligatorio para las distribuidoras en algunos y voluntario en otros (NREL n.d.).

En India, con objetivos ambiciosos de cubrimiento de energía renovable, se introdujo la medición neta como una iniciativa para hacer que las energías renovables sean más económicas y accesibles con la presencia de diferentes regulaciones en los estados del país. Con el sistema vigente, el exceso de energía se puede depositar durante un año financiero, al final del cual el exceso de generación se pagará a una tarifa adecuada determinada por el SERC correspondiente (International Energy Agency IEA 2018) (The Economic Times 2020).

China es otro país que utiliza la medición neta para la remuneración de la generación distribuida y, gracias a esto, China, Estados Unidos e India representaron colectivamente aproximadamente el 70% de las instalaciones fotovoltaicas en 2018 (IRENA 2019d).

## K. Diseño de mercado

El diseño del mercado es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables variables en la matriz energética, así como una reducción en los precios mayoristas de la electricidad. Adicionalmente, el diseño adecuado de los mercados eléctricos permite hacer frente a la baja fiabilidad en el sistema que se introducen con las ERV.

### 1. Mercado de capacidad o mercado de potencia

El mercado de capacidad o mercado de potencia es un mecanismo utilizado para asegurar el suministro continuo de electricidad teniendo en cuenta el crecimiento de la participación de fuentes de energía más volátiles e impredecibles. El objetivo del mercado de potencia es asegurar el suministro a largo plazo del sistema.

El mercado de capacidad opera de manera paralela al mercado regular de energía. A medida que la participación de las fuentes intermitentes vaya creciendo, este mercado asegurará el respaldo de

---

<sup>3</sup> Survey on Net Metering and Net Billing Regulation across some selected countries, Quantum, marzo 2010.

generadores y las respuestas necesarias por parte de la demanda para balancear la red en los momentos que sea necesario.

Los participantes del mercado de capacidad reciben un pago en relación a la capacidad (MW) que ponen a disposición del mercado. Dicha capacidad debe estar disponible para el momento que sea necesaria, dentro del periodo contratado. En el caso que el mercado necesite de dicha capacidad, la energía que sea generada será remunerada por medio de los procedimientos correspondientes (ENGIE 2015).

Por otro lado, también se tiene en cuenta la Gestión de la Demanda en el mercado de potencia, ya que este tipo de proveedores permite aplanar la curva de demanda de manera de evitar sobresaltos en la generación.

Reino Unido es uno de los países que ha impulsado la implementación de un mercado de capacidad para asegurar la estabilidad de su sistema eléctrico ante el crecimiento de la participación de las ERV. El modelo de subastas que utiliza Reino Unido otorga contratos de uno a quince años a centrales con tecnologías que puedan asegurar la generación de energía de manera suficiente y estable durante las horas punta de demanda. Si bien, desde febrero 2020, el Reino Unido no forma más parte de la UE posee interconexiones con Francia (2 GW) y con los Países Bajos (1 GW) y existen numerosos proyectos para ampliar la capacidad de transmisión entre los países mencionados y otros nuevos (Dinamarca, Noruega, Bélgica), por lo que seguirá vinculado a la misma.

## **2. Mercado de energía a largo plazo**

Generalmente se consideran dos tipos de mercados de electricidad a largo plazo: por un lado, el mercado de capacidad y por el otro los contratos a largo plazo por la compra de energía a un precio acordado.

En el caso del segundo tipo, el mercado a largo plazo o contratos a largo plazo, incluyen los Acuerdos de Compra de Potencia (PPA – en sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement) o las Tarifas de Inyección). La duración de los contratos puede variar entre 10 y 35 años para inversiones a largo plazo como pueden ser las plantas nucleares. Estos acuerdos pueden ser contratos bilaterales entre una Distribuidora/Comercializadora y un generador independiente, como así también entre un Gran Usuario y un generador independiente. En ciertos casos, el gobierno intercede en estos contratos con el objetivo de promover nuevas inversiones, tanto por medio de imposiciones como de regulación de precios.

Estos contratos a largo plazo pueden obtenerse como resultado de diferentes mecanismos de concurso de precios, como pueden ser las Licitaciones o las Subastas. Idealmente, estos contratos deberían ser financieros y no físicos, dando lugar a la optimización del despacho de todas las centrales del sistema.

Los compradores utilizan estos contratos a largo plazo para hacer frente al riesgo de la suba de precios. Desde el punto de vista de los vendedores, estos se aseguran la venta de su producción de energía por un largo periodo y reciben un premio por el riesgo en el que incurrir. Las ganancias derivadas de estos contratos pueden ser utilizadas, por ejemplo, para financiar nuevos proyectos de generación.

## **3. Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía**

En contraposición del mercado a largo plazo, está el mercado spot de energía, en el cual el precio varía periodo a periodo en función de la generación. Generalmente, los contratos a largo plazo no cubren la totalidad de la demanda, por lo que es necesario comprar el faltante en el mercado spot. Lo contrario ocurre para las generadoras que producen energía por sobre la demanda de sus contratos, y deben vender dicho excedente en el mercado spot. Debido a las condiciones antes mencionadas, es que se crea un mercado a corto plazo en el que se comercializan los excedentes y faltantes de energía.

El periodo utilizado para la fijación de precios varía con el mercado y pueden ser desde sub-horarios (p.ej. quince minutos) hasta comercialización de energía del día siguiente. La creciente

participación de las ERV resulta en un mayor volumen de transacciones intradía, lo que conlleva a ajustes en los programas de producción de las generadoras convencionales teniendo en cuentas las condiciones propias del mercado, como ser la demanda, y los pronósticos de generación de las ERV (ya que no es solamente la demanda la que puede variar instantáneamente, sino que la generación también es una variable que no se puede predecir). Esto requiere que los periodos de tiempo del mercado, tanto la granularidad de la unidad de tiempo como las ventanas de tiempo para concretar operaciones de compraventa sean ajustados para explotar al máximo la flexibilidad de los generadores existentes en el sistema. Esto significa que se hace más inestable el precio "instantáneo" de la energía ya que se le agrega una variable más al sistema, haciendo que los precios sean más volátiles y puedan variar en un menor tiempo. En cuanto a la metodología de fijación del precio "spot" de la energía, esta varía con el mercado, siendo los más comunes:

- Costo Marginal: todas las generadoras reciben la misma remuneración, que es igual al costo de producción de la central más cara que ha sido despachada en el periodo.
- Pay as Bid: en el que cada central oferta un precio y en caso de resultar ganador, recibirá como remuneración ese precio.

En 2018 se implementó el Mercado Intradiario Continuo Europeo de Energía Eléctrica (XBID) compuesto por 14 países interconectados (Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Estonia, Finlandia, Francia, Holanda, Letonia, Lituania, Noruega, Portugal y Suecia). La unidad de tiempo varía entre 15 y 30 minutos dependiendo los países que se trate.

#### **4. Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros**

Los servicios auxiliares son todos aquellos que ayudan al operador a mantener la seguridad del sistema eléctrico. Éstos mantienen el flujo adecuado de la electricidad, moderan los desbalances entre la generación y la demanda y ayudan al sistema a reponerse después de un corte o apagón. En sistemas con elevado porcentaje de fuentes de energía renovable variable, serán necesarios mayores servicios auxiliares para poder afrontar la incertidumbre y la variabilidad (Greening the Grid n.d.).

Los servicios auxiliares pueden incluir:

- Regulación de la frecuencia: este es un servicio que corrige los pequeños desbalances que puedan llegar a haber en la red y que afectan la estabilidad de la misma.
- Reservas para contingencias: son utilizadas para afrontar fallas inesperadas o salidas de servicio de componentes del sistema como ser un generador, una línea de transmisión, un interruptor o cualquier otro elemento presente en la red eléctrica.
- Arranque autógeno o arranque negro, utilizado en el caso que el sistema haya sufrido un corte total.
- Reservas de flexibilidad, utilizadas para afrontar los inconvenientes que puedan surgir por la utilización de fuentes ERV.

Australia cuenta con uno de los mercados eléctricos más avanzados a nivel mundial y con una gran penetración de ERV. Una de las tareas claves que debe desempeñar el OS australiano (AEMO - por sus siglas en inglés Australian Energy Market Operator) es la de determinar, contratar y programar los Servicios Auxiliares. Los tipos de Servicios Auxiliares en el mercado eléctrico australiano son:

- Seguimiento de Carga (LFAS): Es el encargado de llevar la cuenta de la diferencia entre la energía programada, la carga real del sistema y la generación intermitente. LFAS debe ser provista por generadoras que tengan un control automático de generación. Este servicio se comercializa por medio de un mercado y para acceder al mismo es necesario una certificación previa de AEMO.

- Reserva Rodante (SRAS): Las generadoras que proveen este servicio deben mantenerse online por si alguna otra planta falla. Actualmente no hay un mercado para SRAS, AEMO realiza contratos directamente con los participantes del mercado eléctrico para la provisión del servicio, cuyos costos son impuestos por el regulador.
- Reserva de Rechazo de Carga (LRRAS): Este servicio supone que los generadores se mantengan en un nivel en el cual puedan reducir rápidamente su carga debido a alguna falla en el sistema. Actualmente no hay un mercado para SRAS, AEMO realiza contratos directamente con los participantes del mercado eléctrico para la provisión del servicio, cuyos costos son impuestos por el regulador.
- Servicio de Soporte de Despacho (DSS): asegura que el voltaje sea el correcto en toda la red. Actualmente no hay un mercado para DSS, AEMO realiza contratos directamente con los participantes del mercado eléctrico para la provisión del servicio. Este proceso es supervisado por el regulador.
- Servicio de Arranque del Sistema (SRS): permite re-energizar el sistema después de un black out total o parcial. Actualmente no hay un mercado para SRAS, es contratado por AEMO siguiendo una serie de reglamentos específicos.

## 5. Intercambios transfronterizos

El comercio de energía no necesariamente debe estar limitado a un solo mercado. En algunos casos, existen líneas de transmisión que interconectan diferentes mercados o países, facilitando la compraventa de energía entre ellos. De esta manera, un mercado puede consumir la energía sobrante de otro mercado y viceversa.

Con el crecimiento de las ERV, la utilización de las interconexiones se hace más atractiva, ya que un país/mercado que tenga un gran desarrollo de ERVs, puede vender su excedente al mercado interconectado. El objetivo principal de las interconexiones es la optimización de los costos de generación, ya que al entran en juego todas las centrales presentes en los mercados interconectados, haciendo posible una reducción en el costo de compra de la misma.

La Unión Europea (UE), después del Acuerdo de París (2015), estableció objetivos sobre la participación de las energías renovables en sus países miembros donde, cada uno de los países integrantes elaboró el denominado Plan Nacional de Energía y Clima (NECP - por sus siglas en inglés National Energy Climate Plan), con lineamientos para alcanzar los objetivos macro de la región.

Los Intercambios Transfronterizos es uno de los puntos más importantes que se establecen en la política energética de la UE. Se está desarrollando un ambicioso proyecto de interconexión entre los países que la componen fijando un objetivo del 10% para el año 2020. Esto quiere decir que todos países integrantes deberán contar con líneas de transmisión que posibiliten el transporte, como mínimo, del 10% de la producción de sus usinas hacia países vecinos. 17 países han reportado que se encuentran en camino para conseguir el objetivo fijado o ya lo han alcanzado (The European Commission n.d.).

## 6. Certificados de atributos de energía

Los Certificados de Atributo de Energía (EAC- en sus siglas en inglés, Energy Attribute Certificate) son instrumentos contractuales que representan información sobre el origen de una unidad de energía eléctrica generada. Existen diversos Certificados de Atributos de Energía en una variedad de mercados, por ejemplo, Garantías de Origen (GO) en Europa, Certificados de Energía Renovable (REC – en sus siglas en inglés, Renewable Energy Certificates) en los Estados Unidos y Certificados Internacionales, como los I-REC, que son utilizados en países como Brasil, Rusia, China, México y Turquía, entre otros. Este tipo de certificados posibilita a los mercados rastrear la producción de energía renovable y permite a los consumidores hacer afirmaciones

creíbles del uso de dicha energía. Cada instrumento adquirido, certifica el uso de una cantidad específica de electricidad renovable (típicamente 1 megavatio hora, MWh) (IRENA 2018b)(CEPAL 2004).

## 7. Mercados de carbono

Los Mercados de Carbono tienen como objetivo reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI o “carbono”) de manera rentable. Estos mercados establecen límites a las emisiones y, permiten el comercio de instrumentos que representan la reducción de emisiones conocidos como “Unidad de Reducción de Emisión” (ERU – en sus siglas en inglés, Emission Reduction Unit). Estos mercados disminuyen el costo económico que implica reducir las emisiones al facilitar que, aquellas entidades que pueden reducir sus emisiones con menor esfuerzo económico reciban un pago por parte de organizaciones emisoras con alto costo de reducción de emisiones.

Podemos distinguir dos grandes esferas donde las transacciones de carbono se están desarrollando. Aquellas que buscan cumplir con el marco establecido por el Protocolo de Kioto/Paris y, por otro lado, las iniciativas de comercio de emisiones fuera del protocolo, como son las iniciativas voluntarias de restricción de emisiones y las decisiones federales y estatales de distintos países para mitigar los gases de efecto invernadero.

Los sistemas de intercambio de emisiones existen a nivel regional, nacional y subnacional:

- El sistema de la Unión Europea abarca a todos los países de la UE y a Islandia, Liechtenstein y Noruega. Es el mercado más grande para GEI y cubre 2 GtCO de emisiones. Además de la UE, varios países han promulgado sistemas a nivel nacional como Nueva Zelanda, Suiza, Kazajstán y Corea del Sur, entre otros. También, existen sistemas subnacionales en Quebec (Canadá), Cantón (China) y California (Estados Unidos)(UNDP n.d.).

A pesar de que los Certificados Renovables y los Mercados de Carbono comercializan unidades completamente opuestas, ya que uno se refiere a unidades energéticas de fuentes limpias y otro a unidades de emisión de GEI, ambos tienen el objetivo de proveer energía de una forma sustentable.

## 8. Tarifas de tiempo de uso

La Tarifa de Tiempo de Uso (ToU - en sus siglas en inglés Time of Use Tariff), es un tipo de tarifa basada en el tiempo que divide el día en dos a tres intervalos fijos (durante la temporada), generalmente pico, valle y resto, cada uno con un precio diferente. Este método simple de fijación de precios alienta a los clientes a reducir su consumo de electricidad en períodos de mayor demanda (Picos) al cobrar un precio más alto por la energía y, desplazar su consumo a períodos de menor demanda, los cuales presentan precios más bajos.

Los consumidores son libres de decidir cómo y cuándo reaccionar a las señales de precios y ajustar el consumo a intervalos de tiempo específicos. A medida que aumenta la capacidad de respuesta de los consumidores a las señales de precios, todo el sistema de energía, (incluidos los usuarios), pueden beneficiarse. Por ejemplo, es posible desplazar la demanda hacia períodos en los que la generación de energía renovable es abundante y, disminuir el consumo cuando existen limitaciones de generación en el sistema.

Según como varía el precio de la tarifa en función del tiempo y la demanda, existen diferentes tipos de tarifas ToU:

- Estática: se utilizan bloques de tiempo de varias horas con tarifas determinadas por adelantado. Estas tarifas permanecen constantes dentro del bloque horario.
- Tiempo real: los precios son determinados en tiempo real y se basan en los precios mayoristas de electricidad. Los precios son calculados una vez al menos dentro del intervalo de medición de consumo.

- Pico variable: es una combinación entre la ToU estática y en tiempo real, donde los precios de los bloques son fijados de antemano con excepción del periodo de pico, donde el precio varía según las condiciones del mercado.
- Pico crítico: los precios de la electricidad aumentan sustancialmente durante unos días en un año, generalmente durante los períodos en que los precios mayoristas son los más altos.

Diferentes tipos de ToU son usadas en 17 países europeos entre los que se encuentran Suecia, Alemania, Finlandia y Francia, en países de América como Brasil y Estados Unidos y, en países de Asia, como India (IRENA 2019g)(Badtke-Berkow et al., n.d.).



## II. Elementos nacionales a considerar para el sector eléctrico: incorporación de las ERV e integración regional

### A. Argentina

#### 1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

##### Frecuencia

En condiciones de operación normal, la frecuencia de referencia del Sistema Interconectado Nacional (SADI) coincide con la frecuencia nominal de 50 Hz. La frecuencia se mantendrá dentro de los límites de operación de  $\pm 0,2$  Hz en torno a la frecuencia de referencia.

Más información en los Procedimientos de CAMMESA<sup>4</sup>.

##### Sistema de transmisión

El sistema de transmisión argentino es denominado Sistema de Transporte y este está a su vez conformado por dos subsistemas:

- i) Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STAT): Opera a tensiones de entre 220 y 500 kV y transporta energía eléctrica entre las diferentes regiones. Transener es la compañía a cargo del STAT.
- ii) Sistema de distribución troncal (STDT): Opera a tensiones de entre 132 y 400 kV y conecta las generadoras, distribuidoras y grandes usuarios (GU) dentro de una misma región. Existen siete compañías a cargo del STDT: Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba, Transpa y Distrocuyo).

---

<sup>4</sup> Procedimientos de CAMMESA: <https://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/InstrProcedimientos.aspx>.

Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Las tolerancias de operación en tensión del Sistema de Transporte Argentino son las siguientes:

- 500 kV de tolerancia +/-3%.
- De 345 hasta 132 kV de tolerancia +/- 5%.

El SADI esta interconectado con los sistemas eléctricos limítrofes de Uruguay (2000 MW), Paraguay (Clorinda-Guarambaré, 80MW y El Dorado-López, 30MW), de Brasil (Paso de los Libres-Uruguaiana, 50MW y Rincón de Santa María-Itá, 2100MW) y Chile (Cobos-Andes, 600 MW).

Más información en los Procedimientos de CAMMESA y en BID Integración Eléctrica en el Cono Sur<sup>5</sup>.

### **Sistema de distribución**

Las empresas distribuidoras de Argentina tienen el deber de suministrar la demanda eléctrica a su área de concesión exclusiva a una tarifa y cumpliendo con la normativa. Existen muchas distribuidoras en el país (75 en total), y estas pueden ser públicas, privadas y cooperativas. La Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADERA), congrega a las distribuidoras más importantes del país. Ejemplos de distribuidoras públicas son la Empresa Provincial de Energía de Córdoba, la Empresa de Energía de Santa Fe o Energía de Misiones. Ejemplos de distribuidoras privadas son Edenor, Edesur o Edelap.

### **Generación distribuida**

Se denomina Generación distribuida a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo. Las potencias nominales de los Equipos de Acople de la instalación de Generación distribuida a la Red (inversores u otros) y la misma deberá ser siempre menor o igual a 2.000 kW. Esta potencia debe además ser menor o igual a la potencia contratada por el usuario de la instalación., salvo en caso de que este cuente con una autorización expresa de su Ente Regulador jurisdiccional. Estas instalaciones deben además contar con un medidor bidireccional para medir el excedente de generación inyectado en la red. A septiembre de 2020 Argentina cuenta con más de 2 MW de generación distribuida.

Más información en la Ley 27.424<sup>6</sup> y en los reportes sobre los avances de la implementación de dicha ley.

## **2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia**

### **Potencia firme y energía firme**

Ninguno de estos conceptos aparece definido en las regulaciones argentinas. En los estudios de planeación se considera el percentil 50 del histórico de escenarios tanto hidrológicos, de irradiancia y de velocidades de viento para representar la disponibilidad de generación para las centrales hidráulicas, solares y eólicas.

Fuente de la información: Reunión con la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos en la Secretaría de Energía e información proporcionada por CAMMESA.

---

<sup>5</sup> Integración energética en el cono sur: <https://blogs.iadb.org/energia/es/integracion-electrica-en-el-cono-sur/>.

<sup>6</sup> Ley 27.424: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/generacion-distribuida/que-es-la-generacion-distribuida/legislacion>.

## Crédito de capacidad

El crédito de capacidad de las energías renovables es considerado en los estudios de adecuación del sistema eléctrico a largo plazo llevados a cabo en Argentina. Este se implementa analizando la coincidencia temporal entre la demanda y la generación renovable de forma externa al modelo de simulación utilizado en la planificación. Seguidamente, esa coincidencia es introducida en el modelo para representar la distribución de la generación renovable en los diferentes intervalos temporales bajo estudio. El software utilizado para la planificación es MESSAGE y la resolución temporal de la simulación consiste en intervalos temporales que presentan horas pico, super pico, valle, y resto para cada uno de los 12 meses del año.

Más información en Intercambio de mejores prácticas para incorporar energías renovables variables en la planificación a largo plazo del sector energético / eléctrico en América<sup>7</sup> del Sur llevado a cabo por IRENA.

## 3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables

### Monitoreo y controlabilidad de ERV

Estos requerimientos están descritos en detalle en el Anexo 24 y en los Anexo 39 y Anexo 40 de los Procedimientos de CAMMESA.

Todos los generadores mayores de 5 MW, incluyendo las ERVs, deberán contar con un sistema de comunicación con CAMMESA definido en las regulaciones como Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR). Además, este podrá también ser requerido para centrales de más de 1 MW. Durante la operación las ERVs tendrán que poner en disposición del Centro de Control del OED (COC) valores tales como mediciones en las barras de la planta en tiempo real de magnitudes eléctricas tales como potencia activa o reactiva, tensión o frecuencia entre otras, así como del estado de ciertos elementos de maniobra tales como interruptores o seccionadores. En concreto para las ERVs, el conjunto de parámetros y mediciones a poner en disposición del COC se hayan descritos en el Procedimiento Técnico 4 de los Procedimientos de CAMMESA. Este vínculo de comunicación debe también poder ser operado a la inversa, esto es que el OED a través de su centro de control también puede enviar órdenes, planes de operación etc., si la operación del sistema así lo requiere.

### Previsión/predicción de las ERV

De acuerdo a lo que se establece en el Anexo 39 y Anexo 40 de los Procedimientos de CAMMESA, las generadoras a partir de fuentes de ERV deben de entregar al OED la programación de la producción esperada. El OED también debe de realizar su propia programación de la producción esperada de los generadores basados en ERV. Cuando la información suministrada por la generadora no se ajusta a la realidad, el OED utiliza sus propias estimaciones de producción. El intervalo de tiempo de las predicciones es horario.

### Vertidos/vertimientos

De acuerdo con lo que se establece en el Anexo 39 y Anexo 40 de los Procedimientos de CAMMESA, el OED tiene la capacidad de limitar la generación de electricidad a partir de una fuente de ERV, en tiempo real o de forma programada para mantener la estabilidad y seguridad de la red eléctrica. Además de acuerdo con el capítulo 4 de los Procedimientos de CAMMESA, cuando se dé el caso de que un participante generador no pueda producir la energía que ha sido contratada a generar debido a restricciones técnicas del sistema de Transmisión, a este no se le aplica ninguna penalización.

---

<sup>7</sup> Documento de IRENA: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Aug/Summary-Report---IRENA-Regional-Workshop-on-Long-term-Energy-Planning---Buenos-Aires-2017.pdf?la=en&hash=oFA13AoDoA9F67E354EA27652FD19oA24EEED3CB>.

Además, durante la Ronda 2 de RenovAr (para más información véase concepto Licitaciones/Subastas), se adjudicaron 7 contratos por la cláusula Take or Pay (10.3 Pliego de Bases y Condiciones Ronda 2). Estos proyectos requerían de manera previa la realización de infraestructura de transporte para poder evacuar su producción. Dicha cláusula habilita a los proyectos a percibir el precio adjudicado por toda la energía en caso de concluirse las obras de la planta de generación en la fecha comprometida, aun cuando no pueda evacuarse la energía por falta de las obras de transmisión asociadas.

#### **4. Control de frecuencia**

##### **Inercia y derivada de la frecuencia**

Actualmente no existen en la operación del SADI restricciones relacionadas con garantizar una respuesta inercial mínima del sistema dado que no se han observado, hasta la fecha, degradaciones de la misma y esta respuesta esta inherentemente proporcionada por la generación rodante que sigue siendo mayoritaria en el sistema. Tampoco existirían consideraciones en este sentido durante las actividades de planeamiento. Además, las regulaciones de aplicación en el SADI no incluyen requerimientos de protecciones ante altas derivadas de la frecuencia para la generación.

Fuente de la información: Reunión con la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos en la Secretaría de Energía e información proporcionada por CAMMESA.

##### **Reserva de regulación primaria**

La regulación primaria de frecuencia (RPF) se define como la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza de forma automática y descentralizada a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción. Esta regulación es proveída por aquellas unidades que estén habilitadas para RPF en el SADI.

La reserva de regulación primaria se denomina reserva de reserva de regulación y se define como la banda de reserva de regulación rodante asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RPF. La reserva de regulación se dimensiona de forma horaria en función de un porcentaje estacional y de la demanda a abastecer y es programada durante el predespacho diario. Esta es además obligatoria para todos los Generadores convencionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Una máquina debe pagar la reserva que no aporta a la RPF si su reserva regulante es menor Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR) del área de despacho en se ubica. Las ERVs por otro lado están exentas de tener que participar en el servicio. La energía de regulación primaria es remunerada en función del precio del mercado spot sin embargo la capacidad (reserva) solo es remunerada en casos excepcionales en los que se requiera mayor reserva que la requerida por el ROR.

Actualmente existe en Argentina un generador térmico (Central Turbo Vapor) que realiza su servicio de Regulación Primaria de Frecuencia apoyado por con un sistema de baterías.

##### **Reserva de regulación secundaria**

Se define la regulación secundaria de frecuencia (RSF) como la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Todas las unidades Generadoras del MEM habilitadas para ello pueden participar en esta regulación.

La reserva de regulación secundaria se denomina reserva secundaria y se define como la banda de la reserva rodante asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RSF. Esta reserva se dimensiona para cada hora de acuerdo a un porcentaje estacional y a la demanda a abastecer. La reserva es programada en el predespacho diario en función de una lista de mérito que da prioridad a la generación hidráulica disponible. El servicio es remunerado por capacidad y energía.

### **Reserva de regulación terciaria**

No existe ningún servicio de regulación terciaria en Argentina equivalente al definido en este mapeado. Argentina si cuenta con un servicio al que denominan servicio de regulación terciaria pero su objeto es el de corregir el error acumulado en frecuencia del sistema y ajustar así la hora sincrónica con la hora patrón. Esto se lleva a cabo ajustando por un tiempo determinado la frecuencia nominal a un valor distinto al nominal.

### **Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa**

No existen actualmente en Argentina ningún tipo de reservas o servicios de ajuste innovadores que hayan sido introducidos en el contexto de las ERVs.

## **5. Control de tensión**

### **Rango de operación de potencia reactiva**

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 4 de Los Procedimientos de CAMMESA, todos los generadores agentes del MEM se compromete a entregar un 90% de su límite de potencia reactiva inductiva y capacitiva en cualquier punto de operación que este dentro de las características técnicas de la máquina. Además, deberán ser capaces de proporcionar durante al menos 20 minutos el 100% de su límite reactivo.

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 40, las granjas eólicas tipo A deberán ser capaces de contribuir en su punto de conexión con una potencia reactiva tanto inductiva como capacitiva igual o menor a aquella que determine un factor de potencia igual a 0.95 a su potencia nominal. La granja deberá además poder mantener ese valor de potencia reactiva operando entre 100% y el 20% de su potencia activa nominal (característica pentagonal). Las granjas tipo b tendrán que ser capaces de operar con un factor de potencia igual 0.95 tanto capacitivo como inductivo (característica triangular).

De acuerdo a lo establecido en el Anexo 39, el resto de generadores basados en fuentes renovables excluyendo la hidráulica y la eólica así como aquellos basados en tecnología síncrona deberán poder operar con los siguientes rangos de potencia reactiva establecidos en función de su tamaño: Generadores menores de 1 MW, deberán operar dentro del rango definido con un factor de potencia igual a la unidad o inyectando potencia reactiva pero no se especifica el valor mínimo que debe ser capaces de inyectar. Para generadores de entre 1 y 25 MW se requiere que sean capaces de operar dentro del rango definido por factores de potencia igual a 0.95 tanto inductivo como capacitivo. Para generadores mayores de 25 MW los rangos de potencia reactiva se definirán en función de los estudios eléctricos realizados durante la fase de preparación del proyecto (Procedimiento técnico 1 de Los Procedimientos).

Para instalaciones de generación distribuida la Ley 27.242 remite a la normativa alemana VDE-4105 o a la española RD1699 como referencias respecto a los requerimientos técnicos de los inversores incluyendo el control de tensión. A modo de ejemplo, VDE-4105 establece que para generación basada en inversores de más de 4,6 kVA de potencia instalada esta debe ser capaz de operar en un rango de potencia reactiva delimitado por un factor de potencia de 0.9 capacitivo e inductivo. Generación basada en inversores con una capacidad inferior a 4,6 kVA el rango está delimitado por un factor de potencia de 0.95.

### **Modos de control de potencia reactiva**

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 4 de Los Procedimientos de CAMMESA, los generadores agentes del MEM deberán ser controlar su potencia reactiva dentro de los rangos definidos en la definición Rango de Operación de Potencia Reactiva con el objeto de regular la tensión en barras del generador para que esta permanezca dentro del +/-5 % de su valor nominal. Para ello deberán contar con reguladores de tensión.

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 40 las granjas eólicas tipo A deberán ser equipadas con un controlador de tensión y operar haciendo uso de este dentro de los rangos de potencia reactivas definidos en el concepto Rango de Operación de Potencia Reactiva.

En línea con el Anexo 39, el resto de los generadores basados en fuentes renovables excluyendo la hidráulica y la eólica deberán incorporar un control de factor de potencia y si fuera necesario en función de las características de su punto de conexión se les podría requerir incorporar un regulador de tensión.

Para instalaciones de generación distribuida la Ley 27.242 remite a la normativa alemana VDE-4105 o a la española RD1699 como referencias respecto a los requerimientos técnicos de los inversores incluyendo el control de tensión. A modo de ejemplo, VDE-4105 establece que para generación basada en inversores de más de 4,6 kVA de potencia instalada esta debe contar con los siguientes modos de control de potencia reactiva:  $\cos\phi(P)$ ,  $\cos\phi$  y  $Q(U)$ . Generación basada en inversores con una capacidad inferior a 4,6 kVA el modo de control  $Q(U)$  no es requerido.

## **6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas**

### **Capacidad de soportar huecos de tensión**

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 39 y 40 de las Procedimientos de CAMMESA versión XXVIII, tanto las granjas eólicas tipo A como las instalaciones renovables de fuente solar deben ser capaces de soportar huecos de tensión según la curva límite (tensión versus tiempo) definida en el Procedimiento Técnico Número 4 de la mencionada regulación. No se requiere ningún comportamiento en particular de las plantas durante el tiempo de falta más allá de que permanezcan conectadas.

## **7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables**

### **Almacenamiento**

Argentina cuenta con amplia experiencia en el uso de almacenamiento de energía hidroeléctrica por acumulación de bombeo. La potencia total instalada en el país alcanza los 974 MW; 224 MW en la central de bombeo de Los Reyunos y 750 MW y 100 GWh de reserva en el complejo hidroeléctrico de Rio Grande.

Aunque el país apenas cuenta con capacidad de almacenamiento basados en baterías, esta tecnología sí que forman parte de los grandes proyectos de energías renovables en el país. Un ejemplo de esto es la planta solar de Cauchari en la provincia de Jujuy cuya expansión hasta los 500 MW incluirá almacenamiento de Energía. Además, CAMMESA está evaluando en el mediano plazo el uso de esta tecnología con el objeto de dotar al sistema de más flexibilidad.

Además, el SADI cuenta en la actualidad con un sistema de baterías en operación para la provisión del servicio de RPF en una Central Tubo Vapor.

### **Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

No existen referencias del uso de esta tecnología en Argentina.

### **Micro-redes**

Argentina lanzó en 1999 el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), cuyo objeto es la electrificación de núcleos rurales aislados mediante el uso de fuentes de generación sostenibles. Entre las diferentes soluciones implementadas a través de las dos fases de este proyecto están:

- Hogares: Los denominados kits solares domiciliarios incluyen paneles fotovoltaicos, baterías, así como lámparas de bajo consumo y permiten reducir el uso de combustibles o velas para la iluminación disminuyendo así el riesgo de accidentes y de emisión de humos contaminantes. Además, las últimas versiones de estos kits (kits 3G) incluyen una radio que facilita la comunicación

- Escuelas: Electrificación de escuelas no conectadas a la red de distribución mediante el uso de paneles solares y baterías
- Usos productivos como el uso de boyeros solares para la electrificación de cercas de ganado o en un futuro el bombeo de agua mediante el uso de energía solar
- Comunidades: Construcción de microrredes de mayor tamaño para permitir el acceso a la energía eléctrica para comunidades rurales aglomeradas

Más información en el Gobierno de Argentina, proyecto PERMER<sup>8</sup> y en Informe sobre las energías renovables en Argentina en 2018 de OLADE<sup>9</sup>.

### **Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating)**

No existen referencias del uso de esta tecnología en Argentina.

### **Acoplamiento sectorial**

No existe un acoplamiento con cargas de otros sectores sectorial más allá de proyectos piloto de integración de buses eléctricos como el de la ciudad de Mendoza. Tampoco en la planificación se toma en consideración hoy en día, aunque si es uno de los campos en estudio y se espera se integre dentro de los procesos de planeamiento en los próximos años.

Fuentes de información: Reunión con la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos en la Secretaría de Energía e información proporcionada por CAMMESA.

### **Medidores inteligentes (Smart meters)**

De acuerdo a la resolución 247/2019 de la Secretaría de Comercio Interior del Gobierno de Argentina, todos los medidores que fabriquen comercialicen e importen en Argentina a partir de junio de 2020 deberán ser inteligentes. Aunque su penetración en la fecha de elaboración del presente documento sigue siendo pequeña, Argentina si cuenta con experiencia en el uso de esta tecnología como demuestran los proyectos piloto de la ciudad de Armstrong (2012), de un distrito de la ciudad de Salta (2014) o el de General San Martín (2015), uno de los más grandes del país con más de 4500 medidores instalados. El uso de esta tecnología permite, entre otras ventajas, el uso de tarifas dinámicas, evitar las lecturas del medidor manuales o el monitoreo del estado de la red en tiempo real.

Más información en resolución 247/2019<sup>10</sup>.

## **8. Códigos de red**

Las normativas tipo código de red en Argentina se recogen en el documento denominado "Los Procedimientos" el cual es emitido por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). Los Procedimientos son una recopilación de requisitos técnicos del mercado eléctrico argentino y procedimientos de operación y control del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta documentación se dirige a todos los agentes y componentes del MEM entre los que se incluyen los centros de generación, las instalaciones de transporte e instalaciones de distribución o el organismo encargado del despacho (OED) los cuales adquieren el compromiso de operar de acuerdo a las regulaciones establecidas en esta normativa. La última actualización de los procedimientos corresponde al 31 de mayo del 2020. Los Anexos 39 y 40 de los Procedimientos describen las cuestiones de índole exclusiva para la generación solar y eólica respectivamente.

<sup>8</sup> Proyecto PERMER: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/permer/proyectos>.

<sup>9</sup> Informe OLADE: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00637.pdf>.

<sup>10</sup> Resolución 247/2019: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-247-2019-323462/texto>.

En cuanto a la distribución, esta es competencia de cada jurisdicción, por lo que existen diferentes regulaciones para cada provincia.

Más información los Procedimientos de CAMMESA. Otras fuentes de información: Reunión con la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos en la Secretaría de Energía e información proporcionada por CAMMESA.

## **9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV**

### **Generación distribuida comunitaria**

La Ley 27.424 para la generación distribuida identifica como usuario-generador a un consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario.

Un ejemplo de este tipo de iniciativas es el programa PROSUMIDORES en la provincia de Santa Fe desde 2016 y que otorga un rol central a las cooperativas de energía. Dentro de este programa la cooperativa de Armstrong implemento un programa de redes inteligentes. Además, la implementación de plantas de Biomasa en estas cooperativas esta también siendo objeto de estudio. Otras provincias como la de Córdoba están también valorando la posibilidad de establecer programas similares.

Más información en la Ley 27.424 y en el informe de REN 21<sup>11</sup>.

### **Comercialización entre pares**

No se ha encontrado ninguna información sobre la existencia de este tipo de comercialización en el país.

### **Modelo de Pago por Uso**

Existen actualmente modelos de pagos por uso disponibles en provincias como la de Neuquén y Río Negro para algunos usuarios rurales.

Fuentes de información: Reunión con la Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos Energéticos en la Secretaría de Energía e información proporcionada por CAMMESA.

## **10. Mecanismos de remuneración para ERV**

### **Licitaciones / Subastas**

Con el fin de incrementar el mix energético del país a partir de fuentes de energía renovable (20% para 2025), el gobierno argentino estableció el programa RenovAr. El programa consiste en implementar una serie de licitaciones/convocatorias exclusivas a las tecnologías renovables. La entidad responsable del mercado eléctrico mayorista argentino (CAMMESA) se encarga de analizar el aspecto técnico de las propuestas de los participantes de las licitaciones y propone a la "Autoridad de Aplicación" (en este caso la Secretaría de Gobierno de Energía) recomendaciones de proyectos. Éste último adjudica las propuestas que considere necesario y se firma un *Contrato de Abastecimiento de Energía Renovable* cuya duración es de 20 años desde la fecha de habilitación comercial. La remuneración es a base de una tarifa fija en centavos de dólares por MWh (ct\$/MWh) producido y es igual al precio ofertado durante el proceso de licitación.

Hasta la fecha, en Argentina se han celebrado 4 rondas de licitaciones del programa RenovAr (dos en 2016, una en 2017 y otra en 2018), con un total de 4.466,6 MW de energía renovable adjudicados. Se ha observado una reducción de precios en las categorías solar fotovoltaica y eólica en cada ronda (de 59,75 \$/MWh en la primera ronda hasta 42,84 \$/MWh en la tercera ronda para la solar y 59,39 \$/MWh a 40,91 \$/MWh para la eólica).

Más información en el Programa RenovAr<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> Informe REN 21: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/06/LAC-Report.pdf>.

<sup>12</sup> Programa RenovAr: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/energia-electrica/renovables/renovar>.

### **Tarifa de inyección o tarifa de alimentación**

Ya sea desde el programa RenovAr o desde el plan relativo a incrementar la generación distribuida de Argentina a partir de fuentes renovables, todas las generadoras que produzcan energía eléctrica a partir de fuentes renovables (salvo hidráulica a gran escala) son sujetas a una tarifa fija (tarifa de inyección). Tal como se mencionó en la sección 2.10.1 de este informe, los proyectos a partir de fuentes renovables que fueron adjudicados en el proceso de licitación reciben una remuneración fija equivalente al precio ofertado. Las generadoras a partir de fuentes renovables que instalaron sus generadoras a partir del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable son remuneradas al precio estacional.

Más información en el Programa RenovAr y la Generación Distribuida<sup>13</sup>.

### **Prima de inyección o prima de alimentación**

No existe información sobre la aplicación de primas de alimentación en el país.

### **Facturación neta**

El concepto de facturación neta en Argentina es conocido como Balance Neto de Facturación. El esquema de facturación neta es el esquema de remuneración aplicado a las generadoras a partir de fuentes renovables. La energía inyectada a la red es remunerada con una tarifa de inyección equivalente al precio estacional, tal como se menciona en la sección 2.10.2, mientras que la energía consumida de la red se le aplica las tarifas normales de consumidor. De esta manera, el valor neto del usuario depende tanto de la energía producida y consumida como de las tarifas de inyección y de consumo. Los usuarios también pueden usar parte de la energía producida para su autoconsumo.

Más información en Ley 7.824<sup>14</sup> y Ley 27.424.

### **Medición neta**

No existe información sobre la aplicación de medición neta en el país.

## **11. Diseño de Mercado**

### **Mercado de capacidad o mercado de potencia**

Dentro del Mercado a Término se pueden pactar dos tipos de contrato relacionados con el suministro de potencia:

- i) Contratos de disponibilidad de potencia: La parte vendedora recibe un pago por parte de la parte compradora por poner a disposición una potencia contratada. El pago se hace independientemente si el vendedor-generador suministre energía o no. Cuando se produzca energía, el vendedor-generador recibirá un pago por la energía producida. Los vendedores pueden ser generadores Térmicos e Hidroeléctricos y Cogeneradores del mercado eléctrico mayorista. Los Autogeneradores no pueden ofertar estos contratos. Los compradores pueden ser Distribuidor, Gran Usuario o cualquier agente consumidor. Un agente Generador también puede ser comprador para respaldar su producción.
- ii) Contratos de potencia firme: Se compromete una potencia firme en un nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora (contratos de importación y exportación), o en un nodo dentro de una Ampliación Firme por Peaje en que se conecta un agente al MEM.

Más información en el capítulo 4 de los Procedimientos de CAMMESA.

---

<sup>13</sup> Generación distribuida: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/generacion-distribuida>.

<sup>14</sup> Ley 7.824: <http://argentinambiental.com/legislacion/salta/ley-7824-balance-neto-la-generacion-energia/>.

### **Mercado de energía a largo plazo**

Dentro del Mercado a Término se pueden pactar dos tipos de contrato relacionados con el suministro de energía:

- i) **Contratos de Abastecimiento:** Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. El vendedor garantiza con sus máquinas la entrega de esa energía. Además, las partes deberán verificar que el nodo de compra tiene una vinculación con la red de transporte que permita transmitir en condiciones normales esa demanda contratada. El vendedor se podrá respaldar contratando disponibilidad de potencia como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.
- ii) **Contrato de Energía:** Se compromete la venta de energía a una demanda con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo Spot. La garantía de abastecimiento de este tipo de contrato es sólo la oferta del Mercado Spot en el nodo de compra del contratante.

Más información en el capítulo 4 de los Procedimientos de CAMMESA.

### **Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía**

El Mercado Spot es uno de los tres mercados gestionados por CAMMESA de los que se compone en Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Es un mercado de energía que se celebra el día anterior de al día de operación. Los generadores comercializan la energía con CAMMESA y con grandes consumidores que así lo requieran a través de este mercado. Es un mercado marginalista, pero en el que la generación hidráulica no margina, por lo que el precio que reciben los generadores por la energía es el precio marginal de la última unidad de generación térmica casada en el mercado. Las ERV pueden comercializar sus excedentes de generación que no son remunerados bajo su contrato de venta de energía en el mercado spot. El precio spot no es único para todo el SADI si no que varía por áreas. El precio spot de cada área se calcula multiplicando el precio spot por un factor de nodo el cual incorpora las pérdidas del transporte de energía entre el nodo generador y el consumidor. En caso de que existan restricciones técnicas de transporte que no permitan la exportación o importación de más energía de un área determinada, dicha área tendrá su propio precio nodal desvinculada del precio spot. Las distribuidoras compran la energía a CAMMESA a un precio diferente al del mercado spot, el precio estacional, el cual se establece de forma semestral por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en función de aspectos tales la energía que se espera que sea como suministrada en los próximos tres meses o las importaciones previstas desde otros países. Este precio es además diferente para cada distribuidora.

El MEM no cuenta con mercado intradía.

### **Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros**

Los servicios auxiliares/complementarios en el SADI son la regulación primaria de frecuencia (RPF), la regulación secundaria de frecuencia (RSF), el control de tensión y el arranque en negro. No existe mercado para ninguno de estos servicios. La RPF se remunera por energía y el su precio está determinado por del despacho de la reserva regulante (RR), esto es de si hay suficiente RR o no dentro del área en cuestión para cubrir el requerimiento óptimo para regulación primaria (ROR). En el caso de la RSF, se lleva a cabo una lista de mérito por costo de oferta/producción de todos los generadores habilitados para participar en este servicio y en la cual la generación hidráulica tiene prioridad sobre la térmica. El servicio se remunera por energía de forma horaria y su precio (Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS)) está dado por un porcentaje del precio spot de la energía en el mercado que resulta en la operación diaria. El servicio de control de tensión es obligatorio y no remunerado. El servicio de arranque en negro es provisionado por aquellas unidades habilitadas para tal fin. Todos los

gastos incurridos por las mismas para la implementación y modificación de las instalaciones de islas y arranque en negro y los correspondientes cargos por su operación y mantenimiento serán abonados por CAMMESA de acuerdo a lo descrito en la Resolución Secretaría de Energía 305/98.

### **Intercambios transfronterizos**

Se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica entre los agentes y Comercializadores del MEM y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países. Deben para ello establecerse condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país:

- Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos
- Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países

Para llevar a cabo operaciones de importación y exportación es necesario que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación siéndolo en Argentina el OED.

Se pueden realizar dos tipos de operaciones de importación y exportación:

- i) Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del Mercado a Término, del tipo Contrato de Potencia Firme.
- ii) Intercambios de Oportunidad, mediante transacciones en el Mercado Spot, interrumpibles.

La importación es considerada generación que se adiciona al MEM, y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan. La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MEM en la frontera y debe pagar los cargos de Transporte que le correspondan y el cargo mensual por Energía Adicional correspondiente a las pérdidas, como si se tratara de la demanda de un Gran Usuario.

Más información en el anexo 30 de los Procedimientos de CAMMESA.

### **Certificados de atributos de energía**

Argentina, que actualmente no cuenta con un mercado de certificados de atributos de energía, está estudiando la posibilidad de implementar uno basado en certificados de energías renovables (REC).

### **Mercados de carbono**

El 28 de diciembre de 2017, el Congreso argentino promulgo la Reforma Tributaria Ley N° 27.430 con la que se introdujo el denominado "impuesto al dióxido de carbono". Dicha reforma diferencia entre tres tipos de producto en función de la tasa impositiva aplicar. Por un lado, están los combustibles ya tasados con anterioridad a la entrada en vigor a la ley y que son la gasolina, el diésel, el gas natural y gas natural licuado (GNL) para uso en el sector transporte. A estos combustibles se les aplica un impuesto de 10 USD/tonCO<sub>2</sub>. En segundo lugar, está los combustibles exentos de impuestos previa promulgación de esta ley y que a partir de ahora si pasarán a estar tasados. Estos combustibles son el fueloil, el coque y el carbón mineral. A estos combustibles se les aplicará un impuesto de 1 USD/tonCO<sub>2</sub> a partir de comienzos de 2019 la cual se incrementará 1 USD/tonCO<sub>2</sub> por año durante 10 años. Por último, se encuentran los combustibles que continuarán estando exentos de impuestos y que son el gas natural y el GNL para generación de energía, el combustible jet y bunker. Una proporción de los beneficios generados por esta tasa es destinada a proyectos para fomentar las ERV.

Más información en la Reforma Tributaria Ley N° 27.430<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Ley Reforma Tributaria <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/176831/20171229>.

## Tarifas de tiempo de uso (ToU)

Diferentes comercializadoras en Argentina como por ejemplo EDENOR o EDESUR ofrecen ToU estáticas a sus clientes precios de la energía variantes en función del bloque horario. A modo de ejemplo algunas de esta ToU constan de tres tipos de bloques horarios con cargos diferentes: Bloque de horas pico, de horas Valle y resto del día. No existen actualmente en Argentina ToU dinámicas ofertadas por ninguna comercializadora.

Más información en Gobierno de Argentina<sup>16</sup>.

## B. Brasil

### 1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

#### Frecuencia

En Brasil el sistema de distribución y las instalaciones de generación conectadas deben en condiciones normales de funcionamiento y en régimen permanente, junto con operar dentro de los límites de frecuencia entre 59,9 Hz y 60,1 Hz.

En cuanto a los sistemas de distribución, cuando ocurren perturbaciones, las instalaciones de generación deben asegurar que la frecuencia regrese, en el intervalo de tiempo de treinta segundos después de la transgresión, al rango de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir la recuperación del equilibrio generación-carga (ANEEL, 2018).

#### Sistema de transmisión

El servicio público de transmisión de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) comprende las instalaciones de la Red Básica (RB) y la Red Básica Fronteriza (RBF). De acuerdo con la Resolución Normativa No. 67, de 8 de julio de 2004, la RB está compuesta por instalaciones SIN con un nivel de tensión igual o superior a 230 kV, mientras que la RBF está compuesta por unidades transformadoras de potencia SIN con un voltaje igual o superior a 230 kV y menor a 230 kV.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), a través de una delegación del Poder Concedente, realiza las licitaciones para la contratación del servicio público de transmisión eléctrica, así como, la suscripción de los respectivos contratos de concesión de transmisión (ANEEL, 2018).

La regulación económica del segmento de transmisión se caracteriza por un sistema *Revenue Cap*, es decir, al agente se le garantiza la recepción de ingresos regulatorios independientemente de la variación del mercado pagador (ANEEL, 2018).

La Asociación Brasileira de las Empresas de Transmisión de Energía Eléctrica (ABRATE), es una asociación sin fines de lucro que nuclea a las empresas de transmisión del país creada con el fin de representar los intereses legítimos y agregar valor a las empresas asociadas, con un desempeño proactivo para asegurar la sustentabilidad, desarrollo y atraktividad del negocio de transmisión eléctrica (ABRATE, s.f.).

#### Sistema de distribución

El servicio público de distribución de energía eléctrica es llevado a cabo por concesionarios, permisionarios y personas autorizadas. Las concesionarias son aquellos agentes titulares de una concesión no rural, las permisionarias son cooperativas exclusivamente rurales y las autorizadas, son cooperativas rurales que no poseen los requisitos para su regulación como permisionaria, es decir, son sub-permisionarias.

---

<sup>16</sup> Gobierno de Argentina: [https://www.argentina.gob.ar/enre/cuadros\\_tarifarios](https://www.argentina.gob.ar/enre/cuadros_tarifarios).

Actualmente, el servicio cuenta con 54 concesionarias, 38 permisionarias y 13 autorizadas, totalizando 105 agentes, entre economía pública, privada y mixta, operando en el mercado de distribución (ANEEL, 2018).

La regulación económica del segmento de distribución se caracteriza por un régimen de regulación tipo *Price Cap*, según la Ley N ° 9.427 / 1996. Este modelo se caracteriza por tener dos mecanismos diferentes de cambio de tarifas: la Revisión Tarifaria Periódica - RTP y el Ajuste Tarifario Anual – RTA (ANEEL, 2018).

El sistema de distribución está compuesto por la red eléctrica y el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos que operan a niveles de alta tensión (por encima de 69 kV y por debajo de 230 kV), media tensión (por encima de 1 kV y por debajo de 69 kV) y baja tensión (1 kV o menos) (ANEEL, 2018).

La Asociación Brasileira de Distribuidoras de Energía Eléctrica (ABRADEE), es una organización sin fines de lucro que nuclea a las distribuidoras del país. La ABRADEE agrupa a 41 concesionarias de distribución de energía eléctrica, estatales y privadas, que operan en todas las regiones del país y que juntas son responsables de atender al 99,6% de los consumidores brasileños y, brinda servicios de apoyo a sus asociados en las áreas técnica, comercial, económico-financiera e institucional (ABRADEE, 2020).

### **Generación distribuida**

Desde el 17 de abril de 2012, cuando entró en vigencia la Resolución Normativa ANEEL 482/2012, el consumidor brasileño puede generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogenerar e incluso abastecer el excedente de energía eléctrica generado a la red de distribución de su localidad. A este tipo de generación distribuida a pequeña escala se le denomina micro y minigeneración eléctrica distribuida (ANEEL, 2018).

La micro generación distribuida se caracteriza por una planta generadora de energía eléctrica, con potencia instalada menor o igual a 75 kW y que utiliza fuentes de energía eléctrica renovable o cogeneración, conectada a la red de distribución a través de instalaciones de unidades de consumo. A su vez, la minigeneración distribuida es una planta generadora de electricidad, con una potencia instalada mayor a 75 kW y, menor o igual a 3 MW, para fuentes hídricas, o menor o igual a 5 MW, para otras fuentes renovables de electricidad o cogeneración (ANEEL, 2018) (ANEEL, 2016).

El sistema de comercialización utilizado en Brasil para la remuneración de las ERV inyectadas a la red es el net metering o medición neta. Actualmente, Brasil posee más de 280 mil agentes generadores con una potencia instalada superior a los 3,5 GW (ANEEL, s.f.).

## **2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia**

### **Potencia firme y energía firme**

En Brasil, la potencia firme se denomina “lastro” y, corresponde a la garantía física en MW promedio brindada por un generador para asegurar el suministro de capacidad del sistema. La garantía física, por tanto, es la cantidad máxima de capacidad que el agente puede comercializar bilateralmente en el sistema de interconexión nacional. El “lastro” es garantizado mediante contratos de compra de energía.

Por otro lado, la energía firme en el sistema eléctrico brasileño es la máxima producción de energía que puede mantener casi continuamente una central a lo largo de los años, simulando la ocurrencia de diferentes escenarios creados estadísticamente. En el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera principalmente la variabilidad hidrológica.

En el cálculo de la energía asegurada se descartan los períodos durante los cuales la planta permanece sin producir energía debido a mantenimientos programados y paradas de emergencia (Presidência da República, 2016) (ANEEL, 2005).

Cabe destacar que estas definiciones previas presentadas son propuestas que dependen de alteraciones legales ya que la separación entre lastro y energía no fue aún implementada. En otras palabras, no existe una definición de capacidad de lastro sino de energía (garantía física) (Pires da Ponte, 2020).

### **3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables**

#### **Previsión/Predicción de las ERV**

En Brasil desde el año 2015, se prevé el precio de la energía en función de las condiciones de generación de electricidad. Se tienen en cuenta un gran número de variables como las precipitaciones, el precio del combustible, la irradiación solar, el viento, entre otras. En función de los datos obtenidos, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) publica las condiciones utilizando como referencia una serie de banderas de colores. A continuación, se presentan las características de las banderas:

- Bandera verde: condiciones favorables para la generación de energía. La tarifa no sufre aumento.
- Bandera amarilla: condiciones de generación menos favorables. La tarifa se incrementa por cada kilovatio-hora (kWh) consumido (en septiembre de 2020, el incremento tarifario es de 0,01343 R\$/kWh).
- Bandera roja - Nivel 1: condiciones de generación más costosas. La tarifa se incrementa más que en la bandera amarilla por cada kWh consumido (en septiembre de 2020, el incremento tarifario es de 0,04169 R\$/kWh).
- Bandera roja - Nivel 2: condiciones de generación aún más costosas. La tarifa se incrementa más que la bandera roja nivel 1 por cada kWh consumido (en septiembre de 2020, el incremento tarifario es de 0,06243 R\$/kWh).

Las banderas tarifarias se determinan en función de la suma de dos variables: el costo marginal de operación y el costo de servicio del sistema por seguridad energética, ambos determinados por el ONS. Si la suma es inferior a 200 R\$/MWh, se establece bandera verde, si es mayor a 200 R\$/MWh y menor a 350 R\$/MWh, se establece bandera amarilla y, por último, si es igual o mayor a 350 R\$/MWh, se establece bandera roja (ANEEL, 2019) (ANEEL, s.f.).

### **4. Control de frecuencia**

#### **Inercia y derivada de la Frecuencia**

La generación eólica es la tecnología utilizada en el país para brindar este tipo de respuesta. Los generadores deben ser capaz de exhibir una respuesta de inercia sintética a un evento de baja frecuencia y exhibir una respuesta a eventos de sobre frecuencia. El ONS solicita que todas las plantas eólicas proporcionen una respuesta inercial emulada de al menos el 10% de su capacidad instalada durante eventos de baja frecuencia.

Una respuesta inercial emulada/sintética de las turbinas eólicas es una tecnología relativamente nueva que utiliza la energía cinética de las palas giratorias para proporcionar un breve "impulso" de potencia activa cuando se detecta una perturbación de la frecuencia. Este es un tipo de servicio de Reserva rápida de contención de la frecuencia (FFR, por sus siglas en inglés) y, es técnicamente distinto de una respuesta inercial sincrónica (Roberts, Review of International Grid Codes, 2018) (www.aemo.com.au, 2016).

#### **Reserva de regulación primaria**

El control primario de frecuencia es un control realizado mediante reguladores automáticos de velocidad de las unidades generadoras, para limitar la variación de frecuencia cuando existe un desequilibrio entre la carga y la generación (ANEEL, s.f.).

El ONS, tiene una política de participación obligatoria en relación con la Respuesta de Frecuencia Primaria (PFR, por sus siglas en inglés) para las unidades térmicas e hidroeléctricas. El PFR no es remunerado y los generadores deben someterse a una verificación de capacidad de frecuencia primaria antes de la conexión; sin embargo, las especificaciones de prueba precisas se dejan en manos del fabricante y los operadores de la planta.

La responsabilidad de asegurar suficientes reservas primarias recae en las áreas de control individuales y su política de despacho (es decir, los generadores no están obligados a reservar explícitamente capacidad para RFP).

El requerimiento de reserva de un área de control es una función de su carga e intercambio neto con otras áreas. Esto asegura que ningún área de control esté sobrecargada con requerimientos de reservas en relación con sus niveles de generación y que el requisito de reserva se distribuya entre todos los generadores sin discriminación (Roberts, Review of International Grid Codes, 2018).

### **Reserva de regulación secundaria**

Existe un sistema de control secundario de frecuencia, que es el que realizan las unidades generadoras que participan en el Control Automático de Generación (CAG), diseñado para restaurar la frecuencia de un sistema y/o la cantidad de intercambio de potencia activa entre subsistemas al valor programado (ANEEL, 2003).

### **Reserva de regulación terciaria**

No existe ningún servicio de regulación terciaria en Brasil equivalente al definido en las definiciones de este documento. Actualmente, Brasil se encuentra trabajando en un sistema "auxiliar" de control de frecuencia (ANEEL, 2017).

## **5. Control de tensión**

### **Rango de operación de potencia reactiva**

Factor de potencia es la relación entre la energía eléctrica activa y la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las energías eléctrica activa y reactiva, consumidas en el mismo período especificado

El Factor de Potencia de Referencia "fR", inductivo o capacitivo, tiene el límite mínimo permitido, para las unidades consumidoras del grupo A<sup>17</sup>, el valor de 0,92. A aquellos consumos de electricidad que exceden el límite permitido, se les aplica una serie de multas que son adicionadas al cobro regular.

Las unidades de consumo del grupo B<sup>18</sup> no se pueden cobrar por excedente de reactivos por bajo factor de potencia (ANEEL, 2013) (ANEEL, 2010).

### **Modos de control de potencia reactiva**

Para las centrales hidroeléctricas se establece que, a potencia activa nominal, la unidad generadora debe ser capaz de funcionar con un factor de potencia mínimo de 0,90 sobreexcitado y un factor de potencia mínimo de 0,95 subexcitado. Debe existir una función de compensación reactiva para mejorar la regulación de la línea de alta tensión de la planta. El grado de compensación debe ser de 0 a 10%, positivo o negativo.

---

<sup>17</sup> Agrupación compuesta por unidades consumidoras con tensión de alimentación igual o superior a 2,3 kV, o servidas desde un sistema de distribución subterráneo con tensión secundaria, caracterizado por la tarifa binomial y subdividido en los siguientes subgrupos: A1 - tensión de alimentación igual o superior a 230 kV, A2 - voltaje de suministro de 88 kV a 138 kV, A3 - tensión de alimentación de 69 kV, A3a - voltaje de suministro de 30 kV a 44 kV, A4 - tensión de alimentación de 2,3 kV a 25 kV, y AS - tensión de alimentación inferior a 2,3 kV, procedente de un sistema de distribución subterráneo.

<sup>18</sup> Agrupación compuesta por unidades de consumo con suministro de tensión inferior a 2,3 kV, caracterizada por la tarifa monómica y se encuentra subdividida en los siguientes subgrupos: B1 - residencial, B2 - rural, B3 - otras clases y B4 - Alumbrado público.

Para centrales eólicas, en el punto de conexión, la central eólica debe proporcionar los recursos necesarios para, a potencia activa nominal y cuando lo solicite el ONS, operar con factor de potencia inductivo o capacitivo dentro del rango:

- Mínimo de 0,95 capacitivo
- Mínimo 0,95 inductivo (ONS, 2010)

## **6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas**

### **Capacidad de soportar huecos de tensión**

Según establecen los procedimientos de conexión a la red establecidos por el ONS, si se produce una caída de tensión en una o más fases en el punto de conexión de la central eólica a la red básica, la central debe seguir funcionando si la tensión en sus terminales se mantiene por encima de una curva preestablecida (Roberts, Review of International Grid Codes, 2018).

## **7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables**

### **Almacenamiento**

En el sistema eléctrico brasileño, el almacenamiento de energía siempre se ha realizado con el uso de reservorios hídricos de acumulación para garantizar el suministro eléctrico, con la participación de la generación termoeléctrica, como respaldo del sistema.

La progresiva reducción en la construcción de centrales hidroeléctricas con reservorios de acumulación ha incrementado la participación de la generación termoeléctrica, especialmente en períodos de baja hidráulica. El sistema eléctrico brasileño es de naturaleza hidrotermal, con una participación creciente de fuentes renovables intermitentes, con énfasis en la generación eólica y con signos de crecimiento acelerado en la generación fotovoltaica en generación distribuida, lo que plantea un nuevo desafío en lo que respecta a la implementación de tecnologías de almacenamiento (ANE BRASIL, 2017) (ANEEL, s.f.).

### **Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

Actualmente, existen dos modelos de gestión de la demanda mediante señales de precios. La más antigua, y dirigida a los clientes de alta tensión, es la tarifa horaria-estacional, que se caracteriza por la aplicación de tarifas diferenciadas para el consumo de electricidad y la demanda de energía eléctrica según las horas del día y los períodos del año. Hay dos tipos de tarifas horarias: las tarifas azules y las verdes. El segundo modelo es la tarifa blanca, destinada a las unidades de consumo servidas en baja tensión (127, 220, 380 o 440 Volt-V, con excepción de la subclase de bajos ingresos de la clase residencial, la clase de alumbrado público y las que se encuentran en la modalidad de prepago), llamada grupo B (Véase 2.11.8) (Pires da Ponte, 2020) (ANEEL, 2020).

### **Micro-redes**

En Brasil, el concepto de micro-red se define como una red de distribución eléctrica que puede operar aisladamente del sistema de distribución, servida directamente por una unidad de generación distribuida (ANEEL, 2015).

Se define como Sistemas Aislados, a los sistemas eléctricos de servicio público para la distribución de energía eléctrica que, en su configuración normal, no están conectados eléctricamente al SIN, por razones técnicas o económicas (ANEEL, 2010).

Actualmente, hay 235 zonas aisladas en Brasil. La mayoría se encuentran al norte del país, en los estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá y Pará, la isla de Fernando de Noronha, en Pernambuco, y algunas localidades en Mato Grosso completan la lista. Entre las capitales, Boa Vista es

la única que aún cuenta con un sistema aislado. El consumo en estas localidades es bajo y representa menos del 1% de la carga total del país. La demanda de energía en estas regiones es abastecida principalmente por centrales térmicas de diésel (ONS, s.f.).

### **Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating)**

En el país no se implementa actualmente esta metodología de gestión de la capacidad de la línea, sin embargo, algunas compañías energéticas como la empresa brasileña CEMIG (generadora, transmisora y distribuidora de energía eléctrica) ha realizado estudios para determinar la capacidad de la línea comparando tecnologías como CAT-1, Power Donut y Sonar (Sanna Uski-Joutsenvuo, 2013).

### **Medidores inteligentes (Smart meters)**

En 2015, ANEEL aprobó la resolución que reglamenta los requisitos básicos para la introducción de medidores inteligentes en los usuarios del Grupo B. Para que el consumidor pueda tener acceso a este tipo de medidor, el mismo debe solicitar la instalación del dispositivo a su distribuidora de energía eléctrica (ANEEL, 2015).

Existen dos tipos de medidores inteligentes, uno más sencillo para la implementación de la Tarifa Blanca y otro más completo que permite brindar un mayor detalle sobre la información del consumo.

Los medidores más completos brindan datos de tensión y corriente eléctrica, datos de consumo, precio válido para diferentes períodos en caso de precios dinámicos; fechas y horas de inicio y finalización de las últimas 100 interrupciones de corta o larga duración y los últimos 12 meses de los valores calculados para los indicadores relacionados con la duración de la transgresión por tensión precaria (DRP) y la duración de la transgresión relativa por tensión crítica (DRC).

Los principales desarrollos con respecto al despliegue de la medición inteligente se encuentran en los estados de Minas Gerais, São Paulo y Río de Janeiro. Todas estas son iniciativas de proyectos piloto de redes inteligentes que se están ejecutando en Brasil, de un total de nueve, que forman el proyecto de Investigación y Desarrollo (I+D) de ANEEL para sistemas de energía más inteligentes en el país. Fuera de los casos de proyectos piloto, el ejemplo más exitoso es el del proveedor Ampla en Rio de Janeiro, ya que sus medidores inteligentes ubicados en la parte superior de las lámparas de iluminación pública redujeron un 20% las pérdidas causadas por robo de energía (PriscilaCarvalho, 2015).

## **8. Códigos de red**

### **Código de red**

Los principales códigos de red vigentes en el país son los siguientes:

- Procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST): son documentos elaborados por la ANEEL y, regulan y estandarizan las actividades técnicas relacionadas con el funcionamiento y desempeño de los sistemas de distribución eléctrica (ANEEL, 2017).
- Procedimientos de Red: son documentos normativos elaborados por ONS, con la participación de los agentes involucrados, que establecen los requisitos técnicos necesarios para garantizar el libre acceso a las instalaciones de transmisión, la realización de las actividades de planificación y programación de la operación electro-energética, administración de los servicios de transmisión de energía eléctrica, propuesta de ampliaciones y refuerzos de la red, así como las actividades de supervisión, coordinación y control del funcionamiento del SIN (ONS, s.f.).
- Procedimientos de Comercialización: son una serie de documentos redactados por la cámara de comercialización de energía eléctrica que regulan el funcionamiento de la actividad de comercialización de electricidad (CCEE, s.f.) (ANEEL, 2017) (ONS, 2021) (CCEE, s.f.).

## 9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

### Generación distribuida comunitaria

La Resolución Normativa ANEEL 687 incorporó el concepto de "Generación Compartida", caracterizado por la reunión de consumidores, dentro de una misma área de concesión, a través de un consorcio o cooperativa, integrado por una persona física o jurídica, que tiene una unidad de consumo con micro generación o minigeneración distribuida en una ubicación diferente a las unidades de consumo en las que se compensará el exceso de energía.

Con la generación compartida, es posible reunir a dos o más consumidores para compartir la energía solar generada en un solo sistema (ANEEL, 2018) (ANEEL, 2015). Además, la misma persona también puede compartirlo en dos inmuebles de su propiedad.

Actualmente existe un total de 637 plantas de generación compartida con una capacidad instalada total de 35,5 MW.

### Modelo de pago por uso

En el año 2014 entra vigencia la Normativa ANEEL 610, la cual permite a los usuarios del Grupo B comprar electricidad de manera prepaga. El consumidor recibe un crédito inicial de 20 kWh, a pagar en la compra posterior. Posteriormente, podrá comprar nuevos créditos cuando quiera y tantas veces como quiera, siendo 5 kWh el importe mínimo de compra. La venta dependerá de la estrategia que adopte el distribuidor, que puede ocurrir a través de agentes acreditados por el distribuidor o, incluso, a través de internet.

La tarifa de prepago es la misma que la tarifa de pospago, sin embargo, el distribuidor puede otorgar descuentos por su cuenta y riesgo para incentivar a los consumidores a unirse a la nueva modalidad (ANEEL, 2015).

## 10. Mecanismos de remuneración para ERV

### Licitaciones / Subastas

Existe el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas (PROINFA), que fue creado por la Ley 10.438/2002 y tiene como objetivo aumentar la participación de fuentes alternativas renovables en la producción de energía eléctrica, favoreciendo a los empresarios que no tienen vínculos corporativos con los concesionarios de generación, transmisión o distribución (ANEEL, 2017).

La realización de subastas energéticas para ampliar el suministro de electricidad fue un mecanismo introducido en la reforma del sector eléctrico y consolidado con la participación efectiva de varias instituciones del sector eléctrico brasileño. Estas subastas son los pilares del acuerdo institucional introducido en 2004.

Desde la primera subasta, la Compañía de Investigación Energética (EPE - por sus siglas en portugués, Empresa de Pesquisa Energética)<sup>19</sup> contribuye a la mejora de las reglas y parámetros básicos definidos en las pautas del Ministerio de Minas y Energía (MME) o conduciendo todo el proceso de calificación experiencia técnica de empresas de generación participantes.

Existen dos tipos de subastas: las subastas periódicas de nuevas energías y subastas de reserva. Las subastas de nueva energía son, en principio, tecnológicamente neutrales, lo que permite una amplia gama de tecnologías como la hidroeléctrica, la biomasa, el gas, el carbón y el petróleo plantas para

---

<sup>19</sup> La EPE tiene como objetivo proporcionar servicios al Ministerio de Minas y Energía (MME) en el área de estudios e investigaciones diseñados para subsidiar la planificación del sector energético, que abarca la electricidad, el petróleo y el gas natural y sus derivados y biocombustibles.

participar en igualdad de condiciones. Sin embargo, el gobierno puede limitar la participación a ciertas tecnologías, transformando así las subastas en licitaciones para tecnologías específicas (EPE, s.f.).

Las subastas de energía de reserva fueron diseñadas como mecanismo a través del cual el gobierno puede contratar energía suplementaria (o excedente) para aumentar el margen de reserva del sistema. En la práctica, se han utilizado para desplegar generación renovable, excluyendo grandes centrales hidroeléctricas. Estas subastas de reserva se llevan a cabo todos los años desde 2008 (excepto 2012) y han sido exclusivas de tecnologías energéticas renovables que abarcan pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, eólica y solar.

Hasta el momento, se han realizado un total de 58 subastas de energía (de todo tipo de tecnología), razón por la cual, ya Brasil cuenta con un mercado maduro de energías renovables y los incentivos para la realización de esta clase de proyectos por parte del Estado comienzan a verse afectadas (EPE, s.f.).

### **Tarifa de inyección o tarifa de alimentación**

En el año 2001, se lanzó el programa PROEOLICA que brindaba una tarifa especial a través de un *Power Purchase Agreement* (PPA) de 15 años a aquellos proyectos eólicos que se instalaran antes del año 2003. Luego, en 2002, el Programa para Incentivo de las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) ofrecía un esquema *Feed In Tariff* (FIT) con contratos a 20 años a proyectos eólicos, de biomasa e hidroeléctricos de pequeña escala hasta el año 2012. Actualmente no se encuentra disponible en Brasil la remuneración de nuevos proyectos a través del esquema de tarifa de alimentación (IRENA, 2015) (IRENA, 2013).

### **Prima de inyección o prima de alimentación**

Actualmente, no se encuentra disponible en el país la remuneración de proyectos a través de Primas de Alimentación.

### **Facturación neta**

Actualmente en el país, no se utiliza este mecanismo de comercialización de energía, sin embargo, se encuentra en discusión su adopción con el fin de poder dar una tarifa más justa a los generadores, a los operadores de red y a los usuarios que deciden optar por no generar energía a través de fuente renovables.

Se encuentra en debate que componentes de la tarifa de suministro deben ser remunerados cuando se inyecta energía en la red. Para esto, se plantea una serie de escenarios y se analiza el impacto en cada uno de los usuarios del sistema eléctrico del país (ANEEL, 2018).

### **Medición neta**

La Resolución Normativa ANEEL 482, luego modificada por la Resolución 687, introduce el sistema de generación distribuida en el mercado energético brasileiro con la utilización de un esquema de comercialización de medición neta. La energía inyectada se valora por todos los componentes de la tarifa de suministro, es decir, se paga una tarifa plena a la energía inyectada en la red.

Este mecanismo de comercialización se encuentra en análisis debido a que hay varias discusiones sobre cómo valorar la energía inyectada en la red. Por un lado, distribuidoras y algunos consumidores afirman que el actual sistema no proporciona una remuneración adecuada por el uso de la red de distribución, transfiriendo costos a otros usuarios que no han optado por instalar su propia generación. Por otro lado, los instaladores y consumidores interesados en la autogeneración enfatizan los beneficios de la generación distribuida a la sociedad y consideran que el modelo actual debe mantenerse, para permitir la consolidación del mercado (ANEEL, 2018).

## 11. Diseño de mercado

### Mercado de capacidad o mercado de potencia

Actualmente, se encuentra en proceso de análisis y consulta pública un proyecto para separar la venta de energía y de capacidad con el fin de poder remunerar de una manera óptima el sistema eléctrico (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017).

### Mercado de energía a largo plazo

En el país se desarrolla la contratación de energía a largo plazo a través de subastas periódicas de nuevas energías y subastas de reserva. Las subastas de nueva energía son, en principio, tecnológicamente neutrales, lo que permite una amplia gama de tecnologías como la hidroeléctrica, la biomasa, el gas, el carbón y el petróleo participar en igualdad de condiciones. Sin embargo, el gobierno puede limitar la participación a ciertas tecnologías, transformando así las subastas en licitaciones para tecnologías específicas. Estas subastas, asegura a los ofertantes PPA una duración de entre 30 y 20 años dependiendo de la tecnología ofrecida (IRENA, 2013).

### Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía

Debido a las normativas vigentes que obligan a respaldar toda la demanda a través de la celebración de contratos de abastecimiento de energía, el papel del mercado spot en Brasil se limita a equilibrar las diferencias contractuales con los respectivos niveles de generación o consumo. Por lo tanto, el precio que más se acerca a un precio de mercado spot en el sector eléctrico brasileño es el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), que la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE, por sus siglas en portugués Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) actualiza semanalmente para los niveles de carga en cada uno de los cuatro subsistemas del SIN (Sur, Sureste/Centro-Oeste, Noreste y parte de la región Norte del país) (Agora Energiewende, 2019).

### Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros

Entre las funciones del ONS se encuentra la contratación y administración de los servicios auxiliares necesarios para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Los servicios auxiliares contribuyen a asegurar la operatividad del SIN y, de acuerdo con la normativa vigente, están integrados por:

- Controles de frecuencia primarios y secundarios de las unidades generadoras.
- Apoyo reactivo.
- Despacho complementario para mantener la reserva de marcha operativa.
- Autorrecuperación parcial e integral.
- Sistema de Protección Especial (ONS, s.f.).

### Intercambios transfronterizos

El SIN está interconectado con Argentina, Uruguay y Paraguay. La interconexión con Argentina tiene una capacidad total de 2.250 MW; la interconexión con Uruguay 570 MW. Debido a las diferencias de frecuencia entre los respectivos sistemas de energía (el de Brasil opera a 60 Hz y el de Argentina, Uruguay y Paraguay a 50 Hz), se instalan convertidores en las fronteras para permitir los intercambios.

La integración energética con Paraguay se realiza a través de la central hidroeléctrica de 14 GW Itaipú, una empresa binacional ubicada en la frontera entre los dos países. El exceso de energía del lado paraguayo se vende a Brasil según el contrato inicial, que finaliza en 2023 y deberá ser renegociado antes de su vencimiento.

Debido al acuerdo comercial para importar cantidades significativas de la participación de Paraguay en la generación binacional de Itaipú, Brasil es un importador neto estructural de energía eléctrica. En 2017, las importaciones netas de electricidad totalizaron 36.355 GWh. Las importaciones netas fueron equivalentes al 6,9% del consumo total de electricidad.

Además de las interconexiones con el SIN, también hay interconexiones de 200 MW con Venezuela y la red de Roraima, que no forma parte del SIN (Agora Energiewende, 2019).

### **Certificados de atributos de energía**

En este país se encuentran presentes los Certificados de Atributos de Energía I-REC a través del Programa de Certificación de Energías Renovables "REC Brasil". Este programa es una iniciativa conjunta de la Asociación Brasileña de Energía Eólica (ABEEólica) y la Asociación Brasileña de Energía Limpia (Abragel), con el apoyo de la CCEE, de la Asociación Brasileira de Comerciantes de Energía (ABRACEEL) y la Asociación Brasileira de Biogás y Biometano (ABiogás). El programa tiene como objetivo promover el mercado de energía generada a partir de fuentes renovables y con alto desempeño en términos de sostenibilidad.

Para obtener la certificación de atributo de energía, la empresa debe adherirse al Reglamento REC Brasil y firmar un contrato con el Instituto Totum, Gerente de Certificación. El emprendimiento presentará su nivel de cumplimiento de al menos cinco de los diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU, siendo auditado de forma documental y remota por el Instituto Totum. Después de la auditoría, y si los resultados están de acuerdo con los criterios del Programa (cada fuente de energía tiene una Norma Técnica específica), el proceso se envía a una Comisión de Certificación, que toma la decisión final sobre el proceso. Desde la certificación inicial, la empresa puede solicitar la emisión de RECs en base a su generación efectiva de energía confirmada por los informes de medición de la CCEE - de acuerdo con las reglas del Estándar I-REC (Energía renovable, 2020).

### **Mercados de carbono**

Actualmente existen 12 proyectos registrados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio<sup>20</sup> (MDL) establecido por la ONU en el Protocolo de Kioto. Estos proyectos invierten en acciones para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Empresas como ENGIE, ofrecen la venta de créditos de carbono para disminuir las emisiones de las empresas (ENGIE, 2020).

### **Tarifas de tiempo de uso (ToU)**

La Tarifa Blanca es una opción de tarifa para unidades de consumo servidas en baja tensión (127, 220, 380 o 440 Voltios), denominada grupo B. A diferencia del modo tarifario convencional, que tiene un valor de tarifa única, la tarifa blanca tiene diferentes valores a lo largo del día.

En días laborables dispone de 3 valores tarifarios, aplicados según el horario:

- i) Punta: tasa más alta.
- ii) Intermedio: tarifa de valor intermedio.
- iii) Fuera de punta: tarifa más baja.

Los fines de semana y feriados nacionales, el valor es siempre la tarifa fuera de punta. La tarifa fuera de punta tiene un valor inferior al valor de la tarifa convencional. Esto hace que la tarifa blanca sea adecuada para quienes pueden concentrar su consumo durante el período de baja actividad en los días laborables y los fines de semana (ANEEL, 2020).

---

<sup>20</sup> El MDL es un procedimiento contemplado en el Protocolo de Kioto en el cual países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de emisiones de GEI dentro de países en desarrollo, y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones aplicables a cumplir con su propio compromiso de reducción.

## C. Chile

### 1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

#### Frecuencia

La magnitud de la frecuencia nominal de todo el Sistema Eléctrico de Chile es de 50 Hz (CNE, 2017).

Las empresas distribuidoras se encargan de monitorear la frecuencia de la tensión de suministro, para lo cual, mensualmente miden y registrar la frecuencia en la cabecera de los alimentadores, promediada en intervalos de 10 minutos, de manera de elaborar una estadística que permita identificar el porcentaje del tiempo en que la frecuencia se encuentra dentro de los siguientes intervalos:

**Cuadro 1**  
**Intervalos de frecuencia según estado**

Estado de la Frecuencia	Intervalo de Frecuencia (HZ)
Subfrecuencia Extrema	$f < 47,0$
Subfrecuencia Extrema	$47,0 \leq f < 49,5$ Hz
Normal	$49,5 \leq f < 50,5$ Hz
Sobrefrecuencia	$50,5 \leq f < 52,0$
Sobrefrecuencia Extrema	$52,0 \leq f$
Subfrecuencia Extrema	$f < 47,0$

Fuente: elaboración propia en base a información provista por CNE.

#### Sistema de transmisión

Acorde a la definición de la principal empresa de transmisión en Chile, los sistemas de transmisión se definen como: "conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, incluyendo líneas de interconexión entre sistemas interconectados, en un nivel de tensión nominal superior a 23 [kV], entendiéndose como tensión nominal de la subestación, la de la barra de mayor tensión" (Transelec, 2020). Sin embargo, es prudente citar adicionalmente la definición estipulada en el reglamento DFL 4 sobre Ley General de los Servicios Eléctricos, en cuyo Artículo 73 se definen los sistemas de transmisión como: "conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución" (BCN, 2018).

En el sistema de transmisión chileno, para cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos:

- sistema de transmisión nacional: aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y que está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas (BCN, 2018).
- sistema de transmisión para polos de desarrollo: constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional (BCN, 2018).
- sistema de transmisión zonal: constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión (BCN, 2018).

- sistema de transmisión dedicado: constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico (BCN, 2018).
- interconexiones internacionales: destinadas a permitir la exportación e importación de electricidad con el sistema eléctrico nacional.

### **Sistema de distribución**

En Chile, los sistemas de distribución se definen como “conjunto de instalaciones que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros” (CNE, NORMA TÉCNICA DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS, 2016).

La Ley N° 20.805, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios, ubicados en su zona de concesión. Para dichos efectos, aquellas distribuidoras deberán contar con contratos de suministro, los cuales deberán ser el resultado de procesos de licitación, públicos, abiertos, no discriminatorios y transparentes. La realización de dichos procesos de licitación, deberán ser diseñados, coordinados y dirigidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2020).

### **Generación distribuida**

En Chile no existe una definición oficial para la generación distribuida, sin embargo, se ha desarrollado un reglamento para medios de generación de pequeña, el cual hace referencia a considerar la Ley General de Servicios Eléctricos, específicamente el artículo 149, el cual establece que todo propietario de medios de generación sincronizados tiene el derecho de vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio nudo de la potencia. Cabe señalar que la reglamentación para la generación a pequeña escala es incipiente, dado que el reglamento para medios de generación de pequeña escala fue reingresado en julio de 2020, a fin de reemplazar al anterior decreto 244 que tenía una data desde 2006. En este último reingreso, un aspecto relevante a considerar es la definición de medios de generación de pequeña escala, la cuales son generadores conectados al Sistema Eléctrico Nacional con excedentes de potencia menores o iguales a 9.000 kilowatts. A estos actores se les denomina PMGD o pequeños medios de generación distribuidos. En el caso que estos generadores estén conectados a los sistemas de transmisión se les denomina pequeños medios de generación o PMG<sup>21</sup>.

## **2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia**

### **Potencia firme y energía firme**

En Chile, el concepto de potencia firme se identifica bajo el concepto de potencia de suficiencia, cuya definición es: “potencia que una unidad generadora aporte a la suficiencia de potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada participante del balance de potencia” (Ministerio de Hacienda, 2020).

En el caso del concepto de energía firme, en Chile se define como: “capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación

---

<sup>21</sup> Las citas oficiales de estas definiciones no forman parte de la bibliografía por tratarse de documentos confidenciales en proceso de publicación y tramitación por el Congreso Nacional de Chile.

de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas” (BCN, 2018).

Los detalles de cálculo para determinar energía firme se encuentran en las normas técnicas que dispone la Comisión Nacional de Energía. A modo de ejemplo, para determinar la energía firme que aporta la hidroenergía, se evalúan escenarios hidrológicos, entendiendo que Chile lleva varios años experimentando una condición hidrológica seca. Para ello se analiza hidro seca, media y extrema. En el caso de otras energías renovables variables, se le considera un aporte al mercado de capacidad mediante el cálculo de la estadística histórica y el factor de planta de la tecnología. El aporte de la potencia firme al mercado de capacidad no se considera en la planificación energética a largo plazo y actualmente se están evaluando metodologías para modelar el aporte de las energías renovables a este mercado a largo plazo<sup>22</sup>.

### **Crédito de capacidad**

En Chile no se utiliza este concepto, sin embargo, se utiliza de manera implícita ya que como se comentó en el concepto anterior, a las energías renovables sí se les atribuye crédito de capacidad en base a estadística histórica. Este crédito de capacidad implícita se observa al analizar los escenarios de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) (Ministerio de Energía, 2019). En la PELP, se incluye a las energías renovables, sobre todo la solar y eólica, las cuales en el corto plazo serán relevantes, más aún frente a la condición de retiro de centrales a carbón. Para estos efectos, se ha identificado que el modelamiento de las nuevas tecnologías es un desafío en desarrollo que tiene la planificación energética (Ministerio de Energía, 2019).

## **3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovable variable**

### **Monitoreo y controlabilidad de ERV**

El monitoreo de energías renovables está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual fue establecido en la ley N.º 20936, que creó el Coordinador como un organismo independiente del sistema eléctrico nacional. El Coordinador, a través de las funciones de despacho y control, supervisa y coordina en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo con los resultados de la programación de la operación (Diario Oficial de la República de Chile, 2017). Para estos efectos, se contempla como instalaciones coordinadas:

- Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de auto productores<sup>23</sup>.
- Sistemas de transmisión.
- Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios.
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Instalaciones de distribución.
- instalaciones de clientes libres<sup>24</sup>.
- pequeños medios de generación distribuida.

De las cuales el coordinador deberá:

---

<sup>22</sup> Afirmación basada en entrevistas realizadas con miembros del Ministerio de Energía de Chile.

<sup>23</sup> Auto productor: todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico (Diario Oficial de la República de Chile, 2017).

<sup>24</sup> Clientes libres: clientes no sujetos a la tarificación regular.

- impartir las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.
- supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas en el conjunto de instalaciones sujetas a coordinación, verificando que se mantengan dentro de los rangos de operación definidos por las normas técnicas correspondientes.
- coordinar la provisión de servicios complementarios que el sistema eléctrico requiere, realizando la compatibilización entre la programación de la operación y los criterios definidos para la provisión de dichos servicios.
- supervisar el comportamiento de la demanda y generación, tomando medidas correctivas respecto de la programación de la operación en atención a actualizaciones de los pronósticos de que disponga.
- coordinar y supervisar la aplicación del plan de recuperación de servicio.
- corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación.
- adoptar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema eléctrico
- coordinar la desconexión de instalaciones en caso de que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema.
- actualizar la programación de la operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por esta.
- Implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico.
- supervisar la operación de los Pequeños Medios de Generación (PMG) que operen con auto despacho<sup>25</sup>.
- monitorear variables meteorológicas que incidan en la operación real del sistema, tales como temperatura y precipitaciones.
- mantener informados a los Coordinados respecto de la condición operativa del sistema en su conjunto o de sus instalaciones.
- coordinar la ejecución de las solicitudes de trabajos; y o. Coordinar e instruir acciones a efectos de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Para mayor información sobre atribuciones del Coordinador Eléctrico consultar en Diario Oficial de la República de Chile<sup>26</sup>.

### **Previsión/Predicción de las ERV**

Para predecir la generación de energías renovables variables, el coordinador eléctrico dispondrá de metodologías para la predicción de escenarios hidráulicos basados en:

- estadística hidrológica de afluentes en régimen natural.
- cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses.
- pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas.
- convenios vigentes de uso de agua informados al coordinador por los sistemas coordinados.

---

<sup>25</sup> Auto despacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador (Diario Oficial de la República de Chile, 2017).

<sup>26</sup> Diario Oficial de la República de Chile: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Reglamento-125-Coordinaci%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n-SEN.pdf>.

El caso de otros tipos de energía variables se cuenta con:

- estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica.
- pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables.
- proyección de demanda eléctrica, incluyendo su modelación temporal y espacial.
- información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema.
- características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas.
- condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el coordinador establezca.
- requerimientos de servicios complementarios, en particular, niveles de reserva.
- operación esperada para pequeños medios de generación distribuida y pequeños medios de generación que operen con auto despacho.
- criterios y metodologías para la representación y operación de sistemas de almacenamiento de energía y otras energías gestionables.
- pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.

Para mayor información sobre previsión de energías renovables consultar en Diario Oficial de la República de Chile.

### **Vertidos/Vertimientos**

En Chile, el vertimiento se considera bajo condiciones especiales de operación, en los casos de si se prevé que las centrales o sistemas de almacenamiento de energía alcanzarán su capacidad máxima o mínima en un período de análisis que corresponda, o que existen restricciones en el sistema eléctrico que no permiten el uso óptimo de los recursos energéticos gestionables. El coordinador está a cargo de determinar las condiciones especiales de operación para centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras centrales renovables con capacidad de regulación, o centrales con almacenamiento por bombeo, centrales renovables con capacidad de almacenamiento o sistemas de almacenamiento de energía, en base a la verificación o estimación de condiciones de operación proyectadas que las sustenten (Diario Oficial de la República de Chile, 2017).

## **4. Control de frecuencia**

### **Inercia y derivada de la frecuencia**

En Chile, la norma técnica de servicios complementarios define inercia de la siguiente manera: "capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de resistir cambios en la frecuencia a través de la propiedad de las masas rotantes, como rotores de generadores síncronos, de oponerse a los cambios de su estado de movimiento". Adicionalmente, se considera como aporte a la inercia del SEN, la inercia sintética o emulada proveniente de fuentes basadas en inversores, capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores síncronos (CNE, 2019).

### **Reserva de regulación primaria**

El Coordinador Eléctrico Nacional mediante un estudio de control de frecuencia y determinación de reservas mediante análisis probabilístico, estima el riesgo de no tener suficientes reservas de Control Rápido de Frecuencia (CRF) y Control Primario de Frecuencia (CPF). El modelo considera la probabilidad e impacto de desconexiones forzadas, respaldado por los registros obtenidos por el coordinador, realizando análisis para diferentes niveles de reserva. A efectos de determinar los rangos de pérdida de potencia activa y el número de veces de ocurrencia anual, el Coordinador utiliza la estadística de fallas de desconexión intempestiva de instalaciones de que disponga de los últimos cinco años. En caso de no contar con estadísticas para una instalación utiliza las estadísticas de instalaciones del SEN que sean similares o

estadísticas internacionales. Para efectuar esta evaluación el Coordinador considera la posibilidad de ocurrencia de contingencias múltiples siempre que estas tengan un origen común (CNE, 2019).

### **Reserva de regulación secundaria**

Adicionalmente al CPF, el Coordinador Eléctrico Nacional determina el monto de reserva para Control Secundario de Frecuencia (CSF) en conjunto con las reservas del Control Terciario de Frecuencia (CTF). El requerimiento de reservas en conjunto se determina a través de métodos probabilísticos donde el dimensionamiento de las reservas es calculado con el objetivo de que el desvío de la frecuencia en condiciones normales y ante contingencias sea cero para un nivel de confianza dado. A estos efectos, se determina el total de las reservas requeridas para compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y la generación renovable con recursos primarios variables, como eólica y solar fotovoltaica. En este sentido, la variabilidad se entiende como los desvíos propios de la demanda y de la generación. Por otro lado, la incertidumbre se entenderá como los errores en la previsión de la demanda y de la generación renovable con recursos primarios variables (CNE, 2019).

Las reservas secundarias se determinarán de acuerdo con la mayor variación intrahoraria estadística de la demanda neta. Dichas reservas se activan por medio de un Control Automático de Generación (AGC), cuyo objetivo es anular el Error de Control de Área (ACE).

### **Reserva de regulación terciaria**

Las reservas terciarias corresponden al mayor error estadístico de previsión de demanda neta en ventanas de tiempo intrahorarias. Asimismo, tiene por objetivo restablecer las reservas secundarias y, luego de una contingencia, restablecer la frecuencia a valores que se encuentren dentro de la banda de actuación del AGC (CNE, 2019).

### **Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa**

Para la determinación del requerimiento de tasas o rampas de subida y bajada de carga se determinan las variaciones de demanda neta. El requerimiento de rampas se determina como la máxima variación real de demanda y de energía renovable con insumos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica, junto con el efecto conjunto de ambos en una ventana de tiempo de 1 minuto, 5 minutos o 15 minutos, considerando el intervalo de confianza. El nivel o intervalo de confianza utilizado para determinar las distintas componentes de reserva en base al análisis probabilístico de datos históricos es determinado por el Coordinador en un estudio de control de frecuencia y determinación de reservas de modo de cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio, considerando para ello los efectos económicos de utilizar el respectivo nivel de confiabilidad. Dicho nivel no podrá ser inferior a un 95% (CNE, 2019).

Más información sobre control de la frecuencia en Chile consultar en Norma Técnica de Servicios Complementarios<sup>27</sup>.

## **5. Control de tensión**

### **Rango de operación de potencia reactiva**

La Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional (ISO de Chile), realizan análisis eléctricos en sus ejercicios de Planificación de la Transmisión, incluyendo análisis de control de tensión y potencia reactiva.

Frente a los cargos por factor de potencia, la normativa dispone que en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de

---

<sup>27</sup> Norma Técnica de Servicios Complementarios: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>.

una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- otros procedimientos regulatorios dispuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Más información sobre regulación sobre potencia reactiva en Diario Oficial de la República de Chile<sup>28</sup>.

La potencia reactiva no se considera en la planificación energética de Chile.

### **Modos de control de la potencia reactiva**

El control de la potencia reactiva está a cargo de la Unidad del Centro de Despacho Económico de Carga (Actual Coordinador Eléctrico), encargada de la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del sistema Interconectado en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras e instalaciones de los sistemas de transmisión.

Más información sobre control del sistema en Diario Oficial de la República de Chile.

## **6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas**

### **Capacidad de soportar huecos de tensión**

En Chile, la Comisión Nacional de Energía cuenta con una norma técnica para abordar los huecos de tensión, los cuales son definidos como: "disminución temporal de la tensión eficaz en un punto del sistema de distribución por debajo de un umbral inicial y durante un periodo de tiempo especificados" (CNE, 2015).

Frente al monitoreo de la tensión, el artículo 3-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución dispone que las variaciones rápidas de tensión sean estos huecos de tensión o sobretensiones, deberán detectarse, medirse y registrarse de acuerdo a lo establecido en la norma. Para el caso de los huecos de tensión, se considerará que el umbral de detección es igual a 90% de la tensión nominal, mientras que para las sobretensiones dicho umbral corresponderá al 110% de la tensión nominal. Para el caso de sistemas trifásicos de cuatro conductores, deberá considerarse como referencia la tensión fase-neutro y para un sistema trifásico de tres conductores deberá considerarse como referencia la tensión fase-fase (CNE, 2015).

Más información sobre huecos de tensión en Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución<sup>29</sup>.

## **7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables**

### **Almacenamiento**

En Chile, la definición de almacenamiento está ligada a los sistemas de almacenamiento, los que se definen como: "equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema" (BCN, 2018).

<sup>28</sup> Diario Oficial de la República de Chile: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/06/Decreto-12T-2018.pdf>.

<sup>29</sup> Norma técnica: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n\\_vf.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n_vf.pdf)

## **Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

En Chile actualmente no hay una gestión desde el lado de la demanda. A la fecha solo existen los Esquemas de Desconexión Automática de la Carga (EDAC), definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, como herramienta para desprender carga automáticamente frente a eventos intempestivos que pongan en riesgo al sistema eléctrico. Desde la planificación energética se está considerando incorporar la gestión de la demanda<sup>30</sup>.

### **Micro-redes**

En cuanto a micro redes, en Chile existen sistemas eléctricos aislados donde las comunidades se abastecen localmente, principalmente con diésel y en algunos casos en un mix tecnológico con otros energéticos. Estas redes son llamadas sistemas aislados. En Chile estos sistemas tienen una capacidad instalada menor a 1,5 MW y generalmente se encuentran en lugares apartados o lejanos de los centros urbanos. De acuerdo a los datos de la Comisión Nacional de Energía existen 109 sistemas aislados en el país, la mayoría de los cuales tiene al diésel como principal fuente de generación de energía eléctrica (revistaei, 2017).

Respecto al vínculo de estas redes con la planificación energética, se está evaluando desde la planificación si estas comunidades pueden incorporar progresivamente metas ligadas a las Contribuciones Nacionalmente Determinadas<sup>31</sup> y a incorporar las fuentes renovables en el núcleo de su desarrollo local.

### **Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating)**

En Chile desde el año 2017 existe en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) la tecnología de Capacidad de Transmisión Dinámica (DLR), que permite aumentar la capacidad de transmisión en función de las características ambientales en que está inmersa. Esta tecnología está implementada en las líneas Encuentro-Lagunas (2x220 kV); Los Changos-Kimal (2x220 kV); Nueva Pozo Almonte-Cóndores (1x200 kV), y Nueva Pozo Almonte-Parinacota (1x220 kV). Actualmente el Coordinador Eléctrico de Chile está potenciando proyectos para dar señales a los inversionistas para incorporarse a la red con esta tecnología, sobre todo en zonas del sur del país donde hay mucho viento y las líneas están con poca capacidad. En el sur de Chile existe una relación entre harta energía eólica, dado que el viento refrigera mucho la línea. Por ello, ya hay varias líneas que cuentan con la implementación técnica lista para establecer un DLR.

### **Acoplamiento sectorial**

El modelo LEAP<sup>32</sup> utilizado por el Ministerio de Energía, realiza un levantamiento de datos sobre todos los consumos energéticos. Este modelo de simulación de sistemas energéticos permite el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante el modelamiento integrado de los sectores económicos del país, descritos en el Balance Nacional de Energía, lo que permite tener inputs de por ej.: demanda energética en transporte, minería o electromovilidad. Sin embargo, no existe una planificación integral específica para lograr un acoplamiento sectorial. Actualmente, la implementación de una política para la electromovilidad está en una fase de desarrollo, y se ha enfocado en los siguientes puntos:

- regulación y estándares.
- transporte Público como Motor de Desarrollo.
- fomento de la Investigación y desarrollo en Capital Humano.
- impulso Inicial al Desarrollo de la electromovilidad.
- transferencia de Conocimiento y Entrega de Información.

---

<sup>30</sup> Afirmación basada en entrevistas realizadas con miembros del Ministerio de Energía de Chile.

<sup>31</sup> Afirmación basada en entrevistas realizadas con miembros del Ministerio de Energía de Chile.

<sup>32</sup> LEAP: Long-Range Energy Alternatives Planning.

Más información sobre electromovilidad en Estrategia Nacional de Electromovilidad<sup>33</sup>.

#### Medidores inteligentes (Smart meters)

En Chile, los medidores inteligentes fueron introducidos en las políticas energéticas del año 2012 con la promulgación de la Ley 20.5711, la cual “regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”. El proyecto de ley que el Ministerio está impulsando para modernizar el segmento de la distribución eléctrica podrá incorporar medidores inteligentes a la red toda vez que éstos vayan acompañados de beneficios para los consumidores.

## 8. Códigos de red

### Código de red

En Chile, el concepto de códigos de red se asocia al de “normas técnicas”. La aplicación de las normas técnicas está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual es un organismo encargado de determinar la operación de un sistema interconectado (SI).

Dentro de los contenidos de las normas técnicas se encuentra:

- funciones y atribuciones del Coordinador.
- mecanismos y procedimientos de acreditación que corresponda aplicar a los medios de generación con auto despacho.
- mecanismos, metodologías y pruebas para verificar la potencia máxima de una unidad generadora.
- procedimientos y condiciones de aplicación para el control estadístico de las unidades generadoras.
- procedimiento y condiciones para información estadística, en caso de no disponer suficientemente de ésta última, de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional.
- términos en los cuales se verificará la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras.
- mecanismos y metodologías para la Potencia Inicial de unidades generadoras hidroeléctricas.
- mecanismos y metodologías para definir la Potencia Inicial de una unidad generadora cuya fuente sea no convencional y auto productores.

Más información sobre normas técnicas en Norma técnica de transferencia de potencia entre empresas generadoras<sup>34</sup>.

## 9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

### Agregadores

El concepto de agregadores aún no se aborda en el país, sin embargo, en la ley de modificación de la distribución el tema ya está planteado para ser discutido. Se espera que con la ley de portabilidad eléctrica se incorpore la figura del comercializador, y junto con ello, se puedan establecer estrategias de agregación de demanda eléctrica<sup>35</sup>.

## 10. Mecanismos de remuneración para ERV

### Licitaciones / Subastas

En Chile, las licitaciones de energías renovables se realizan de manera anual, toda vez que sea requerido. Actualmente ha habido una sobrecontratación de energía para clientes regulados, por lo que no se han efectuado licitaciones hace algunos años. La entidad encargada de llevar a cabo estas

<sup>33</sup> Estrategia Nacional de Electromovilidad [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_electromovilidad-8dic-web.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf).

<sup>34</sup> Norma técnica: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT62\\_Ene16.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT62_Ene16.pdf).

<sup>35</sup> Afirmación basada en entrevistas realizadas con miembros del Ministerio de Energía de Chile.

licitaciones es la Comisión Nacional de Energía, en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. La comisión es quien determina las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precio, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución (CNE, 2020).

La determinación de apertura de licitaciones se realiza en función de la demanda esperada, para lo cual la Comisión realiza un estimado de demanda, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel del sistema de transmisión nacional, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (CNE, 2020).

En Chile, las fases de la licitación propiamente tal son en orden cronológico:

- periodo de publicidad de la licitación.
- venta de las bases de licitación.
- periodo o periodos de consultas.
- plazo de respuestas por escrito a consultas y publicación en el sitio de dominio electrónico de las distribuidoras.
- presentación de las ofertas administrativas y de las ofertas económicas.
- apertura y evaluación de las ofertas administrativas.
- apertura de las ofertas económicas.
- evaluación de las ofertas económicas presentadas.
- comunicación formal de la adjudicación por parte de las distribuidoras.
- firma del contrato de suministro por escritura pública, previa aprobación de la comisión, y registro en la SEC.

Más información sobre las licitaciones de energía en Chile consultar en NUEVA LEY CHILENA DE LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES REGULADOS<sup>36</sup>.

### **Facturación Neta**

Para promover la facturación neta, se ha creado una ley que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, la cual establece que las inyecciones de energía serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas y deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, la inyección se descontará en la o las facturas subsiguientes (BCN, 2012).

Adicionalmente, la ley establece el derecho a inyectar la energía para usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts (BCN, 2012).

### **Medición Neta**

La medición neta se realiza gracias a medidores inteligentes bidireccionales, los cuales deberán ser adquiridos y certificados según la certificación de la Super Intendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) conforme a lo establecido en la Ley 20571 - Net billing Chile.

---

<sup>36</sup> LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES REGULADOS: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.

## 11. Diseño de mercado

### Mercado de capacidad

Para establecer un mercado de capacidad, la ley establece que todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tiene el derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo<sup>37</sup> de la potencia. Los reglamentos dictados por la CNE determinan los precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el Coordinador Eléctrico Nacional. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia son ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos son cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento (BCN, 2019).

Más información sobre licitaciones a largo plazo y de corto plazo en DFL 4<sup>38</sup>.

### Mercado de energía a largo plazo

En Chile, la Ley 20.805 considera un esquema de licitaciones para clientes regulados, clientes libres y empresas generadoras, cuya aplicación depende de las circunstancias que las motivan, la antelación para el inicio del suministro y la duración de los contratos a que dan lugar:

- licitaciones de largo plazo.
- licitaciones de corto plazo.
- licitaciones excepcionales de corto plazo.

Las licitaciones de largo plazo se establecen como regla general del nuevo sistema de licitaciones, puesto que generan mayor certidumbre a los eventuales participantes, lo cual aumenta la competencia y, por ende, presiona los precios a la baja. La antelación mínima para el llamado a licitación son cinco años y la vigencia de los contratos que se generen en estos procesos puede tener una duración máxima de 20 años (CNE, 2017).

Más información sobre licitaciones a largo plazo y de corto plazo en NUEVA LEY CHILENA DE LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES REGULADOS.

### Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía

Al igual que en otros países del mundo, en Chile se establecen precios bajo la lógica del mercado de generación o de producción, que es un mercado de corto plazo, en el cual las necesidades de consumo y producción se satisfacen de manera instantánea, transándose la energía a costos marginales. Este mercado es conocido como mercado spot y en él se llevan a cabo transacciones entre generadoras (CNE, 2017).

En Chile, el mercado spot se considera por costos auditados, determinando el costo marginal de cada bloque modelado. Si bien, las transacciones de mercado no se ven en detalle, toda simulación se lleva a cabo bajo la teoría marginalista<sup>39</sup>.

---

<sup>37</sup> Los precios de nudo se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial (CNE, 2020).

<sup>38</sup> DFL4: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>.

<sup>39</sup> Afirmación basada en entrevistas realizadas con miembros del Ministerio de Energía de Chile.

### **Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros**

En Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional es quien publica los procedimientos para la planificación de los servicios auxiliares. La definición que ofrece el coordinador sobre servicios auxiliares es: "conjunto de equipamientos eléctricos utilizados para alimentar las cargas propias de centrales de generación y subestaciones con la finalidad de mantener la operación segura y continua de estas" (Coordinador Eléctrico Nacional, 2019). Estos servicios son asignados directamente por el coordinador.

Actualmente, la modificación del Mercado de Servicios Auxiliares está en discusión. Acorde a un estudio publicado por el coordinador y elaborado por la Dirección de Estudios Científicos y Tecnológicos de la Universidad Católica (DICTUC), ciertos servicios auxiliares podrían ser licitados, con el fin de que estos servicios sean más competitivos. Esta modificación debía regir a partir desde 2020, sin embargo, la licitación fue cancelada dado que el coordinador argumentó una falta de competencia en el mercado, razón por la cual se suspendió temporalmente.

### **Intercambios transfronterizos**

La coordinación de los intercambios transfronterizos está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, siendo este responsable de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional (BCN, 2018). La expansión de los sistemas considerando interconexiones depende del Ministerio (a través de la PELP y los respectivos decretos de exportación/importación definidos por Ley) y la Comisión Nacional de Energía mediante el Plan de Expansión de la Transmisión.

Existe bastante evidencia de viabilidad técnica y económica de proyectos de interconexión de Chile-Perú y Chile-Argentina. A modo de ejemplo, en el año 2020 un estudio encargado por Chile y Perú al Banco Interamericano de Desarrollo concluyó la viabilidad de tener una interconexión eléctrica entre ambos países a través de una línea de transmisión en 220 kV y 200 MW de capacidad entre las subestaciones Los Héroes, Tacna, y Parinacota, en Arica. Dado que los sistemas eléctricos de Perú y Chile poseen diferentes frecuencias eléctricas, de 60 Hz y 50 Hz, respectivamente, es necesario conectar ambos países mediante equipos de corriente continua. El estudio realizado consideró en su análisis los proyectos de Interconexión de la subestación Parinacota, de 220 kV, y la subestación Los Héroes, de 220 kV, del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú, a través de un enlace HVDC o *high voltage direct current*<sup>40</sup>.

### **Certificados de atributos de energía**

En 2020 se configuró una mesa de diálogo que se encuentra debatiendo la implementación de certificados de atributos de energía entre cuyos objetivos se encuentra:

- generación de directrices que permitan un marco de operación.
- estandarizar la información, definiciones y criterios.
- diseñar una gobernanza que vele por la correcta operación del sistema.
- facilitar el cumplimiento de las empresas para alcanzar sus metas de energía renovable.
- discutir sobre la oportunidad que significaría para Chile el ser percibido frente al mundo como un país con certificaciones de energía basado en fuentes renovables.

### **Mercados de carbono**

En Chile aún no está muy definida la política sobre mercados de carbono. Sin embargo, el país está muy interesado en participar de ello. El Ministerio de Energía actualmente cuenta con una unidad

---

<sup>40</sup> HVDC: es una solución natural para grandes potencias y distancia en transmisión, puesto que no genera pérdida de potencia reactiva (revistaie, 2020).

de Cambio Climático que se ha enfocado en cumplir el artículo 6 sobre el artículo de París, y se espera que en un futuro se pueda diseñar un mercado de carbono. Anterior al Acuerdo de París, el gobierno de Michelle Bachelet promulgó la Ley de Reforma Tributaria n° 20.780 en 2014. Cabe señalar que una de las aristas de la reforma fue incluida en la Contribución Nacionalmente Determinada de Chile, la cual establece un impuesto anual a beneficio fiscal que grava el dióxido de carbono. Este impuesto, que entró en vigor en 2017, estableció que por cada tonelada emitida de CO<sub>2</sub> se contribuirán a las arcas fiscales 5 USD, para así compensar las externalidades ambientales generadas por la huella de carbono, siendo este uno de los principales instrumentos para asignar responsabilidades medio ambientales en Chile, enfocado principalmente en responsabilizar a los productores de emisiones a beneficio de las arcas fiscales. La Planificación Energética a Largo Plazo ha hecho evaluaciones de escenarios con un incremento gradual del impuesto, llegando a 32.5 USD/TON en 2050.

### Tarifas de tiempo de uso

En Chile no se establecen tarifas por tiempo de uso, sin embargo, se realiza un cargo adicional a la energía utilizada durante invierno, esta medida está destinada a regular el aumento del consumo de electricidad que ocurre en el periodo invernal mediante el establecimiento de un desincentivo al consumo. La medida establece que, si los consumos mensuales entre abril a septiembre, ambos inclusive, sobrepasaran los 430 kWh/mes, se aplicará un cargo por "energía adicional de invierno" a los consumos que exceden el "límite de invierno". Este límite se calcula promediando el periodo que va desde el 1 de octubre del año anterior al 31 de marzo, incrementándolo en un 20%, y definiendo que su valor máximo puede ser 350 kWh/mes. Es decir, el máximo del límite de invierno corresponde al valor más bajo, ya sea calculando el 20% de aumento del promedio del periodo primavera-otoño anterior, o a 350 kWh/mes. Cualquier consumo entre abril y septiembre que supere ese umbral tendrá un recargo en la boleta por energía adicional de invierno (CGE, 2020).

## D. El Salvador

### 1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

#### Frecuencia

La Frecuencia Nominal del Sistema Eléctrico Nacional es de 60 Hz (SIGET, 2014). En condición normal se deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.12 Hz y 59.88 Hz ( $\pm 0.2\%$ ). Adicionalmente, en condición de emergencia operativa, se deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ( $\pm 1\%$ ).

Además, para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales. Toda unidad generadora debe ser capaz de suplir en forma continua la potencia programada por la Unidad de Transacciones (UT)<sup>44</sup> en un rango de frecuencia comprendida entre 59.40 Hz y 60.00 Hz. Cualquier disminución en la potencia entregada estando la frecuencia entre 58.10 y 59.40 Hz, no podrá ser atribuida a la unidad. La UT realizará las correcciones necesarias (protecciones, uso de reserva), en forma automática o manual, para que esta condición sólo se mantenga por un breve tiempo (UT, 2011).

En lo referido a la planificación, con las licitaciones de grandes proyectos de generación FV, se desarrollaron estudios para determinación de la capacidad máxima de penetración de ER en la red eléctrica, que permita la operación confiable del sistema eléctrico nacional:

---

<sup>44</sup> Unidad de Transacciones (UT): es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía eléctrica, manteniendo la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros (CNE, 2016).

- Primer estudio con el apoyo de GIZ a cargo del Consejo Nacional de Energía (CNE)<sup>42</sup>: análisis probabilísticos de la Reserva Operativa Rodante (ROR) que permiten evaluar la magnitud de la ROR que es necesaria disponer para compensar las variaciones de generación y demanda, con la incorporación de 100MW de Energía Renovable No Convencional (ERNC).
- Segundo estudio con el apoyo de USAID a cargo del CNE: análisis probabilísticos de la ROR que permiten evaluar la magnitud de la ROR que es necesaria disponer para compensar las variaciones de generación y demanda, con la incorporación de la máxima cantidad de ERNC (eólica y solar) (CNE).

En las propuestas de modificación al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) del Acuerdo No. 286-E-2014, se adicionó el numeral 3.5.7 del Capítulo 3 Manejo de la Información, a fin de establecer la obligación a la UT de realizar un estudio el Estudio del Impacto en la Reserva Rodante Operativa por la inclusión de Unidades Generadoras Renovables No Convencionales en el Sistema cada dos años (SIGET, 2014):

- Tercer y Cuarto estudio con el apoyo de M.P.E a cargo de la UT: determinar el impacto en la disponibilidad de la reserva rodante del Sistema Eléctrico de Potencia para los periodos 2017 a 2021 y 2020 a 2024, por la inyección de unidades generadoras ERNC y determinar el límite máximo de incorporación de unidades de este tipo para cada uno de los años del periodo en evaluación (M.P.E, 2015) (M.P.E, 2018).

Asimismo, el Consejo director del Mercado Regional (CDEMER) propone la realización de estudios similares con una frecuencia de dos años con el propósito de proyectar el comportamiento del sistema nacional y regional ante la penetración de ERV (Pérez Najera, 2020).

### Sistema de transmisión

El Sistema de Transmisión (ST) es el conjunto de instalaciones, como torres, líneas, subestaciones, etc., dedicadas al transporte de energía eléctrica en alta tensión (para el sistema nacional los voltajes utilizados son 115kV y 230kV). El conjunto de líneas inicia en la salida de las plantas generadoras o puntos de entrega de energía y termina en barras de entrada de las subestaciones de potencia de distribución (UT, 2011) (SIGET, 2005) (Poder Legislativo, 2009).

El ST de El Salvador cuenta 40 líneas de transmisión a 115kV, con una longitud total de 1.072km, y cuatro líneas a 230kV dos de ellas para interconectarse con Guatemala y Honduras, y dos líneas de refuerzos internos, con una longitud total de 284km, y 4 tramos de la línea SIEPAC<sup>43</sup> (CNE, 2016).

En cuanto a la regulación, cada año la Empresa Transmisora de El Salvador S.A. de C.V.(ETESAL)<sup>44</sup> presenta a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)<sup>45</sup>, para su aprobación, la propuesta de Requerimientos de Ingreso (RI), que sirve de insumo para

<sup>42</sup> Consejo Nacional de Energía (CNE): autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.

<sup>43</sup> El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer protocolo, ratificados entre los años 1997 y 1998, por los respectivos congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, crearon los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional: Ente Operador Regional (EOR) y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), respectivamente y definieron a EPR para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC) (EPR, s.f.).

<sup>44</sup> ETESAL: es propietaria y responsable del mantenimiento y expansión de la red de transmisión incluyendo las interconexiones con Guatemala y Honduras.

<sup>45</sup> Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET): institución autónoma de servicio público, con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico, y atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones. Se encarga del cumplimiento de las disposiciones de la LGE en la cual se norman las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica (SIGET).

calcular el Cargo de Uso de la Red de Transmisión (CUST) que estará vigente a partir del 1º de enero del año siguiente (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, s.f.).

Además, el Anexo 10 del ROBCP (Operación en Tiempo Real) define las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los Participantes del Mercado (PMs)<sup>46</sup> (e.g. distribuidor y transmisor) y define los lineamientos generales que utilizará la UT para poder restablecer el sistema de transmisión ante un colapso total o cero voltajes, de la manera más rápida y eficiente, tomando en cuenta los criterios de seguridad.

También, el Anexo 12 del ROBCP (Normas de Calidad y Seguridad Operativas) establece los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema de transmisión, requeridos tanto en operación normal como en emergencia. Dentro de estos se describen los siguientes aspectos técnicos: regulación de frecuencia, regulación de voltaje, contenido armónico, fluctuaciones de voltaje, equipos de protección, esquema de desconexión de carga (por baja frecuencia, bajo voltaje y sobrecarga), parámetros de operación del sistema, confiabilidad del sistema de generación y transmisión, entre otros (UT, 2011).

Por otro lado, las expansiones o ampliaciones del ST (que sean realizadas por los operadores) podrán efectuarse sin intervención de la SIGET siempre y cuando cumplan con las normas aceptadas por ésta (Poder Legislativo, 2009).

SIGET elaboró la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET 30-E-2011), en donde se determinan los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema. Esta norma es de aplicación obligatoria para todos los operadores que requieran una interconexión entre sus instalaciones. Las interconexiones y condiciones acordadas entre las partes involucradas, deberán cumplir con lo establecido en las normas y metodologías que especifican el diseño, acceso, seguridad, operación de las instalaciones eléctricas y las características técnicas de los materiales y equipos, de conformidad al marco legal correspondiente: LGE, Reglamento de la LGE, Ley de Competencia, Reglamento de la Ley de Competencia, Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica, Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica, Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica, Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, Estándar IEEE 315-1975 "Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams", Cualquier otro reglamento, norma o metodología que fuere aplicable a las actividades de interconexión que emita o apruebe el Órgano Ejecutivo o la SIGET (CNE, 2016).

### **Sistema de distribución**

Existen 8 empresas distribuidoras: CAESS, CLESA, Empresa Eléctrica de Oriente (EEO), Distribuidora Eléctrica de Usulután (DEUSEM) (todas propiedades del grupo AES), Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR) de Ashmore Energy Internacional ABRUZZO S.A., EDESAL y B&D. Se suman a estos un grupo de comercializadores quienes usan la red de distribución existente, para vender energía eléctrica a usuarios finales (CNE).

El SD es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en MT y BT y está formado por los circuitos que se inician en la subestación de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución (SIGET, 2005).

---

<sup>46</sup> Participantes de Mercado (PMs): son los generadores de energía eléctrica privados y estatales, la empresa transmisora, los distribuidores de energía eléctrica, los comercializadores y los grandes usuarios.

Las distribuidoras (mencionadas anteriormente) son las entidades poseedoras y operadoras de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje. Las empresas de distribución operan en condiciones reguladas de tarifas y calidad de entrega del suministro, no obstante, la competencia en la distribución y suministro está permitida<sup>47</sup> (inferior a 115kV) (CNE, 2016).

La metodología de cálculo de los principales componentes del cargo por uso de la red de distribución se basa en una tarifa al consumidor final según un esquema de remuneración Price Cap/Cost Plus<sup>48</sup> (Superintendencia de Competencia, 2016).

Las Normas de Calidad del Servicio de los SD tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la red, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa (SIGET, 2014).

Además, el Anexo 10 del ROBCP (Operación en Tiempo Real) define las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los PMs (e.g. distribuidor y transmisor) (UT, 2011).

Adicionalmente, la Normativa de Construcción para Redes de 46kV, 23kV, 13,2kV, 4,16kV y 120/240V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001) está orientada a la construcción de redes de distribución eléctrica (Asociación Salvadoreña de Energías Renovables, 2012).

Finalmente, acerca de la planificación, las expansiones o ampliaciones del SD (que sean realizadas por los operadores) podrán efectuarse sin intervención de la SIGET siempre y cuando cumplan con las normas aceptadas por ésta (ver acuerdo No. 29-E-2000: Normas Técnicas De Diseño, Seguridad Y Operación De Las Instalaciones De Distribución Eléctrica publicado por SIGET) (Poder Ejecutivo).

### **Generación distribuida**

Se le denomina GD a aquella fuente de generación que se encuentra conectada a la red de distribución y que además no participa en el Mercado Mayorista de Electricidad. Dichas plantas no superan los 20MW de capacidad instalada y en su totalidad son de tecnologías renovables (solar fotovoltaica en techo y en suelo, biogás y pequeñas centrales hidroeléctricas) (SIGET, 2019) (CNE).

La regulación en El Salvador establece la existencia de tres tipos de GD:

- i) Generación Distribuida Renovable (GDR): generador que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida;
- ii) Auto Productor Renovable (APR)<sup>49</sup>: usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.
- iii) Usuario Productor Renovable (UPR): usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su energía, según norma se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de auto abastecimiento (SIGET, 2019).

<sup>47</sup> El Salvador no presenta la condición de exclusividad regional para la explotación del servicio de distribución (Superintendencia de Competencia, 2016).

<sup>48</sup> La tasa de descuento es definida por ley, la base de activos es la real de la empresa (base brownfield) ajustado por un coeficiente que refleja la relación entre los activos informados por la empresa y los relevados por la SIGET, Los costos de AOM son determinados a partir de datos contables de la propia empresa, es decir sin referencia externa.

<sup>49</sup> Se considera usuario auto productor renovable (APR) al usuario final que produce energía para su propio consumo a partir de unidades de generación de energía basada en una fuente renovable no convencional ubicada en sus instalaciones y que eventualmente inyecta excedentes de energía a la red de distribución con la que se encuentra conectado, percibiendo una remuneración por cada kilovatio-hora de inyección neta. Será usuario auto productor aquel que consume al menos el setenta por ciento (70%) de su producción de energía eléctrica (CNE).

Además, la Norma Para Usuarios Finales Productores De Energía Eléctrica Con Recursos Renovables indica en su art. 8 que para garantizar que la unidad de generación que un UPR proyecta instalar, tenga por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo, ésta deberá cumplir que la capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía y; la producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía. Caso la unidad posea algún dispositivo de almacenamiento de energía entonces, la producción mensual estimada de energía deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía (CNE, s.f.).

Dadas las limitaciones territoriales de El Salvador, la GDR es la opción técnica – económica viable para la diversificación de la matriz energética y la búsqueda de un precio razonable de la energía confiable, resiliente y sostenible en el largo plazo, se deben generar condiciones para que a través de este tipo de generación se pueda garantizar el acceso a poblaciones de escasos recursos económicos y mejorar su calidad de vida (SIGET, 2019). Sin embargo, existen retos legales y regulatorios:

- Se debe establecer una tarifa específica para los que poseen generación para su abastecimiento que permita al distribuidor garantizar la sostenibilidad del negocio de distribución y al usuario tener a disposición una potencia y/o voltaje firme las 24 horas de todos los días.
- Se debe regular las características técnicas para garantizar la calidad del suministro (regulación de voltaje, FP, Harmónicas, etc.) (SIGET, 2019).

## 2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia

### Potencia firme y energía firme

La Capacidad Firme es aquella potencia que una central o unidad generadora puede entregar (con una alta probabilidad de ocurrencia en un período de tiempo determinado) en condiciones críticas de abastecimiento conforme el procedimiento que se establezca al efecto en el ROBCP (UT, 2011) (CNE, 2016).

La capacidad firme de una central hidroeléctrica dependerá de la aleatoriedad hidrológica, indisponibilidad forzada y de su mantenimiento. Por otro lado, la capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica dependerá de la disponibilidad de combustible o vapor, de su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado (Poder Ejecutivo).

Se definen tres capacidades firmes: Inicial, Provisoria y Definitiva cuyas metodologías de cálculo se definen en el Anexo 15 del ROBCP.

La Capacidad Inicial de una unidad generadora no podrá ser superior a la máxima capacidad que ella puede inyectar al sistema por razones de estabilidad.

- La capacidad firme inicial de una central hidroeléctrica es aquella que la central puede aportar en el Período Crítico<sup>50</sup> en condiciones de hidrología seca<sup>51</sup>.

---

<sup>50</sup> Se define como período crítico para el cálculo de capacidad firme a aquel período del año en el cual, dada las características del parque generador y la demanda, la probabilidad de déficit es, en general, distinta de cero. Esto ocurre en el período de menores caudales afluentes o estación seca (UT, 2011).

<sup>51</sup> La hidrología seca se determina mediante la obtención de la menor energía generable, que se ha verificado corresponde a la de menor energía afluente, de cada una de las series históricas de caudales medios semanales asociadas a los años hidrológicos, desde la semana 20 de un año a la 19 del año siguiente, y se determina conforme a lo establecido en el Anexo 15 del ROBCP (UT, 2011).

- La capacidad firme inicial de las unidades térmicas es igual a la potencia máxima neta inyectable al sistema multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de combustible y la disponibilidad por salida forzada.
- La capacidad firme inicial de un auto productor o cogenerador es igual a la potencia máxima neta inyectable<sup>52</sup> al sistema multiplicada por la disponibilidad.

La capacidad firme de las centrales y unidades generadoras se determina ajustando la suma de las Capacidades Iniciales a la Demanda Máxima<sup>53</sup> del sistema en el Período de Control<sup>54</sup> de la capacidad firme definida.

En junio de cada año la UT determina las capacidades firmes correspondiente al próximo período (Junio – Mayo) denominadas Provisorias y con vigencia por doce meses. Una vez transcurrido el período anual (Junio – Mayo), se determinan las transacciones de capacidad firme Definitiva. Las transacciones de capacidad son valoradas al Cargo de Capacidad (US\$/kW-mes) fijado por la SIGET (UT, 2011).

Respecto de las interconexiones internacionales se considera que sólo tienen efecto en la determinación de la capacidad firme del sistema aquellas importaciones/exportaciones respaldadas en contratos firmes aprobados por la SIGET, cuya vigencia cubra un período mínimo de doce meses. Las operaciones de importación/exportación que impliquen compromisos de duración inferiores a dicho período, no serán consideradas en el cálculo de la capacidad firme.

Sobre la regulación, a cada unidad generadora conectada al sistema eléctrico se le asigna anualmente una capacidad firme, la que se determina por la UT conforme a los procedimientos que se establecen en el ROBCP.

Es también objeto de la metodología de cálculo de la capacidad firme, la determinación de los balances y transacciones que resultan entre los PM. Los PMs generadores cuya capacidad comprometida en contratos sea inferior a la suma de las capacidades firmes de sus unidades de generación, se considerarán vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se considerarán compradores. Los PMs distribuidores, usuarios finales o PMs comercializadores cuya demanda reconocida sea inferior a la capacidad comprometida en contratos se considerarán vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se considerarán compradores (UT, 2011).

Además, los PMs tendrán acceso a los datos de entrada y salida de los modelos matemáticos que utilice la UT para la toma de decisiones o definición de valores que afecten a cualquier PM, entre ellos el cálculo de la capacidad firme y las transacciones entre PMs. Las herramientas computacionales que utilice la UT para implementar los modelos matemáticos deberán estar disponibles para adquisición de los PMs, ya sea a través de un proveedor comercial o reconociendo a la UT los costos directos de desarrollo (UT, 2011).

---

<sup>52</sup> Para garantizar que el auto productor o cogenerador esté en condiciones de inyectar potencia al sistema, la potencia máxima neta es aquella que resulte de los excedentes de su capacidad instalada en relación con su demanda con probabilidad de excedencia del 80% en el período crítico. Esta probabilidad de excedencia se determina a partir del registro histórico horario de los últimos sesenta meses de operación o con el período de información disponible, si es inferior a los sesenta meses (UT, 2011).

<sup>53</sup> Demanda máxima es la máxima generación neta horaria más importaciones y menos exportaciones del período de control del año para el cual se determina la capacidad firme.

<sup>54</sup> El período de control, para efectos de la capacidad firme, corresponde a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador y se establece en el ROBCP. Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas) del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente para el que se calculan las capacidades firmes provisorias y definitivas (UT, 2011).

### **Crédito de capacidad**

La capacidad firme de una unidad generadora no convencional, tal como biomasa, eólica, solar y mareomotriz, dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado (Poder Ejecutivo).

La capacidad firme inicial de unidades generadoras no convencionales se determina con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario, calculada como la generación anual, en MWh, dividida por 8.760 horas (SIGET, 2014).

Los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales" no tienen compromiso comercial de suministro ni pago de capacidad firme; no obstante, lo anterior, a efectos únicamente de los cálculos de las transacciones de capacidad firme, se le asignará a cada uno de ellos una "Capacidad Firme Contratada" (SIGET, 2014a).

### **3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables**

#### **Pronóstico**

En El Salvador, existen 3 tipos de programación conforme el horizonte cubierto por parte de la UT para determinar los planes de despacho de las centrales generadoras:

- i) Programación anual: cubre un período de 52 semanas con detalle semanal y se actualiza mensualmente.
- ii) Programación semanal: cubre un período de siete días con detalle horario y se actualiza conforme se establece en el ROBCP.
- iii) Programación diaria o predespacho: se elabora diariamente con detalle horario, cubre el día siguiente y se actualiza conforme se establece en el ROBCP. Las maniobras operacionales efectuadas por la UT para cumplir el plan establecido en la programación diaria se denominan Operación en Tiempo Real.

En la programación anual será requerida la potencia máxima neta, disponibilidad proyectada (MW) en etapas semanales, restricciones de operación y tasa de salida forzada de las unidades de generación renovable no convencional (capacidad total mayor o igual que 5 MW). En la programación semanal se requiere el pronóstico determinístico de la generación horaria por unidad de acuerdo con los datos de vientos e irradiación solar en etapas horarias. Para las centrales de generación con base en ERNC, el predespacho se programará con base en los pronósticos horarios de energía proporcionados por el propietario de la central. En la Operación en Tiempo Real todos los PMs con generadores renovables no convencionales informarán a la UT, cada hora, las mediciones del insumo primario, las proyecciones de generación de las siguientes cuatro horas o cualquier otra información requerida, en los plazos, medios y formatos establecidos por la UT (UT, 2011).

#### **Vertidos/Vertimientos**

Respecto de los vertidos, la UT es uno de los principales organismos involucrados en el concepto. Existen dificultades en términos operativos y en términos económicos. Las centrales de generación de fuentes de ERNC (biomasa, solar, eólica y otras), se les considera costo variable de operación igual a cero por lo que tienen prioridad de despacho (Presidencia de la Nación, 2012). Sin embargo, se prioriza el vertido de estas fuentes por sobre la energía geotérmica (cuyo costo variable está entre 3 a 5 USD dependiendo de la eficiencia de la planta) ya que, el vertimiento de esta última involucra costos operativos mayores (contaminación de ruido, estabilidad del flujo de calor entre otros). Es aquí donde nace el problema económico, ya que a aquellos generadores renovables no convencionales con contrato no se les reconoce la energía vertida.

Una alternativa para evitar el vertimiento es exportar la energía, pero previo a ello, es necesario realizar ciertos ajustes en el Mercado Mayorista. Las exportaciones inciden en el Mercado Spot por lo que a mayor exportaciones mayor Costo Marginal de Operación (CMO) castigando a la demanda interna. Para ello, se implementó un mecanismo que es un sobre costo a la exportación, pero este genera incertidumbre al exportador de energía.

Actualmente la tasa de vertidos es aproximadamente 4% anual (Pérez Najera, 2020). El Salvador planea la integración de casi 400MW de generación fotovoltaica para el año 2021 (la mitad correspondiente al mercado minorista a través de la generación distribuida). Esto traerá como consecuencia una disminución de la demanda, provocando vertidos que podrían llegar a representar un 16% (Pérez Najera, 2020) (M.P.E, 2015).

## 4. Control de frecuencia

### Inercia y derivada de la frecuencia

La estabilidad del sistema está por sobre cualquier generador, por lo que no existen prácticas de reducir el suelo inercial (Pérez Najera, 2020).

### Reserva de regulación primaria

Se define como Reserva Rodante<sup>55</sup>, la suma del aporte de la Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia bajo Control Automático de Generación (CAG).

La Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia es el valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia (Comision Regional de Interconexión Electrica, 2005). La Regulación Primaria de Frecuencia es la regulación automática rápida de frecuencia cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y retiro ante las variaciones normales entre la generación y la demanda. Se realiza a través de los gobernadores<sup>56</sup> de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su generación (UT, 2011).

En lo referido a la regulación, para cada intervalo de mercado la UT calculará la potencia requerida para Reserva Rodante. Adicionalmente, la UT dispondrá de un sistema de monitoreo permanente, mediante el cual recolectará y procesará los datos sobre la operación del sistema, con el objeto de verificar el cumplimiento de las disposiciones sobre la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Si como resultado del monitoreo la UT verifica incumplimiento a las reglas establecidas, ésta debe realizar las acciones necesarias para la observancia de las mismas.

Por otro lado, los Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado (OS/OM) en cada área de control, deberán mantener las reservas de potencia suficientes (primaria y secundaria), para cumplir con su obligación de balancear continuamente su generación con su demanda y con los programas de inyección y retiro del Mercado Eléctrico Regional (MER). Asimismo, los OS/OM deberán aportar la reserva apropiada para contribuir en la regulación de frecuencia del Sistema Eléctrico Regional (Comision Regional de Interconexión Electrica, 2005).

---

<sup>55</sup> Reserva Rodante es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema. Se calcula como la diferencia entre su potencia máxima neta y la potencia despachada. En total se asigna 7% en función de la carga real. Un 3% forma parte de la reserva primaria y un 4% la reserva secundaria. Su función es cubrir errores de pronósticos de la carga y generación renovable no convencional y por otro lado debe cubrir las variaciones en la red para mantener la frecuencia estable.

<sup>56</sup> Sistema de regulación de la frecuencia que es comúnmente llamado gobernador de velocidad, ya sea digital o electromecánico.

Además, la UT asignará entre las unidades generadoras o Grupo Generador a Programar (GGP)<sup>57</sup> la reserva para regulación primaria de frecuencia que permita realizar el balance instantáneo entre generación y demanda siguiendo las desviaciones normales de la inyección y el retiro, de acuerdo a los criterios que se definen en el ROBCP.

La UT determinará el nivel de reserva necesario para regulación primaria de frecuencia, con criterio económico y de calidad, teniendo en cuenta el costo económico de suministrar dicha reserva y el costo de la pérdida de calidad y seguridad del sistema por falta de una reserva adecuada. La potencia disponible para regulación primaria de frecuencia, expresada como un porcentaje de la demanda, se define en el Anexo Servicios Auxiliares del ROBCP.

Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación primaria de frecuencia, con un porcentaje obligado de reserva para regulación igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes (UT, 2011). Todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar el 3% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la regulación primaria de frecuencia del sistema (UT, 2011).

Los PMs generadores que no aporten la reserva indicada deberán pagar el cargo por la potencia disponible para Regulación Primaria de Frecuencia que será calculado a cada hora multiplicando el Costo Marginal de Operación (CMO) por un porcentaje. La UT cargará a los PMs generadores que no cumplan con el requisito por regulación primaria con precio igual a un 20% del CMO. Adicionalmente pagarán los mayores costos en que incurra el sistema para dar dicha reserva.

El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (MER) expresa que cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima (Comision Regional de Interconexión Electrica, 2005).

### **Reserva de regulación secundaria**

La Regulación Secundaria de Frecuencia forma parte de la Reserva Rodante del Sistema (mencionada anteriormente) y es la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su generación programada. La Regulación Secundaria de Frecuencia es también conocida como CAG. CAG se define como el control centralizado y automático de las unidades de generación para mantener dentro de rangos específicos la frecuencia del sistema y los intercambios de energía entre áreas de control<sup>58</sup> (Comision Regional de Interconexión Electrica, 2005) (UT, 2011).

Otra definición establece que la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia es el valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

En relación con la regulación, la UT realizará la regulación secundaria de frecuencia con unidades generadoras o GGPs que se encuentren bajo control del CAG.

---

<sup>57</sup> Grupo Generador a Programar (GGP): Conjunto de dos o más unidades generadoras ubicadas en una misma central de un Participante de Mercado Generador, que son consideradas como un grupo productor a los efectos de la programación de la generación.

<sup>58</sup> Área de Control: Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y demandas que son controladas desde un mismo Centro de Control (Comision Regional de Interconexión Electrica, 2005).

La UT asignará de acuerdo a la función objetivo del despacho económico la reserva para CAG entre las unidades generadoras o GGP habilitados, teniendo en cuenta los requerimientos del servicio auxiliar regulación secundaria de frecuencia bajo CAG.

Además, cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación secundaria de frecuencia, con una reserva igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes (UT, 2011).

Finalmente, todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar como mínimo el 4% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema (UT, 2011).

## 5. Control de tensión

### Rango de operación de potencia reactiva

La UT administrará los recursos disponibles para control de tensión con el objeto de lograr una gestión óptima del sistema eléctrico, obteniendo un nivel de calidad de tensión adecuado para el suministro de energía eléctrica. Además, en el predespacho cada PM Generador y PM transmisor deberá suministrar a la UT la información para el control de tensión para cada intervalo de mercado del día siguiente (UT, 2011).

La administración de la potencia reactiva se realizará bajo una de las siguientes condiciones: tensión normal o tensión en emergencia según resulte posible o no controlar la tensión en todos los nodos de la red de transmisión dentro de los límites definidos para la operación normal.

En condición normal, la UT debe mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 95% y 105% del valor nominal. Sin embargo, en condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 90% y 110% del valor nominal.

Los PMs pueden aportar los servicios de potencia reactiva a través de los siguientes equipos: unidades generadoras y bancos de compensación reactiva (capacitores o inductores) directamente conectados a la red. Cada PM asume un compromiso de potencia reactiva. Ante incumplimientos que ocasionen faltantes deberán pagar un cargo en compensación del costo ocasionado por la cobertura de dicho faltante. Las obligaciones de los PMs de proporcionar aportes para el suministro de potencia reactiva son las siguientes:

- Las unidades generadoras deberán aportar hasta una cantidad de potencia reactiva igual a la establecida en su curva de capacidad (P-Q) a potencia nominal, tanto en factor de potencia adelantado como atrasado.
- El PM transmisor pondrá a disposición de la UT todos sus elementos de control de tensión.

La UT requerirá disponer de los medios necesarios de compensación y control de la potencia reactiva, con base en las condiciones previstas del sistema y las condiciones en tiempo real, incluyendo la ubicación de las fuentes de reactivos dentro de la red.

La compensación y pagos por reactivos se determinan en los ítems 12.3.9 y 12.3.10 del ROBCP y 5.2 del Anexo del ROBCP (UT, 2011) (UT, 2011).

En relación a la regulación, en la operación normal se considera que una GGP está obligada a aportar la potencia reactiva, sin remuneración, hasta la potencia reactiva que se entrega a factor de potencia nominal y a carga despachada. Los generadores renovables no convencionales deben aportar una potencia reactiva a un factor de potencia que pueda variar, de acuerdo con los requerimientos del sistema, al menos dentro de un rango de factor de potencia de 0,95 p. u. en atraso o en adelanto, según su curva de operación (SIGET, 2014).

Adicionalmente, la potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de sub-excitación.

La GGP que opere dentro del CAG, debe permitir adicionalmente controlar la generación de potencia reactiva y control de voltaje en terminales del generador, a través de la misma Unidad Terminal Remota (UTR). Dicho control de potencia reactiva formará parte del control a distancia para la regulación de voltaje (UT, 2011).

En cuanto a la planificación se establece:

- Predespacho: en los plazos establecidos para el suministro de información para el predespacho, cada PM Generador y PM transmisor deberá suministrar a la UT la información para el control de tensión para cada intervalo de mercado del día siguiente. La UT verificará que, para el resultado del predespacho, se obtenga un funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro del margen admisible de variación para la operación normal.
- Operación en Tiempo Real: la UT administrará los recursos disponibles para el control de tensión y aporte de energía reactiva con el objeto de lograr un funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro de los límites aceptables, al mínimo costo.

### **Modos de control de potencia reactiva**

Sobre la verificación de la potencia reactiva en el predespacho cabe señalar que, si en el resultado del predespacho no fuese posible mantener los límites establecidos de tensión para la operación normal, la UT podrá llevar a cabo las siguientes acciones:

- Incrementar la inyección de una unidad generadora o GGP respecto al valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento de inyección será considerado como generación obligada.
- Reducir la inyección de una GGP respecto al valor resultante del predespacho.
- Decrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho.

La administración en Tiempo Real la realiza la UT con las siguientes acciones:

- Incrementar la inyección de una GGP respecto al valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento de inyección será considerado como generación obligada.
- La entrada en operación de una GGP no considerada en el despacho económico. Los costos de arranque de dicha GGP, así como su inyección al sistema serán considerados como generación obligada.
- Reducir la inyección de una GGP respecto al valor resultante del predespacho.
- Decrementa la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho. Dicha reducción será considerada como inflexible.
- Como última alternativa, efectuar un racionamiento forzado de los retiros de la red por medio de cortes de carga y/o solicitar al PM la desconexión forzada de circuitos (UT, 2011).

## 6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas

### Capacidad de soportar huecos de tensión

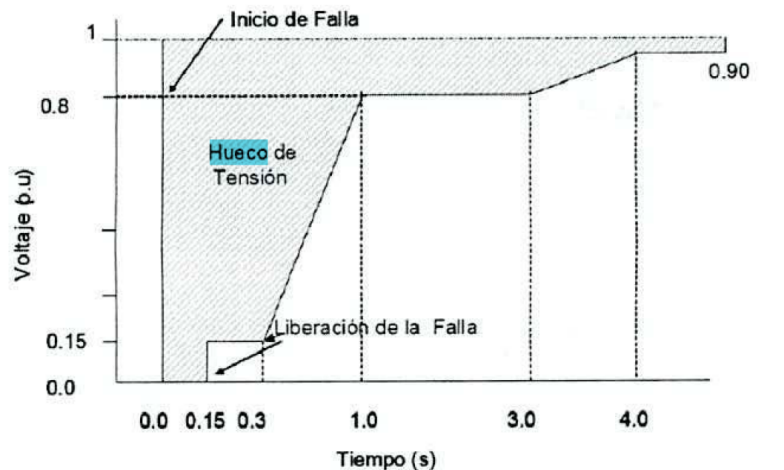
El Huevo de tensión es una reducción brusca de la tensión en nodos de un sistema eléctrico, que tiene corta duración y está relacionada a la incidencia de una falla (cortocircuito) en la red eléctrica (Comision Regional de Interconexión Electrica, 2005). La UT es la institución vinculada a este concepto.

La regulación en El Salvador establece:

- Los generadores FV pertenecientes al mercado mayorista poseen sistemas de respuesta ante huecos de tensión, los cuales se pueden programar para responder a un tiempo determinado (150 ms) (Pérez Najera, 2020).
- El tiempo de liberación de la falla por protección primaria para unidades generadoras renovables no convencionales deberá responder al menos a la curva adjuntada en el ROBCP modificado (SIGET, 2014).

Imagen 1

Tiempo de liberación de la falla por protección primaria para unidades generadoras renovables no convencionales



Fuente: Siget 2014.

## 7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables

### Almacenamiento

El almacenamiento de energía permite mantener el suministro de energía, proporcionando así una fuente sólida de respaldo ante las diferentes fluctuaciones e intermitencias que presentan las energías renovables no convencionales (PROESA, 2016). Además, la principal institución relacionada con este concepto es el CNE.

El Plan Maestro de Energías Renovables reconoce que en la estructura de los sistemas fotovoltaicos (FV) existen dos tipos:

- Sistema FV conectado a la red:
  - Sin Banco de Baterías.
  - Con Banco de Baterías.
- Sistema FV fuera de la red.

El mismo expresa que los sistemas FV de gran tamaño conectados a la red en algunos casos están equipados con baterías de almacenamiento para reducir el impacto en la conexión a la red comercial de energía (por los cambios en el voltaje y la frecuencia).

Adicionalmente expresa que es necesario un almacenamiento térmico para extender las horas de operación del Concentrador Solar de Energía (CSP), con la finalidad de ofrecer cierto grado de continuidad en la salida de la potencia. Finalmente indica que, para compensar la intermitencia de la irradiación solar incluir sistemas de almacenamiento térmico con una capacidad consistente con los objetivos del proyecto y el costo involucrado (CNE, 2012).

Por otro lado, la Norma Para Usuarios Finales Productores De Energía Eléctrica Con Recursos Renovables indica en su art.8 que a las UPR que posean algún dispositivo de almacenamiento de energía, la producción mensual estimada de energía deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía (CNE, s.f.).

Para incluir este tipo de tecnología es necesario realizar ajustes regulatorios para introducir el mercado de servicios auxiliares donde la reserva primaria y secundaria se contrata (Pérez Najera, 2020).

En el año 2016, El Salvador realizó el primer taller centroamericano sobre almacenamiento de energía: El Gobierno de El Salvador, a través del Organismo Promotor de Exportaciones e Inversiones de El Salvador (PROESA) participó en la inauguración del Primer Taller Centroamericano de Almacenamiento de Energía y Redes Inteligentes, organizado por la Cámara de Comercio Americana en conjunto con Grupo GM, Wartsila y Prinell (PROESA, 2016).

### **Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

En El Salvador, la demanda puede optar por pasar de ser una demanda regulada (la cual conforma el 98% de la demanda en El Salvador) a ser no regulada (consumidor libre).

Existe un aumento exponencial de UPR en los últimos años. Estos no comercializan su energía sin embargo reducen la demanda de energía al sistema. Además, fueron establecidos parámetros de diseño para cumplir el objetivo de autoabastecimiento (Pérez Najera, 2020).

### **Micro-redes**

El organismo relacionado con el concepto de microrredes en El Salvador es el CNE. Por otro lado, una de las líneas estratégicas de la política energética nacional 2010-2024 consiste en la ampliación de la cobertura eléctrica para propiciar el acceso a las diferentes formas de energía a toda la población, priorizando las zonas rurales de difícil acceso y de menores Índices de Desarrollo Humano (IDH) con la inversión en sistemas alternativos y renovables, específicamente energía solar fotovoltaica (CNE). Para lograr una cobertura de electrificación total, se considera el empleo de microrredes (Pérez Najera, 2020).

### **Acoplamiento sectorial**

La Política Energética Nacional 2020-2050 está siendo desarrollada e incorporará aspectos tales como: electrificación del consumo, transporte eléctrico, fomento del uso de energías renovables, entre otros (Pérez Najera, 2020).

### **Medidores inteligentes (Smart meters)**

En la distribuidora DELSUR se realizó un piloto de comunicación de medidores residenciales tanto en modalidad pospago como prepago. Estos son Medidores con Comunicación Remota (AMR), equipos de tecnología moderna que permiten mantener mejor control sobre los consumos del cliente, detectando de inmediato fallas de los equipos y sospecha de intervención de terceros. Por otro lado, permiten la toma de lecturas vía remota, además de la gestión del medidor permitiendo su conexión o reconexión a distancia.

Adicionalmente, se implementó el servicio de teled medida para clientes industriales, generadores y puntos de compraventa de energía. Dicho servicio se encuentra disponible a través de la página WEB de DELSUR y montado en la plataforma PRIMEWEB, permitiendo el acceso de los usuarios a los datos de consumo de sus medidores en tiempo real. Los usuarios que contratan dicho servicio tienen acceso a una variedad de gráficas y reportes dinámicos que les permite la administración eficiente de sus procesos (SIGET, 2015).

Por último, se instalaron mediciones con teled medida a los parques solares ubicados en la red de DELSUR. Los generadores son monitoreados en tiempo real verificando parámetros de inyección y retiro de energía. Estos proyectos solares pertenecen a la licitación de SIGET para generación de energía basada en tecnología fotovoltaica.

## 8. Códigos de red

### Código de red

En el Acuerdo SIGET No. 294-E-2011 se estableció adoptar como referencia el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, National Electrical Code en inglés)<sup>59</sup> como estándar técnico para las instalaciones eléctricas de usuarios finales. El NEC 2008 contiene las exigencias de seguridad y calidad, para todas las personas naturales o jurídicas que tengan relación con trabajos de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones provisionales o temporales (Asociación Salvadoreña de Energías Renovables, 2012).

## 9. Mecanismos de remuneración para ERV

### Licitaciones / Subastas

En El Salvador, existen diferentes tipos de licitaciones de Contratos a Largo Plazo (CLP):

- Basadas en “Normas sobre CLP mediante Procesos De Libre Concurrencia”:
  - Licitaciones abiertas: Puede participar cualquier tipo de tecnología o recurso energético, generación existente o nueva; se requiere participación en el Mercado Mayorista. Se remunera por potencia y energía.
  - Licitaciones Especiales (fundamentadas en política energética): dirigidas a generación nueva con base en recursos energéticos renovables o tecnologías específicas; se requiere participación en el Mercado Mayorista. Se remunera por potencia y energía. Puntualmente, una de las reformas de la LGE estableció la apertura de ofertas del proceso de licitación impulsado por el CNE para la contratación de 100MW de ERNC, específicamente solar y eólica, con participación en el mercado mayorista (CNE).
- Basadas en: “Normas sobre Procesos de Libre Concurrencia para CLP Respaldados GD Renovable”:
  - Licitaciones Especiales (fundamentadas en política energética): Dirigidas a generación con base en recursos energéticos renovables; interconectada al sistema de distribución y sin participación en el Mercado Mayorista. Remuneración únicamente por energía donde incluirán sus costos eficientes y su rentabilidad (SIGET, 2014) (Poder Ejecutivo). Puntualmente, una de las reformas de la LGE estableció el Proceso de Libre concurrencia para CLP de 15MW de ERNC distribuida. El cual se dirigió exclusivamente a pequeños emprendimientos renovables con tecnología hidroeléctrica, solar fotovoltaica y biogás, conectados en red de distribución y sin opción a participar en el mercado mayorista de electricidad (CNE).

---

<sup>59</sup> Edición en español del año 2008, publicado por la National Fire Protection Association (NFPA)

Respecto a la regulación, la Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad tuvo las siguientes reformas (CNE):

- Exención de Derechos Arancelarios de Importación de Maquinaria, equipo, materiales e insumos para labores de inversión en la construcción de las obras de las centrales y líneas de subtransmisión (para transporte de energía desde la central de generación hasta las redes de transmisión y/o distribución eléctrica) durante los primeros 10 años a proyectos de EERR de cualquier capacidad, la cual deberá ser solicitada al Ministerio de hacienda, previa certificación de la SIGET.
- Exención del pago del Impuesto sobre la Renta de 5 años en el caso de los proyectos mayores a 10MW y de 10 años en el caso de proyectos de menos de 10MW.
- Exención del IVA respecto a proyectos de instalación o ampliación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía.

### **Facturación neta**

Se utiliza el Sistema de Facturación Neta (Net Billing en inglés) para la GD. La Norma Para Usuarios Finales Productores De Energía Eléctrica Con Recursos Renovables lo habilita (Pérez Najera, 2020).

La Norma Para Usuarios Finales Productores De Energía se aplica a Sistemas de Generación Renovable ubicados dentro de las instalaciones de un usuario final productor renovable (UPR), quien instala la instalación para el autoconsumo y para inyectar los excedentes de energía a la red de distribución sin fines comerciales.

La metodología a utilizarse para el cálculo de los excedentes establece que el total de los excedentes eventuales inyectados a la red, serán registrados por un medidor bidireccional y se reconocen al usuario final en forma de descuento en la factura de energía.

La energía inyectada será valorada al “precio de la energía a trasladar a tarifa (PET)”. Este es el precio al que la distribución compra la energía en el MEM, y varía para cada distribuidora.

En caso de que un usuario inyecte más energía que la suministrada por el distribuidor en un ciclo de facturación, el monto a descontar podrá ser aplicado en el siguiente ciclo de facturación y de repetirse dicha situación el monto a descontar sería reflejado en la factura como descuento por inyección de excedente de energía (CNE, s.f.).

Existe un creciente problema respecto de la temática. La mediana y gran demanda tienen medición horaria y medición de energía y potencia. Las distribuidoras no se quejan de la mediana y gran demanda porque la demanda máxima no es coincidente con la generación fotovoltaica y su demanda sigue siendo la misma, en cambio en los de pequeña demanda el cargo se remunera por consumo de energía y no por potencia, y estos al disminuir su consumo disminuyen su cargo, pero no disminuyen su demanda de potencia. Es necesario ajustar los cargos tarifarios para evitar que el sistema se vea afectado, que se prevé se realizará en el 2022 (Pérez Najera, 2020).

### **Medición neta**

Para acceder a contratos APR, los usuarios auto productores deberán instalar un sistema de medición neta de inyecciones y retiros de la red del distribuidor, basado en la medición, registro y lectura bidireccional de energía. Para fines de la facturación mensual, cuando la medición neta resulte en una inyección, el distribuidor la imputará como crédito de energía en favor del usuario auto productor para el período o períodos que se definan en los contratos tipo a ser aprobados por SIGET. Las inyecciones netas se calcularán y pagarán de acuerdo con el precio resultante del contrato de suministro celebrado (CNE).

## 10. Diseño de mercado

El Mercado Mayorista es el mercado de energía eléctrica operado por la UT y compuesto por EL Mercado de Contratos de Largo Plazo, el Mercado Regulador del Sistema (MRS) y el Mercado de Contratos Bilaterales (SIGET, 2014).

### Mercado de energía a Largo plazo

Existe un Mercado de Contratos que está compuesto por dos tipos de contratos:

- i) Contratos Bilaterales: Acuerdos entre partes, contratos establecidos entre PMs y no son transferibles a la tarifa eléctrica. Los pagos por la compra de energía eléctrica se efectúan privadamente entre las partes contractuales.
- ii) Contratos de Largo Plazo (CLP): Resultan de un proceso de libre concurrencia, son públicos y supervisados por la SIGET. El precio del CLP es transferible a tarifa eléctrica. La curva de suministro de estos contratos es estandarizada e implican un compromiso de capacidad firme, excepto en el caso de los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales".

En los Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales las unidades de generación que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

Existen diferentes tipos de licitaciones de CLP: Licitaciones Abiertas, Generación Existente, Nueva Generación, Renovables No Convencionales y Generación Renovable Distribuida.

Las transacciones en el Mercado de Contratos son compromisos financieros. El despacho de las unidades generadoras y Grupo Generador a Programar (GGP)<sup>60</sup> se realiza en función de los costos variables de las unidades térmicas y el valor del agua correspondiente para las centrales hidroeléctricas, independiente de los compromisos financieros y comerciales pactados por los PMs en el Mercado de Contratos (UT, 2011). Por su parte, las centrales de generación no convencional tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considera costo variable de operación igual a cero (Presidencia de la Nación, 2012). En el mercado de contratos a largo plazo no se reconoce la capacidad firme (Pérez Najera, 2020).

### Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía

El mercado de corto plazo denominado Mercado Regulador del Sistema (MRS) es el mercado Spot de energía eléctrica y es el que equilibra la oferta y la demanda. Los pagos por la compra de energía se canalizan a través de la UT (SIGET, s.f.) (Superintendencia de Competencia, 2016). Además, el MRS presenta las siguientes características:

- Costo de Energía: costo de generación definido por la unidad marginal.
- Cargo de Capacidad: costo unitario de la unidad generadora apropiada para proporcionar potencia de punta. Este es un valor regulado y definido por la SIGET cada 5 años.

Finalmente, en el mercado Spot se reconoce la capacidad firme (Pérez Najera, 2020).

---

<sup>60</sup> Grupo Generador a Programar (GGP): Conjunto de dos o más unidades generadoras ubicadas en una misma central de un Participante de Mercado Generador, que son consideradas como un grupo productor a los efectos de la programación de la generación.

### **Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros**

El propósito de dicho mercado es proveer un medio comercial y competitivo para que los PM cumplan con los requerimientos obligatorios de calidad y seguridad establecidos en la normativa del mercado (SIGET, 2014) (UT, 2011).

El Anexo 11 del ROBCP fija los requisitos que deben cumplir los PMs que participen en el suministro de Servicios Auxiliares, así como las reglas de mercado para ser intercambiados, incluyendo los cargos a cobrar y pagar por el servicio.

- Regulación Primaria de Frecuencia.
- Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Servicio de Arranque en Cero Voltaje después de un colapso parcial o total, o por la formación de islas eléctricas.
- Servicio de Suministro de Potencia Reactiva.

Sin embargo, según (Pérez Najera, 2020) no existen mercados de servicios Auxiliares, cada generador es responsable de dar los servicios, puede no dar la reserva, pero debe compensarla.

### **Intercambios transfronterizos**

El Salvador es miembro de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), Ente Operador Regional (EOR)<sup>61</sup> y Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) (SIGET, 2014). A su vez, la UT es el ente responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de la importación y exportación de energía eléctrica (SIGET).

El Mercado Eléctrico Regional (MER) es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional en el cual los agentes realizan transacciones internacionales de energía eléctrica. El sistema de potencia de El Salvador forma parte del MER. El MER está formado por los siguientes países: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

El Salvador permite que en los procesos de libre competencia para contratos de largo plazo participe generación ubicada en otros países de la región.

Además, existen interfaces regulatorias entre el mercado eléctrico nacional y el MER que permiten armonizar las reglas para dinamizar las transacciones regionales.

- Armonización e Integración Regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional. En abril de 2013 mediante el Acuerdo No. 494-E-2013 de fecha 30 de abril de 2013.
- El 1 de junio de 2013 entró en vigencia el Reglamentario del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Procedimiento de Detalle complementario (PDC) (SIGET, 2014) (M.P.E, 2018).

Por otro lado, para la coordinación de las operaciones de importación y exportación, la UT utilizará la normativa vigente en el MER.

- Cada PM que realiza una exportación en la Red de Transmisión Regional será considerado como un usuario final en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un usuario final, considerando como demanda el requerimiento de exportación.
- Cada PM que realiza una importación en la Red de Transmisión Regional será considerado como una unidad generadora o un GGP inyectando en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un PM Generador, considerando como generación la importación prevista (UT, 2011).

---

<sup>61</sup> Ente Operador Regional (EOR): contraparte regional para coordinar las transacciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Adicionalmente, el Órgano, Secretaría de Estado, o Institución Involucrada en la negociación y suscripción de un Convenio Internacional para interconexión, deberá solicitar a la SIGET su opinión al respecto, la que deberá ser tomada en cuenta para la formulación de aquél, y en todo caso, esta opinión deberá formar parte de la documentación que se presente al Órgano Legislativo a efecto de tramitar la autorización y aprobación correspondiente (Poder Ejecutivo).

Es importante mencionar que la operación de la interconexión entre Guatemala y México ocasiona problemáticas en el funcionamiento del MER. Dicha interconexión se basa en un acuerdo bilateral entre ambos países (AMM, 2019).

Finalmente, en relación a la introducción a la planificación se establece:

- Para viabilizar el MER se ha desarrollado el Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC), teniendo como objetivos principales: Apoyar a la formación y consolidación progresiva de un MER mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que faciliten la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y establecer la infraestructura de transmisión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes de este mercado eléctrico regional (CNE, 2016).
- México está interconectado con Guatemala y Guatemala con el MER por lo que indirectamente todo el MER esta interconectado con México. La CRIE no puede regular completamente como Guatemala interactúa con en el mercado mexicano y es necesario ya que cualquier conflicto entre México-Guatemala afecta a toda la región como oscilaciones electro-mecánicas entre otras. De la misma manera existe una posibilidad de conexión de Panamá – Colombia, pero la misma será diseñada en DC y permite que los flujos y variaciones del sistema sean mejor contraladas.

### **Mercados de carbono**

Los entes vinculados con los mercados de carbono en El Salvador son:

- SIGET: Corresponde a la SIGET, velar por el cumplimiento en la aplicación de La Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, por lo que podrá emitir la normativa necesaria en lo relacionado a especificaciones técnicas para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables de energía en la generación de energía eléctrica, de conformidad con la presente Ley.
- Ministerio de Hacienda: El Ministerio de Hacienda a través de las Direcciones Generales de Impuestos Internos y de Aduanas, podrán elaborar las guías de orientación relacionado con los beneficios e incentivos a que se refiere esta Ley (Corte Suprema de Justicia de El Salvador, 2007).
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales: organismo que constata la cantidad de Certificados de Emisiones Reducidas expedidos (Asamblea Legislativa de la República de El Salvador, 2007).

Por otro lado, como parte de los esfuerzos para apoyar el desarrollo del sector eléctrico, El Salvador cuenta con la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Entre los beneficios que ofrece esta Ley se menciona la exención total del pago de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de los Certificados de Emisiones Reducidas (CER), en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) del protocolo de Kyoto (artículo 12), o mercados de carbono similares, obtenidos por los proyectos calificados y

beneficiados conforme a la presente Ley (Corte Suprema de Justicia de El Salvador, 2007). Cada uno de estos Certificados equivale a retirar de la atmósfera una tonelada de CO<sub>2</sub> ( Tecoloco El Salvador, 2016).

Para gozar de los beneficios la Ley establece ciertos requisitos que se deberán:

- Debido registro y certificación de los proyectos.
- Incluir su transacción en la declaración de ISR.
- Presentar copia del contrato de compra (número y precio de venta de los CERs).
- Constancia de MARN sobre la cantidad expedida de CERs (Barahona, 2013).

### **Tarifas de tiempo de sso (ToU)**

En El Salvador existen bloques horarios utilizados solo para usuarios de mediana y gran demanda (Pérez Najera, 2020).

Los rangos de horas utilizados para la determinación de los precios ajustados de la energía que serán transferidos a los pliegos tarifarios de cada uno de los PM Distribuidores y para el cálculo de las Diferencias de Precios (DPr), se definen los siguientes bloques horarios:

- Punta: Período comprendido entre las 18:00 y las 22:59 Hrs.
- Resto: Período comprendido entre las 05:00 y las 17:59 Hrs.
- Valle: Período comprendido entre las 23:00 y las 04:59 Hrs (UT, 2011).

En relación con la regulación, los operadores de redes de distribución que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, deberán presentar anualmente a la SIGET para su aprobación, un pliego tarifario que contenga los precios y condiciones de suministro de energía eléctrica, de acuerdo con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria del uso de ésta (Poder Legislativo, 2009).

## **E. México**

### **1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia**

#### **Frecuencia**

La frecuencia nominal del sistema eléctrico nacional (SEN), también denominada frecuencia fundamental, es igual a 60 Hz. En el Sistema Eléctrico Nacional en estado operativo normal, la frecuencia se debe mantener dentro de la banda de calidad definida entre 59.8 y 60.2 Hz. Así mismo, se debe asegurar que los niveles de tensión en las barras de las subestaciones se mantengan conforme a los rangos establecidos. En los sistemas eléctricamente aislados en estado operativo normal, el sistema debe operar y mantenerse en un rango de frecuencia de 59.7 a 60.3 Hz.

Más información en el Código de Red<sup>62</sup>.

#### **Sistema de transmisión**

La red nacional de transmisión (RNT) es propiedad de la Comisión Federal de la Electricidad (CFE) y está operada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). La RNT tiene la función de transportar energía eléctrica desde las plantas de generación hasta las redes de distribución. Los niveles de tensión de la RNT varían desde 400 kV hasta 69 kV, cuyos niveles de tolerancia son de +/-5% respecto a la tensión nominal

<sup>62</sup> Código de red: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%20151%202016%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20DOF%202016%2004%2008.pdf>.

de cada línea de la RNT. La longitud total de las líneas que componen la RNT en el año 2018 es de 108,018 kms. El sistema eléctrico nacional (SEN) está dividido en 9 regiones. 6 de estas regiones están eléctricamente interconectadas mediante la RNT mientras que 3 de estas regiones, Baja California, Baja California Sur Mulegé están eléctricamente aisladas del RNT y entre sí.

En la legislación mexicana se distinguen 4 sistemas interconectados principales, y estos son los siguientes:

- i) Sistema Interconectado Nacional.
- ii) Sistema Interconectado Baja California.
- iii) Sistema Interconectado Baja California Sur.
- iv) Sistema Interconectado Mulegé.

Las interconexiones internacionales en el sistema eléctrico de México son las siguientes:

- Conexiones con los Estados Unidos: 2,183 MW de capacidad de las cuales 436 MW son conexiones asíncronas. 1,383 MW de dichas interconexiones forman parte del SIN mientras que 800 MW lo son del sistema de Baja California.
- Conexiones con Guatemala: 240 MW.
- Conexiones con Belice: 100 MW.

La RNT es considerada dentro del planeamiento a largo plazo del sistema eléctrico mexicano cuya principal herramienta es el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). El PRODESEN se publica anualmente, es publicado y coordinado por la Secretaría de Energía (SENER) y cuenta con insumos del CENACE y de la CFE. El punto de partida para la planificación de la RNT es el análisis del modelo actual de la RNT, determinar los pronósticos de generación y demanda, siempre teniendo en cuenta los proyectos de expansión de la red que están en vigor, y determinar las problemáticas que pueda haber en un futuro la RNT, a lo que se proponen soluciones técnicas a la problemática. Actualmente se prevén proyectos de expansión de la RNT para hasta 2024.

Más información en PRODESEN 2019-2033<sup>63</sup> en la Resolución N° RES/151/2016<sup>64</sup>, en las Bases del Mercado Eléctrico y el Plan de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución<sup>65</sup>.

### Sistema de distribución

Las redes generales de distribución (RGD) son aquellas redes eléctricas cuyo objeto es el de distribuir energía eléctrica desde la RNT al público en general; están integradas por las redes en media tensión, con niveles de tensión mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV, así como por las redes en baja tensión con niveles iguales o menores a 1 kV.

Las RGD son de propiedad de la CFE, el cual financia todas las inversiones en el sistema. La Comisión Reguladora de la Energía (CRE) es la encargada de su regulación y publicación. La longitud total del sistema de media tensión se estima de 506,963 km mientras que el de baja tensión es de unos 322,962 km. El rango de operación en tensión va desde +5% al -7%.

---

<sup>63</sup> PRODESEN 2019-2033: <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>.

<sup>64</sup> Resolución: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%20151%202016%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20DOF%202016%2004%2008.pdf>.

<sup>65</sup> Bases del mercado eléctrico: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20%5bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20%5bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf).

Aquellas RGD que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista son tomadas en cuenta en el PRODESEN, herramienta de planeación a largo plazo del sistema eléctrico mexicano. Este estudio es publicado por el CENACE con una periodicidad anual.

Más información en PRODESEN 2019-2033, en la Resolución N° RES/151/2016 y en el Sistema Eléctrico Nacional redes generales de distribución (SENER)<sup>66</sup>. Otras fuentes de la información: GIZ México.

### **Generación distribuida**

De acuerdo con las Bases del Mercado y la Ley de la Industria Eléctrica, la generación distribuida (GD) se define como aquella generación que se encuentra interconectada a un circuito de distribución con altas concentraciones de centros de carga (es decir, cuya capacidad instalada es menor que la demanda del circuito de distribución al que está conectado) y cuya capacidad instalada es menor a 0.5 MW. La capacidad instalada de GD está conformada por centrales solares fotovoltaicas en pequeña y mediana escala, centrales de biogás, centrales de biomasa, eólica en pequeña escala y sistemas híbridos. En marzo 2020, la generación solar distribuida instalada en México ascendía a una capacidad total de 818 MW.

La Secretaría de Energía, la CRE, el CENACE y la CONUEE, con la opinión del Consejo, y de acuerdo con sus respectivas competencias, son las encargadas de detallar en las disposiciones reglamentarias correspondientes las acciones, instrumentos y mecanismos necesarios para el desarrollo eficiente y en términos de viabilidad económica de la Generación limpia distribuida.

Actualmente México cuenta con diversos incentivos directos para el apoyo, de la GD: Programa de Apoyo a la Generación Distribuida, El Programa de Riesgo Compartido (FIRCO) o el Programa de Mejoramiento Integral Sustentable en Vivienda Existente. Los generadores que formen parte del régimen de generación distribuida podrán comercializar la energía que produzcan total o parcialmente, siendo este último mediante un esquema de facturación neta de energía o un esquema de medición neta de energía (Véase las secciones de Facturación neta y de Medición neta respectivamente para más información).

Además, tanto la estrategia nacional contra el cambio climático como el plan de nacional de transición energética incluye el fomento de la generación distribuida mediante el uso de sistemas fotovoltaicos entre sus principales objetivos.

En su informe Prospectivas de ER 2016-2030, la SENER publicó las proyecciones para generación distribuida en México al 2030. En ellas se prevé que para 2030 la capacidad total de la generación distribuida alcance los 19,780 MW.

Más información en Bases del Mercado<sup>67</sup>, en Prospectivas de ER 2016-2030 y en PRODESEN 2019-2033, DACG Generación Distribuida<sup>68</sup>. Otras fuentes de la información: GIZ México.

## **2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia**

### **Potencia firme y energía firme**

La reglamentación del Mercado de Balance de Potencia define dos tipos de centrales eléctrica firmes; firmes despachables y firmes no-despachables. Las centrales firmes despachables son aquellas con la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real hasta su capacidad instalada. Tecnologías de generación tales como ciclo combinado, termoeléctrica convencional o carboeléctrica son generalmente consideradas centrales firmes despachables. Las centrales firmes no-despachables son aquellas con la capacidad de producir hasta su capacidad instalada bajo condiciones normales, sin la

---

<sup>66</sup> Sistema Eléctrico Nacional redes generales de distribución: <https://base.energia.gob.mx/TalleresRE/archivos/Electricidad/1A.-%20Sistema%20Distribuci%C3%B3n%2020%20sep%2018.pdf>.

<sup>67</sup> Bases del Mercado: [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015).

<sup>68</sup> DACG Generación Distribuida: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16\\_MARCOREGULATORIO/GenDis/\(DOF%202017-03-07%20CRE\)%20RES-142-2017%20DACG%20Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/GenDis/(DOF%202017-03-07%20CRE)%20RES-142-2017%20DACG%20Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf).

capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real. Tecnologías de generación tales como ciertas instalaciones de cogeneración, generación nucleoelectrica o geotérmica. Las centrales eléctricas que operan con recursos intermitentes, ya sea despachable o no-despachable no se consideran centrales eléctricas firmes, sino centrales eléctricas intermitentes.

Más información en las Bases del Mercado Eléctrico, en el Manual del Mercado de Balance de Potencia y en PRODESEN 2019-2033.

### **Crédito de capacidad**

Las ERVs pueden participar tanto en las subastas a Largo Plazo (actualmente suspendidas) y a mediano plazo (actualmente canceladas) como en el Mercado de Balance de Potencia y comercializar en este lo que se conoce como Disponibilidad de Producción Física de las Centrales Eléctricas intermitentes. El cálculo de esta disponibilidad se basa en la generación real promedia durante las 100 horas críticas en el sistema interconectado del año anterior. Las 100 horas críticas hacen referencia a las 100 horas del año con la menor cantidad de reservas totales de generación en el sistema interconectado.

La capacidad de crédito de las ERV es también considerada en los estudios de planificación de expansión de la capacidad mediante la definición exógena a partir de parámetros fijos y el uso de perfiles horarios de recursos eólicos y solares. Dichos estudios son llevados a cabo por la SENER con carácter anual, su horizonte temporal de dichos estudios es de 15 años.

Más información en Bases del Mercado Eléctrico y en el estudio *Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America* de IRENA.

## **3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables**

### **Monitoreo y controlabilidad de ERV**

El CENACE monitorea el estado de la red mediante el sistema EMS/SCADA (*Energy Management System/ Supervisory Control and Data Acquisition* de sus siglas en inglés). Este sistema permite la medición de la tensión, flujos de potencia y estado operativo de los equipos de conexión para analizar y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. El sistema está incluido en los siguientes sistemas interconectados:

- Sistema Interconectado Nacional.
- Sistema Interconectado Baja California.
- Sistema Interconectado Baja California Sur.
- Sistema Interconectado Mulegé.

De acuerdo al Código de Red, el CENACE puede solicitar a los generadores a partir de recursos intermitentes la reducción o aumento de la generación a través de una consigna de potencia activa a la Unidad Terminal Remota de la generadora. La variación de generación se hará mediante elementos automáticos. Esto se aplica las centrales eléctricas cuya capacidad de generación neta total sea mayor o igual a 0.5 MW.

Más información en las Bases del Mercado Eléctrico y en el Código de Red.

### **Previsión/Predicción de las ERV**

De acuerdo a la legislación mexicana, los representantes de las centrales eléctricas de generación intermitente deben de entregar los pronósticos de generación por horas y la generación en tiempo real al CENACE utilizando cualquiera de los métodos establecidos en los Manuales de Prácticas de Mercado:

- Regresión polinomial: Con el uso de los datos históricos de medición meteorológica y de generación eléctrica, se crea una regresión polinomial que relaciona ambas variables, formando una ecuación en la que la variable de entrada es la unidad de magnitud de dicho recurso (viento o radiación solar) y la variable de salida es la generación esperada de la planta eléctrica.
- Modelo lineal dinámico de orden 1: Con el uso de históricos de generación, se crea una ecuación lineal que determina la generación intermitente durante un intervalo de tiempo.

El CENACE, por otro lado, también realizará un pronóstico independiente con fines de planificación a mediano plazo y asignar las unidades de generación cuando se requiera.

Más información en Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo<sup>69</sup> y en el Manual de Pronósticos<sup>70</sup>.

### Vertidos/Vertimientos

Cuando la generación disponible supera a la demanda local o a la capacidad de transmisión el Operador se ve forzado, por cuestiones técnicas, a instruir un vertimiento (*Curtailment*). Si esta situación se da en el Mercado de Día en Adelanto (MDA<sup>71</sup>), es decir con antelación, entonces la energía disponible queda fuera de la curva de despacho y, al no poder ser inyectada al SEN, esta es desaprovechada. Por otro lado, si esta situación se da en el Mercado de Tiempo Real (MTR<sup>72</sup>), es decir en el corto plazo y asociado ya sea a una falla de transmisión o una disminución de la demanda, entonces el Operador tendrá que cubrir sus compromisos adquiridos en el MDA usando el precio marginal local (PML) del MTR. Este es un riesgo que los Generadores de Energía renovable deben considerar y que puede ser mitigado a través de análisis de la posible congestión en su nodo.

Más información en Modelos de Negocio para la generación de electricidad con energías renovables en México<sup>73</sup>.

## 4. Control de Frecuencia

### Inercia y derivada de la frecuencia

De acuerdo al Código de Red, cuando se producen variaciones rápidas de frecuencia, las centrales eléctricas deben de seguir estando conectadas a la red y operando con normalidad. El ROCOF máximo está definido a 2 Hz/s para centrales eléctricas síncronas y 2.5 Hz/s para centrales eléctricas asíncronas. Estos límites se aplican para centrales cuya capacidad total sea igual o mayor a 0.5 MW.

Actualmente México está considerando la posibilidad de remunerar la provisión de respuesta inercial, propiedad inherente a la generación síncrona, para incentivar que esta se provea de forma más eficiente, esto minimizando la necesidad de desplazar generación síncrona para ello, y que así se evite

<sup>69</sup> Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoCortoPlazo/Bases%209%20y%2010%20de%20las%20Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20\(DOF%20SENER%2008-Sep-15\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoCortoPlazo/Bases%209%20y%2010%20de%20las%20Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20(DOF%20SENER%2008-Sep-15).pdf).

<sup>70</sup> Manual de Pronósticos: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Manuales/Manual%20de%20Pron%C3%B3sticos%205bDOF%2023-11-17%5d.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20de%20Pron%C3%B3sticos%205bDOF%2023-11-17%5d.pdf).

<sup>71</sup> Mercado de Día en Adelanto (MDA) - Los participantes presentan con antelación ofertas horarias de venta (Generadores) y de compra (ERC) con base en la planeación que tienen de su generación o consumo. Las asignaciones resultan en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de energía y/o servicios conexos.

<sup>72</sup> Mercado de Tiempo Real (MTR) - Los participantes podrán presentar ofertas horarias de venta y de compra que corrijan diferencias en su planeación o que respondan a fallos en la red o en sus equipos. Las asignaciones resultan en instrucciones de despacho para la entrega o recepción de energía en el mismo día. Además, se obtienen los precios a los cuales se liquidarán las diferencias de volumen entre las cantidades planeadas y las reales. El PML del MTR corresponde a la realidad del mercado, i.e. sirve para valorizar cambios de último momento en el plan.

<sup>73</sup> Modelos de Negocio para la generación de electricidad con energías renovables en México [https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos\\_de\\_negocio\\_ER\\_Bancomext\\_GIZ.pdf](https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos_de_negocio_ER_Bancomext_GIZ.pdf).

la degradación de la respuesta inercial de los sistemas eléctricos mexicanos a consecuencia del incremento de la generación no síncrona que se espera ocurra durante la próxima década.

Más información en el Código de Red y en la Nueva política de confiabilidad de la SENER 2020<sup>74</sup>.

### **Reserva de regulación primaria**

La regulación primaria de frecuencia se realiza mediante la actuación de los gobernadores de velocidad y son activados cuando se detecte una desviación mayor a 20 mHz. El objetivo de esta regulación es estabilizar la frecuencia a un valor estable. Según el Código de Red de México, todo generador síncrono debe ser capaz de brindar este servicio. El control primario debe seguir una característica P-f-estática con un estatismo configurable entre 3% y 8% y la contribución máxima de potencia activa debe estar entre 3% y 10% de la capacidad nominal del generador. Durante los primeros 20 segundos se emplea el 50% de la reserva de regulación primaria y alcanzará el 100% antes de los 30 segundos. El requisito de reserva primaria debería ser suficiente para detener la excursión de frecuencia causada por el disparo de la unidad de generación más grande del sistema de energía sin perder ninguna carga. En el caso del sistema interconectado es el disparo de una unidad de ciclo combinado de 1000 MW.

Al ser un requisito en el código de la red, no es remunerado, lo que significa que todas las unidades que brindan este servicio sacrifican parte de su capacidad para contar con reserva de regulación primaria disponibles.

Actualmente las ERV no tienen la obligación de participar en este servicio. Sin embargo, se está estudiando la posibilidad de que estas tecnologías también participen en el servicio dado que conforme su participación aumente durante la próxima década estas serían necesarias para garantizar el nivel de reservas disponible. La revisión del servicio podría además ir de la mano de la introducción de remuneración por la provisión del mismo.

Más información en el Código de Red y en la Nueva política de confiabilidad de la SENER 2020.

### **Reserva de regulación secundaria**

La regulación secundaria en México tiene como objetivo restablecer la frecuencia del Sistema lo más próximo de su valor objetivo (60 Hz) después de un desbalance de potencia activa y/o mantener los intercambios de potencia activa programados entre regiones. Estas reservas son activadas en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos mediante el Control Automático de Generación (AGC).

El valor de la reserva de regulación secundaria se determina teniendo en cuenta factores tales como demanda y consumo por zona, región o sistema y momento del año, la tasa de salida de las centrales eléctricas síncronas y asíncronas, la capacidad de respaldo para compensar la variación de la producción de las ERV con las unidades convencionales, el uso integral de la infraestructura generación de transmisión y distribución.

De acuerdo a lo especificado en el Código de Red, tanto las centrales eléctricas asíncronas como síncronas, esto sería también las ERVs, de tipo C y D, deben contar con la infraestructura y capacidades necesarias para poder participar en el servicio de regulación secundaria. Sin embargo, estas tecnologías de generación no participan actualmente en la prestación de estos servicios.

Más información en acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional<sup>75</sup>.

---

<sup>74</sup> Nueva política de confiabilidad de la SENER 2020: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020).

<sup>75</sup> [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020).

### Reserva de regulación terciaria

La regulación terciaria en México está definida como el despacho manual y con criterios económicos de generación, de carga interrumpible o demanda controlable para mantener la frecuencia a niveles nominales y así restablecer las reservas de regulación primaria y secundaria. Esta reserva debe poder ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas. La reserva de regulación terciaria puede hacer uso de recursos de reserva tanto rodantes como de reserva fría o no rodante. Esta última correspondería a la reserva disponible de generadores que sin estarlo pueden entrar en operación en los tiempos requeridos por este servicio y así proveerlo.

Más información en el acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

### Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa

El 15 de mayo de 2020, la SENER actualizó la política de confiabilidad del sistema eléctrico<sup>76</sup> para tomar en consideración el rápido crecimiento de las fuentes variables de energía renovable y su impacto en los sistemas eléctricos mexicanos. En esta nueva política se señala la creciente importancia que los servicios auxiliares, en México normalmente referidos como Servicios Conexos, tendrán para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y la seguridad del suministro en los próximos años. Además se indican una serie de nuevos servicios conexos cuya revisión/creación debe considerarse:

- Seguimiento de rampas por seguimiento a la demanda, efecto de la irradiación, nubosidad y ráfagas de viento.
- Control de voltaje de unidades de Centrales Eléctricas síncronas y asíncronas cuando no oferten energía eléctrica y Potencia.
- Arranque negro.
- Energía Inercial de Centrales Eléctricas síncronas cuando no oferten energía eléctrica y Potencia (También mencionado en el concepto Inercia y Derivada de la Frecuencia).
- Flexibilidad operativa de elementos de Transmisión y de unidades de Centrales Eléctricas.
- Cobertura de la variabilidad de las Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, fotovoltaica y eólicas, y Centros de Carga Especiales.

Más información en la Nueva política de confiabilidad de la SENER 2020.

## 5. Control de tensión

### Rango de operación de potencia reactiva

El Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual forma parte del Código de Red, contiene entre otros, los requerimientos de capacidad reactiva y control de tensión para generadores interconectados al SEN. El código de red utiliza una clasificación de los generadores que los tipifica de según su tamaño en 4 tipos que van desde el tipo A al D en función de su tamaño de forma creciente. Estas categorías a su vez varían en función del sistema eléctrico mexicano. Todos los requerimientos de interconexión de generadores, incluyendo aquellos que hace referencia al rango de operación de potencia reactiva, depende por lo tanto de a cuál rango pertenece el generador. En este sentido, el Código de Red establece un requerimiento mínimo de potencia reactiva para los generadores síncronos tipo C y D los cuales deben

---

<sup>76</sup> Dicha política de confiabilidad aún no ha sido aprobada.

ser capaces de operar dentro la curva PQ definida por una potencia reactiva equivalente al factor de potencia de  $\pm 0.95$  para la potencia máxima del generador y para todo su rango de operación en potencia activa. Para generadores asíncronos el requerimiento es similar, aunque a partir de una consigna de potencia activa menor a 0.5 estos disminuyen. Para las centrales de menor tamaño perteneciente al tipo B, el requerimiento establecido tanto para tecnología síncrona como asíncrona es de un factor de potencia de  $\pm 0.95$ .

Por último, los generadores de menor tamaño, los de tipo A ( $<0.5$  MW), deberán ser capaces de operar dentro del rango definido por el factor de potencia equivalente  $\pm 0.95$  determinado por la consigna de potencia activa en la que operen en cada momento.

El CENACE podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o Subestaciones Eléctricas de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en la Tabla 1 del Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.

### **Modos de control de potencia reactiva**

De igual forma que para los requerimientos de rango de operación de potencia reactiva, Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) dentro del Código de Red. Dichos requerimientos también dependen del tipo de generador y de su tecnología. Los generadores síncronos tipo C y D deben contar con un regulador automático de tensión (AVR) que cuente además con limitadores de sobre y baja excitación además de un sistema de estabilización de potencia (PSS). Los generadores síncronos tipo B tiene que contar con un sistema de control automático de excitación permanente. Por otro lado, los generadores asíncronos tipo C o D debe poder regular la potencia reactiva automáticamente por cualquiera de los modos de control: control de tensión, control de potencia reactiva o control de factor de potencia. El CENACE durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión definirá la prioridad de regulación automática en uno de los 3 modos de control. Los parámetros y ajustes de los componentes del sistema de control de tensión se acordarán entre el generador y el CENACE.

Por último, los generadores de menor tamaño, los de tipo A ( $<0.5$  MW), deberán contar con la capacidad de operar con factor de potencia fijo, la cual deberá además estar activada, así como con la capacidad de operar en modo de control volt/var.

El CENACE, como responsable del Control Operativo del SEN, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables a control de tensión de acuerdo a los límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, no de forma limitativa. Para ello deberá utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles en las instalaciones de la RNT, las RGD y los Participantes del MEM. El operador del CENACE podrá comunicarse con el operador de la Central Eléctrica para instruirle una orden de despacho de potencia reactiva por un monto específico y/o tensión de generación o barras, para cumplir con los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

## **6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas**

### **Capacidad de soportar huecos de tensión**

El Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual forma parte del Código de Red, contiene entre otros, los requerimientos en esta temática. Tanto para generadores síncronos como asíncronos de tipo B o superior se establecen como requerimientos la capacidad de soportar tanto huecos de tensión como sobre tensiones, por lo que deberá tener la capacidad de permanecer conectados al Sistema sin perder estabilidad, ante fallas transitorias externas a la central durante el tiempo máximo de liberación de la falla. Estos requerimientos aparecen detallados en la regulación en forma de un envoltorio tensión

versus tiempo. Además, los generadores asíncronos deben ser capaces de proporcionar una respuesta dinámica durante faltas tanto simétricas como asimétricas si así lo determinan los estudios de interconexión. No se requiere el soporte ante falla cuando las centrales operan en menos de 5% de su capacidad nominal o durante condiciones de altas velocidades de viento para centrales de generación eólicas cuando más del 50% de las turbinas están fuera de operación.

## **7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables**

### **Almacenamiento**

De acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico mexicano, los equipos de almacenamiento deben registrarse como centrales eléctricas y pueden presentar ofertas de venta de la misma manera que una central eléctrica y ofertas de compra de la misma manera que los centros de carga.

No se ha encontrado ninguna información referente a instalaciones de almacenamiento de ninguna tecnología que a día de hoy estén operando en alguno de los sistemas eléctricos mexicanos.

### **Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

Antes de la reforma de energética de 2013 existía una tarifa interrumpible que incentivaba la proliferación recursos de respuesta por parte de la demanda. Sin embargo, esta tarifa dejó de estar reflejada en el nuevo esquema tarifario posterior a la reforma energética de 2013.

De acuerdo a la base 9 del MEM, los recursos de demanda controlable son aquellos centros de carga capacitados para responder a instrucciones para disminuir su consumo de energía eléctrica en tiempo real. Estos recursos se esperan participen en la segunda etapa del mercado a través de la presentación de ofertas en el Mercado en Tiempo Real (una vez este esté operativo) por parte de la entidad responsable de la carga. Los recursos de demanda controlable se caracterizan en dos grupos:

- i) Los Recurso Demanda Controlable Garantizados. Estos están obligados a presentar ofertas de compra sensibles al precio al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real. Las ofertas de compra sensibles al precio deberán corresponder a la reducción del 100% de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados a un precio igual o menor a la oferta tope establecido por la Unidad de Vigilancia del Mercado.
- ii) Los recursos de demanda controlable no garantizados Los Recursos de Demanda Controlable no garantizada podrán hacer ofertas de compra sensibles al precio al Mercado de Energía de Corto Plazo a cualquier precio debajo de la oferta tope.

Los recursos de demanda controlable garantizados están obligados a dar ofertas que son sensibles a los precios del MDA y del MTR. Las ofertas de este tipo de recurso de demanda controlable corresponden a reducir al 100% de sus recursos. Los recursos de demanda controlable no garantizados pueden hacer ofertas al mercado de energía de corto plazo, y no estarán obligados a hacer ofertas de compra sensibles al precio. El CENACE es el responsable de instruir a estos centros de carga sobre el despacho en tiempo real de los recursos de demandad controlable.

Más información en la Base 9 del MEM<sup>77</sup>. Otras fuentes de la información: GIZ México.

### **Micro-redes**

De acuerdo a las Bases del Mercado Eléctrico, se define el término Micro-Red como un Grupo de cargas y recursos de generación distribuidos con demanda máxima menor a 5 MW, con fronteras eléctricas claramente definidas que se comporta como una sola entidad y que no puede conectarse a la

<sup>77</sup> Base 9 del MEM: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20%5bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20%5bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf).

Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para permitir la operación interconectado a estas. Para la operación técnica de las microrredes, estas deben de seguir la normativa presentada en el Código de Red. En las microrredes, las centrales eléctricas y los centros de carga realizan el pago directo entre ellos sin intervención del CENACE. La operación de estas redes se hace de acuerdo a las normas del mercado eléctrico.

El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) incluyó un proyecto denominado "Microrred eléctrica para desarrollar, integrar y evaluar tecnologías de generación distribuida, y el impacto en la futura red eléctrica inteligente mexicana", cuyo fin es investigar y desarrollar la implementación de las redes eléctricas inteligentes en México. Este proyecto analiza el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución, así como el potencial de tecnologías como el EMS (*Energy Management System*, de sus siglas en inglés) y el BEMS (*Building Energy Management System*, de sus siglas en inglés) para la implementación de estas redes en el país.

Más información en la Base 7 del Mercado Eléctrico<sup>78</sup> y en "Las Microrredes Eléctricas y la Transición Energética de México" de INEEL.

### **Acoplamiento sectorial**

En el proceso de planeación del sector eléctrico existe un diálogo intersectorial con otros actores tales como lo involucrados en la planificación del sector de hidrocarburos. Actualmente se están llevando a cabo esfuerzos para incorporar el acoplamiento sectorial (tales como sector de hidrocarburos o aspectos relacionados con la agenda de cambio climático) a nivel de herramientas de cálculo y metodologías en la planeación del sector eléctrico.

En febrero de 2020, el CENACE publicó el denominado "Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética", donde se presentan el plan de acción para manejar y aprovechar la energía de manera más limpia y sustentable. Una de las estrategias que se presentan es la incorporación de los vehículos eléctricos. Entre las iniciativas propuestas se encuentra la consideración en los diseños de la RGD la creciente demanda de los VE y la promoción de programas obligatorios de sustitución de vehículos antiguos por otros de mayor rendimiento energético, incluyendo a los vehículos eléctricos.

Más información en el acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. Otras fuentes de la información: GIZ México.

### **Medidores inteligentes (Smart meters)**

De acuerdo al Programa de Redes Inteligentes publicado en 2017, a finales de 2016 México contaba con más de 770,000 "medidores AMI" (Advanced Metering Infrastructure), término utilizado para referirse medidores inteligentes en México. Como parte del Programa de Redes Inteligentes se contempla la instalación de casi 4 millones de medidores AMI más en el período comprendido entre 2017 y 2021. Entre los objetivos del proyecto de instalación de "medidores AMI" están la reducción de las pérdidas no técnicas de energía, la optimización de los costos operativos, el fomento del uso eficiente de energía y el garantizar el suministro de energía eléctrica con oportunidad de atención al cliente. Dicho proyecto está formado por 5 fases: estudios, programa de adquisiciones, instalación, implementación y evaluación. Se estima que a finales de 2021 se tengan más de 4.7 millones de medidores inteligentes instalados en México.

---

<sup>78</sup> Base 7 del Mercado Eléctrico: [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%205bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%205bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf).

## 8. Códigos de red

### Código de red

El Código de Red es la regulación técnica emitida por la CRE cuyo objetivo es establecer las obligaciones que deben cumplir los usuarios del SEN que lleven a cabo actividades como planeación, control operativo, control físico, interconexión y conexión, principalmente, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro de energía eléctrica, y fomentar el desarrollo eficiente y confiable de la infraestructura del SEN, para beneficio de todos sus usuarios. Las obligaciones establecidas en el Código de Red están definidas considerando las actividades y funciones de cada usuario del SEN y están encaminadas a promover que cada usuario mitigue los efectos que provoque en detrimento de la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

El Código de Red se conforma por dos grandes secciones. La primera se refiere a las Disposiciones Generales del SEN, en las que se prevén criterios de carácter general con respecto a todas las actividades que se regulan a través del referido documento. La segunda sección se refiere a las Disposiciones Operativas del SEN que se integran por Manuales Regulatorios, Procedimientos y Anexos Técnicos. El Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica y corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia.

## 9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

### Generación distribuida comunitaria

Conocida como “fuente colectiva de energía renovable” o “sistema colectivo de cogeneración eficiente”, se refiere al conjunto de generadores cuya instalación cumple con las siguientes características:

- Fuente de energía primaria proviene de fuentes renovables (viento, radiación solar, movimiento del agua, energía oceánica, energía geotérmica y bioenergía).
- Las unidades de generación son de propiedad exclusiva de cada una de las viviendas, pero son de imposible instalación individual por sus características de diseño, físicas y de costos, por lo que deben colocarse en conjunto y en un espacio dedicado para ello.
- La capacidad de generación instalada no deberá ser mayor a la suma de las cargas manifestadas por los generadores. Dependiendo del perfil de usuario, la capacidad del conjunto de generadores no debe superar los 10 kW si es para usuario residencial y 30 kW si es para uso general en baja tensión.
- La infraestructura necesaria para la interconexión es compartida, permitiendo el aprovechamiento de la energía generada por éstos.
- Al contar con un solo punto de interconexión, la energía generada por el equipo para el aprovechamiento del recurso renovable o el sistema de cogeneración eficiente es prorrateada entre las viviendas de manera proporcional, obteniendo éstas un beneficio común de todo el sistema que disminuirá los costos por el consumo de energía eléctrica que les suministra la CFE de manera individual.
- El sistema de medición de energía eléctrica (medidor bidireccional) es propiedad de la CFE.

La Resolución N° RES/054/2010 y la Resolución N° RES/249/2012 regulaban este tipo de actividad, y fueron vigentes hasta el 7 de marzo de 2017. Por lo tanto, este tipo de usuario no está reconocido actualmente en la legislación mexicana vigente. Sin embargo, en noviembre de 2019 el comisionado presidente de la CRE junto a otros cinco comisionados firmó de conformidad el Acuerdo A/034/2019, donde se establece la metodología por la cual un sistema de generación de modalidad colectiva podrá

establecer un pacto con la CFE para dar de alta a este tipo de instalaciones. Queda pendiente la fecha en la cual esta metodología entrará en vigor.

### **Modelo de pago por uso**

La modalidad de prepago para la compra de energía eléctrica existe para los usuarios de la red de baja tensión en México. El usuario acuerda un contrato con la CFE (organismo público responsable de entregar energía a sus usuarios) donde se estipula que el usuario realiza un pago adelantado de la energía que consumirá, cuya cantidad dependerá de la tarifa establecida por la CFE. En el momento de realizar el pago, el usuario recibe energía, pero en cuanto la energía contratada esté totalmente consumida, el usuario recibirá de nuevo la energía en el momento de realizar el pago.

Más información en el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica en Baja Tensión con Prepago<sup>79</sup>.

## **10. Mecanismos de remuneración para ERV**

### **Licitaciones / Subastas**

Existen dos tipos de subasta en los que pueden participar tecnologías de ERV y optar a diferentes tipos de contrato. Estas son las de largo plazo y las de mediano plazo. Las subastas de largo Plazo se comenzaron a llevar a cabo desde el año 2015 y desde entonces se han celebrado en tres ocasiones (2015, 2016 y 2017). Estas subastas no son exclusivas para un tipo de tecnología por lo que pueden participar tecnologías de ERV y convencionales. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de autorizar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para desarrollar las subastas de energía. En dicho proceso se junta los generadores en calidad de licitantes con entidades responsables de carga en calidad de compradores (suelen ser las empresas distribuidoras). Los licitantes pueden ofertar los siguientes tipos de ofertas:

- Potencia (por un plazo de 15 años).
- Energía eléctrica acumulable (por un plazo de 15 años).
- Certificados de energías limpias CEL (por un plazo de 20 años).

Por otro lado, los productos ofertados en las subastas de mediano plazo son:

- Potencia (por un plazo de 3 años desde la fecha de inicio de entrega de la subasta).
- Energía (por un plazo de 3 años desde la fecha de inicio de entrega de la subasta).

En las secciones del Mercado de Capacidad o Mercado de Potencia y Mercado de Energía a Largo Plazo se amplía la información sobre las subastas de largo y mediano plazo.

Actualmente las subastas de mediano plazo han sido canceladas mientras que las de largo plazo han sido suspendidas.

### **Tarifa de inyección o tarifa de alimentación**

México no ha adoptado las tarifas de inyección como instrumento para promover el incremento de capacidad de energías renovables.

### **Prima de inyección o prima de alimentación**

México no ha adoptado las primas de inyección como instrumento para promover el incremento de capacidad de energías renovables.

---

<sup>79</sup> Contrato de Suministro de Energía Eléctrica en Baja Tensión con Prepago: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5323656&fecha=28/11/2013](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5323656&fecha=28/11/2013).

## **Facturación neta**

De acuerdo a la Resolución Núm. RES/142/2017 la facturación neta se define como: “metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes Generales de Distribución, y les asigna un valor que puede variar a la compra y a la venta.” El precio utilizado para remunerar la energía entregada a la red es el precio marginal local en el nodo de conexión del generador. La tarifa de consumo es independiente a la de generación. El usuario puede solicitar dos facturas correspondientes a la factura de consumo y a la factura de conexión o podrá solicitar una única factura en la que se indique el balance neto de facturación. Esta modalidad es usada para los usuarios que forman parte de la generación distribuida (generadores menores a 0,5 MW), y pueden utilizar esta modalidad para vender parcial o totalmente la energía producida por dichos generadores. El esquema de facturación neta es opcional, y se puede elegir entre esta modalidad o el esquema de Medición Neta. También se puede pasar de un esquema al otro, con la condición de permanecer al menos un año con la modalidad que se utilice en el momento. Los medidores a instalar para esta modalidad son bidireccionales, y deben de cumplir con la norma CFE G0000-48.

## **Medición neta**

De acuerdo con la Resolución Núm. RES/142/2017 la medición neta se define como: “metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes Generales de Distribución compensando dichos flujos de energía eléctrica entre sí durante el periodo de facturación”. Esta modalidad es usada para los usuarios que forman parte de la generación distribuida (generadores menores a 0,5 MW). El esquema de medición neta es opcional, y se puede elegir entre esta modalidad o el esquema de Facturación Neta. También se puede pasar de un esquema al otro, con la condición de permanecer al menos un año con la modalidad que se utilice en el momento. Para un mes, en el caso de que la generación sea mayor que el suministro energético por parte de la red de distribución, se acumula un crédito de energía que el usuario podrá utilizar para pagar el suministro de energía en los siguientes meses en el que la generación es menor que el suministro de energía desde la red. Lo mismo se aplica inversamente. Pasados 12 meses desde que el crédito de energía de un mes no ha sido compensado, se remunera monetariamente al usuario la energía al precio marginal local promedio de cuando se generó el crédito (en el caso de los usuarios de media tensión, estos tienen la opción de extender los 12 meses). Los medidores a instalar para esta modalidad son bidireccionales, y deben de cumplir con la norma CFE G0000-48.

# **11. Diseño de mercado**

## **Mercado de capacidad o mercado de potencia**

Uno de los mercados incluidos dentro del Mercado Eléctrico Mayorista es el denominado Mercado para el Balance de Potencia. Se trata de un mercado expost, es decir, se celebra con posterioridad al periodo de generación (final de cada año). En este mercado, el CENACE determina la potencia anual acreditada de cada generador, que representa la potencia media durante las 100 horas de máxima producción durante el año para cada sistema interconectado, y el requisito anual de potencia para los centros de carga, que equivale al promedio de la potencia demandada durante esas 100 horas. La siguiente etapa consiste en determinar qué centros de carga han excedido su requisito anual de potencia y quiénes no han cumplido con ello. En este instante, aquellos que excedieron dicho requisito deberán de vender los excedentes de potencia a aquellos que no cumplieron con su requisito. El precio de dicha potencia es igual al precio de equilibrio de la curva de demanda y oferta que surge durante este mercado, y es exclusivo para cada zona de potencia (Sistema Interconectado Nacional, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Baja California Sur). Cabe reseñar que el sistema de Mulegé, que cuenta con un solo nodo, no participa en ningún mercado.

La potencia también se puede comercializar en las subastas de mediano plazo. En estas subastas los vendedores ofrecen una determinada cantidad de potencia a entregar en cada zona de potencia (Sistema

Interconectado Nacional, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Baja California Sur) para un año. El precio a pagar se determina en la subasta, donde los vendedores presentan el precio de venta por MW y los compradores presentan la cantidad máxima de MW que estén dispuestos a pagar. El pago del producto de potencia se realiza en dos parcialidades: el primer 50% del pago total de la potencia se realiza entre 5 y 10 días hábiles antes de que se celebre el mercado de balance de potencia, y el segundo 50% entre 5 y 10 días hábiles después de que se celebre el mismo mercado.

Por último, existe la posibilidad de comercializar potencia en las subastas de largo plazo. En este caso, se establece un contrato entre el vendedor y el comprador de entregar una determinada cantidad de potencia en la zona de potencia correspondiente por una duración de 15 años, independientemente de los cambios en la extensión de la zona de potencia. En este caso se vende la potencia en un paquete junto con los CELs y la energía eléctrica acumulable (Ver las secciones de Certificados de Atributos de Energía y Mercado de Energía a Largo Plazo para más información).

### **Mercado de energía a largo plazo**

Se puede comercializar energía en las subastas de mediano y largo plazo, ambas llevadas a cabo por el CENACE.

En las subastas de mediano plazo los generadores ofrecen cubrir un porcentaje fijo de la carga total de los centros de carga para cada bloque de carga específica para cada hora. La liquidación se hace a partir del precio marginal local (PML) establecido en el MDA y en el MTR. Estas subastas se llevaban a cabo anualmente y los contratos que se asignados en ella tienen una vigencia de tres años desde el 1 de enero del año siguiente al que se encuentre realizada la subasta o en última instancia a de acuerdo a la fecha que señale el Manual de Prácticas del Mercado correspondiente.

Las subastas de largo plazo tienen la finalidad de asignar contratos de cobertura eléctrica para la compraventa de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energías Limpias (CELs). En las subastas, los generadores son la parte vendedora mientras el Suministrador de Servicios Básicos (CFE Suministro Básico) es la parte compradora. En la última de las subastas a largo plazo llevada a cabo en 2017, se presentaron además como compradores Menkent (CEMEX) e Iberdrola Clientes. La energía eléctrica acumulable hace referencia a la energía entregada en el MRT durante un año, expresada en MWh y en estas subastas a largo plazo se acuerda la cantidad anual de dicha energía que debe de entregar la central eléctrica para los próximos 15 años. En la última subasta realizada hasta la fecha, se estableció además que un mínimo de 80% de la energía subastada debe provenir de fuentes de energía eléctrica acreditadas como limpias.

Actualmente las subastas de mediano plazo han sido canceladas mientras que las de largo plazo han sido suspendidas.

### **Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía**

El Mercado de Energía de corto Plazo también forma parte del Mercado Eléctrico Mayorista. El Mercado de Energía de corto Plazo está a su vez compuesto por dos mercados, el mercado del día en adelanto y el mercado de tiempo real, aunque este último no ha entrado aún en operación. Ambos mercados son gestionados por el CENACE:

- Mercado del día en adelanto: En este mercado, las centrales eléctricas presentan sus ofertas de venta 7 días antes del mercado hasta las 10:00 am del día anterior a la operación. La oferta de venta debe de incluir los límites mínimos y máximo de despacho económico, así como los diferentes costes asociados a la operación de la central eléctrica (coste de arranque, coste de operación, etc.). El CENACE también recibirá las ofertas de compra de las entidades responsables de carga. La siguiente etapa consiste en determinar el despacho óptimo con el menor coste de operación. Este proceso se realiza mediante un modelo de Programación Entera Mixta (*Mixed Integer Programming –MIP*). El resultado final es la determinación del Precio

Marginal Local en cada nodo. Dicho precio es el aplicado para remunerar a cada central eléctrica que entregue energía en un determinado nodo.

- Mercado de tiempo real: En el caso donde se prevé un desbalance energético en menos de una hora, el CENACE realiza un nuevo cálculo del despacho energético para asignar las centrales eléctricas necesarias para estabilizar la red. El precio de la energía se determina continuando desde la última oferta de venta validada para cada nodo. Tal y como se mencionó anteriormente, este mercado no ha entrado aún en operación.

Existe un tercer mercado descrito en la regulación que complementa a los dos mencionados anteriormente y que tampoco ha entrado aún en operación, conocido como el Mercado de una Hora en Adelanto. En este mercado los participantes realizan ofertas horarias de venta y compra de energía, así como los servicios conexos, que determinará la programación para la hora siguiente a este mercado.

Cabe destacar que las generadoras con una capacidad menor a 0.5 MW no pueden participar en el Mercado de Energía de Corto Plazo, a menos que cumple con los requisitos necesarios o el CENACE considere necesario para garantizar la seguridad de la infraestructura eléctrica.

### **Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros**

Los Servicios Conexos (nombre con el que conocen los Servicios Auxiliares en la legislación mexicana) se definen como los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad. Para cada hora del Día de Operación correspondiente y para cada Zona de Reserva, el CENACE calcula los Precios y los Requerimientos de Servicios Conexos del Mercado del Día en Adelanto (MDA) y del Mercado de Tiempo Real (MTR). Actualmente el cálculo de los precios del MTR se realiza a partir de simulaciones *expost*, con base en la demanda y disponibilidad de generación observadas en tiempo real. No existe un mercado separado exclusivo servicios conexos en México. Sin embargo, algunos de los servicios conexos sí están incluidos en el mercado:

- Reservas de regulación secundaria.
- Reservas rodantes: es la capacidad de una central eléctrica o recurso de demanda controlable sincronizados con la red para incrementar o reducir su generación durante un intervalo de tiempo, expresado en MW.
- Reservas suplementarias: es la capacidad de una central eléctrica o recurso de demanda controlable para incrementar o reducir su generación durante un intervalo de tiempo, generalmente mayor que el intervalo requerido para la reserva operativa, expresado en MW.
- Reservas operativas: es la capacidad de una central eléctrica o recurso de demanda controlable para incrementar o reducir su generación durante un intervalo de tiempo, expresado en MW. Incluye a la reserva rodante y la reserva no rodante.

Los servicios conexos no incluidos en el mercado son los siguientes:

- Reservas reactivas: es la capacidad de una central de un equipo eléctrico de absorber o inyectar potencia reactiva en la red. Dicha capacidad se expresa en MVAR e incluye tanto a los condensadores síncronos como los compensadores estáticos reactivos.
- Potencia reactiva.
- Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema: Procedimiento de restablecimiento que se lleva a cabo cuando ocurre un colapso parcial o total en el SEN. Más información disponible en el Código de Red.

El precio marginal de los servicios conexos incluidos en el mercado es igual al costo de oportunidad de no producir energía más el costo de la disponibilidad de reservas ofrecido por el recurso marginal. El precio marginal de los servicios conexos no incluidos en el mercado estará determinado por la CRE. Además, el servicio de regulación primaria no se remunera de acuerdo a la legislación mexicana.

### **Intercambios transfronterizos**

Las importaciones y exportaciones de y hacia el SEN se realizan a través del Mercado del Día en Adelanto y del Mercado de una Hora en adelanto (una vez este último entre en operación). La casación de ofertas tanto de importación como de exportación se lleva a cabo con criterios económicos y actualmente su objeto principal es el de garantizar la confiabilidad del SEN. Las centrales eléctricas de sistemas eléctricos extranjeros que estén exclusivamente interconectados con el SEN son programadas de la misma manera que una central eléctrica que pertenece al SEN.

En el proceso de programación durante el Mercado del Día en Adelanto, se presentan las ofertas al punto de recepción/entrega, y el precio final de las importaciones y exportaciones es el Precio Marginal Local del Mercado del Día en Adelanto. A la hora de realizarse el Mercado de una Hora en Adelanto y el Mercado en Tiempo Real, el Precio Marginal Local pasa a ser el mismo precio establecido en dichos mercados. En el evento en que durante el Mercado de Tiempo Real se alcance el límite máximo de importación/exportación, el precio de la energía es el Precio Marginal Local del Mercado del día en Adelanto o el Precio Marginal Local del Mercado de una Hora en Adelanto, en el caso de que éste último exista. En el evento de una sobre generación en el SEN, el CENACE se encarga de ofertar dicha energía con los países vecinos con el pretexto de oferta de exportación.

En cuestiones de planeación, el volumen de las importaciones/exportaciones se considera igual a cero.

### **Certificados de atributos de energía**

Con el fin de promover la producción y el consumo de energías limpias en México, se estableció el requisito de que todos los participantes consumidores del MEM, deben asegurar que un porcentaje anual de su consumo provenga de energías limpias. En 2018 el porcentaje fue de 5% e irá aumentando cada año hasta un 13.9 % en 2022. Con el fin de demostrar el origen de la energía limpia, se establecieron los denominados Certificados de Energías Limpias (CEL) y un mercado para la contratación de los mismo donde su precio depende de la oferta y demanda, donde un CEL equivale a 1 MWh de energía limpia consumida. Dicho mercado es convocado de forma anual y además también está permitido la realización de transacciones bilaterales de CEL entre los participantes del MEM.

### **Mercados de carbono**

En octubre de 2019 se publica un acuerdo en el que se establecen las bases preliminares del Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones con el fin de establecer un mercado de certificados de emisiones de carbono para 2021. Se iniciará una fase piloto durante el 2020 y se pasará a la fase de operativa del sistema de comercio de emisiones. En primer lugar, se establecerá un límite a la cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que las empresas en su conjunto pueden emitir, generando la cantidad equivalente de Derechos de Emisión —el instrumento de cumplimiento del Sistema—. Por cada tonelada de GEI emitida, los participantes deberán contar con un Derecho de Emisión. Al mismo tiempo, se permite a las empresas comerciar estos derechos creando así un mercado de Derechos de Emisión que incentiva la búsqueda de la forma más eficiente de cumplir con el límite establecido.

El programa de pruebas tiene como objetivo promover y familiarizar a aquellos que realicen actividades que generen emisiones de carbono para establecer un mercado de emisiones en México. Participarán en esta prueba entidades del sector energético e industrial, y será aplicable a aquellas instalaciones que generen más de 100 mil toneladas de emisiones anuales provenientes de fuentes fijas. En su conjunto, las emisiones cubiertas por el Programa de Prueba representan aproximadamente 40% del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero.

El mercado de emisiones de carbono mexicano será el primero en América Latina.

### **Tarifas de tiempo de uso**

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica en el artículo 12, inciso cuarto al séptimo, es la CRE la entidad con las facultades para Expedir y aplicar la regulación tarifaria en el mercado eléctrico mexicano. Por otro lado, la CFE es la única encargada del suministro y comercialización de la energía eléctrica. Dentro del espectro de tarifas reguladas, está la llamada tarifa final de Suministro Básico (TFSB), que representa la principal modalidad tarifaria para usuarios que no participan en el MEM y que quiere consumir energía eléctrica. La fórmula para el cálculo del precio de esta tarifa regulada incluye hasta seis componentes entre los que se encuentran cargos por transmisión y distribución, por operación del CENACE y del suministrador de servicios básicos, un cargo por los servicios Conexos no Incluidos en el MEM y por último un cargo por la generación. Este último está a su vez compuesto por una componente de energía y otra de capacidad.

Existen 17 divisiones tarifarias geográficas y 12 divisiones dependiendo de la categoría de consumidor a la que pertenezca de usuario. Las divisiones por categoría de consumidor se establecen en función del nivel de demanda (pequeña y gran demanda), nivel de tensión al que se conectan (baja, media y alta) y tipo de medición con que cuentan (ordinaria y horaria).

Las tarifas con modalidad de medición horaria solo están disponibles para consumidores del sector industrial conectados a media tensión (una de las 12 categorías de consumidor) Este tipo de tarifas incluyen factores variables según el periodo horario de consumo. Los periodos horarios establecidos son el base, el intermedio y la punta para el Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS) y Sistema Interconectado Nacional (SIN) y adicionalmente el de semi punta para el Sistema Interconectado Baja California (BC). Estos periodos horarios varían a su vez de forma interanual en función de la temporada del año. Se concluye por lo tanto que, en el momento de la elaboración del presente documento, solo existen en México tarifas por tiempo de uso para usuarios del sector industrial conectado a media tensión.

## **F. Panamá**

### **1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia**

#### **Frecuencia**

La frecuencia nominal es el valor de frecuencia de 60 Hz interpretado como sesenta ciclos por segundo de la señal de corriente o tensión. La frecuencia nominal estándar de la generación eléctrica pública utilizada en la República de Panamá es de 60 Hertz.

En el restablecimiento de una interrupción total o parcial, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) puede operar fuera de los rangos normales de frecuencia y voltaje. En todo caso el voltaje debe estar dentro del rango de +/- 10% del voltaje nominal y la frecuencia en +/- 2 Hz de la frecuencia nominal.

No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58 Hz se debe a que las máquinas térmicas del SIN están configuradas en este valor.

El Centro Nacional de Despacho (CND) debe realizar informes anuales de la situación del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y contar con estudios de la red eléctrica del SIN para determinar los parámetros de operación normales y de emergencia:

El Reglamento de Transmisión establece que el CND prepare cada año, un informe que contenga el diagnóstico de la situación actual del SPT para los próximos 2 años. Este Informe de Diagnóstico de largo plazo debe contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- Las condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio con sus restricciones y demás, y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte establecido.
- Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio.
- Para tal fin el CND deberá elaborar los escenarios correspondientes en base a su conocimiento del sistema y de información actualizada que deberá solicitar a la Empresa de Transmisión y a los agentes del mercado relacionada con la generación, demanda y red de transmisión.
- Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT.
- En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:
  - Análisis de Flujos de Carga
  - Análisis de Cortocircuitos
  - Análisis de Contingencias
  - Análisis de Estabilidad
  - Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar
- El CND elaborará un Informe con todos los estudios realizados, los criterios y datos adoptados, escenarios de generación y demanda, resultados y análisis correspondientes. Igualmente, en el caso de identificarse restricciones y deficiencias en el SPT, deberá incluir sus recomendaciones respecto de las soluciones que considere convenientes en el corto plazo, considerando los aspectos técnicos y económicos sobre la operación del mismo. Estas recomendaciones, deberán ser consideradas por la Empresa de Transmisión en su evaluación y, de no estar de acuerdo, la Empresa de Transmisión deberá justificar su no aceptación.

En la planificación de la operación, los estudios de la red eléctrica del SIN son el medio por el cual se establecen las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exigen una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El CND debe contar con estudios del sistema eléctrico para proponer justificadamente los parámetros de seguridad con que debe operar en condiciones normales y de emergencia, particularmente en caso de déficit de oferta. Dichos estudios son elevados a los agentes para sus observaciones. Esta actividad incluye como mínimo las siguientes tareas:

- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- Estudios eléctricos que permiten determinar los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permiten una regulación adecuada de tensión.
- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.
- Estudios de baja frecuencia.

- Estudios eléctricos que permiten determinar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas, para asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema.

### **Sistema de transmisión**

El sistema de transmisión es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del SIN sean de conexión o del SPT, pertenecientes a los prestadores del servicio público de transmisión. Es decir, es el conjunto de elementos eléctricos necesarios para transportar energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente. También incluye las interconexiones internacionales. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transmisión, todos aquellos bienes necesarios para su adecuado funcionamiento.

Las empresas relacionadas con el sistema de transmisión son:

- Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) quien opera y explota el sistema nacional de transmisión (Resolución JD-1606/1999) con una duración de su concesión de 25 años.
- Empresa Propietaria de la Red S.A. para la construcción, operación, explotación y mantenimiento de un primer Sistema de Transmisión Regional (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central - SIEPAC) que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países de Centroamérica (Resolución JD-5112/2005) con una duración de su concesión de 25 años. Cabe aclarar que no tiene participación en el Servicio de Transmisión Nacional.

La longitud total de las líneas de 230kV en líneas de doble circuito es de 2.712km y en líneas de circuito sencillo, de 94,58 km. Para las líneas de 115 kV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 268km. Mientras que las líneas de circuito sencillo, es de 40km.

En cuanto a la regulación, existe el Reglamento de Transmisión cuyo objeto general es regular el servicio de Transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables.

La tarifa de transmisión se determina mediante el procedimiento para el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP):

- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la empresa de transmisión tal como lo establece el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.
- Se fija la tasa de rentabilidad para la actividad de transmisión, la cual depende del logro de los niveles de eficiencia utilizados para calcular el IMP.
- Se calculan los IMP's por el servicio de transmisión y por el servicio de operación integrada y se establecen los cargos por Uso y por Conexión.
- La tarifa de transmisión se ajusta cada seis meses, en base al índice de precios al consumidor lo mismo que las pérdidas eléctricas que a su vez tienen una componente de generación.

En lo referente a la planificación, ETESA realizó un Plan de Expansión del SIN para un horizonte de 15 años. El estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2019-2033 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, evitando así un posible déficit de energía y precios elevados. Para

elaborarlo, se utilizaron las proyecciones de demanda presentadas en el informe de Estudios Básicos 2019-2033. El estudio eléctrico tiene como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de nuevos elementos en el sistema de transporte. Se evalúan las condiciones de funcionamiento del sistema, previstas en el Reglamento de Transmisión y Operación, que definen los atributos de desempeño técnico de las obras analizadas, la cual abarcan el cálculo de flujos de carga y cortocircuito en condiciones críticas, la verificación de caídas de voltaje y de posibles saturaciones de transporte. La evaluación incluye la realización de los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y análisis de estabilidad de dinámica y estabilidad de voltaje.

Por último, en los lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030 se establece la Estrategia número 5 referida a la Innovación del SIN. La misma consta de 4 líneas de acción entre las cuales se destaca: redes de distribución, la cual busca incentivar el desarrollo, operación y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución mediante el uso de prácticas innovadoras que les permita tener más eficiencia, inteligencia, flexibilidad, resiliencia y auto recuperabilidad y así mejorar la calidad del servicio al usuario final.

### **Sistema de distribución**

La distribución de energía eléctrica es la actividad que tiene por objeto el transporte de la misma y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

La Red o Sistema de Distribución está constituida por las líneas de distribución, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía en el Sistema de Transmisión hasta el cliente final y que son propiedad de la empresa distribuidora.

Las empresas relacionadas con el sistema de distribución son:

- Compañías de distribución:
  - Elektra Noroeste S.A. (ENSA) (Resolución JD-994/1998) con una duración de su concesión de 15 años.
  - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A. (EDEMET) (Resolución JD-992/1998) con una duración de su concesión de 15 años.
  - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí (EDECHI) las dos últimas del grupo Gas Natural Fenosa (Resolución JD-993/1998) con una duración de su concesión de 15 años.

En Panamá, existe el Reglamento De Distribución y Comercialización (RDC) cuyo objetivo es regular las actividades de distribución y comercialización, las cuales comprenden los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica a los que se refiere la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

En lo correspondiente a las tarifas de distribución, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) establece la metodología de cálculo del IMP:

- El IMP para las empresas de distribución eléctrica correspondiente al período julio 2018-junio 2022, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que forma parte del RDC del Servicio Público de Electricidad, aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.
- Las tarifas de distribución se ajustan cada seis meses en base al índice de precios al consumidor. Las pérdidas eléctricas, alumbrado público, y el componente de generación y transmisión son traspasados directamente al usuario.

En el caso particular de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias, se indica que:

- Los sistemas de centrales de mini hidroeléctricas, los sistemas de centrales geo termoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de hasta 10 MW, no estarán sujetos a ningún cargo por distribución ni transmisión cuando vendan en forma directa o vendan en el mercado ocasional. En ningún caso, los costos de la distribución y la transmisión serán traspasados a los usuarios.
- Los sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas de centrales geo termoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias de más de 10 MW hasta 20 MW de capacidad instalada, no estarán sujetos a ningún cargo de distribución ni transmisión por los primeros 10 MW de capacidad instalada durante los primeros diez años de operación comercial. En ningún caso, los costos de la distribución y la transmisión serán traspasados a los usuarios.

Adicionalmente, como mencionado previamente, en los lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030 se establece la Estrategia número 5 referida a la Innovación del SIN. La misma consta de 4 líneas de acción entre las cuales se destaca: redes de distribución, la cual busca incentivar el desarrollo, operación y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución mediante el uso de prácticas innovadoras que les permita tener más eficiencia, inteligencia, flexibilidad, resiliencia y auto recuperabilidad y así mejorar la calidad del servicio al usuario final.

### **Generación distribuida**

Como parte de un plan para revisar su pequeño sector eléctrico, que tiene una capacidad instalada de 4GW, Panamá apunta a aumentar la competitividad e incentivar el desarrollo renovable. Esto incluiría encontrar opciones de financiamiento para proyectos de generación distribuida, incentivo que no necesita gasto estatal.

En los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030 la Estrategia de Generación Distribuida apunta a que la población tome el control de su energía, promoviendo las energías renovables al alcance de todos. Esta estrategia se desarrollará implementando 3 líneas de acción: Autoconsumo, Inteligencia en la red para comunidades renovables y Análisis financiero y aspectos legales. Para las dos últimas líneas de acción se está desarrollando la hoja de ruta la cual se estima estará disponible en el primer semestre de 2021.

El procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias tiene por objetivo que los clientes puedan satisfacer su consumo eléctrico, mediante la instalación de Plantas de Generación que utilicen energías renovables y limpias, y también puedan vender sus excedentes cuando existan. Aplica a los clientes de las empresas distribuidoras que tienen como objetivo disminuir su consumo de energía del SIN o del Sistema Aislado, utilizando una planta de generación que utilice fuentes nuevas, renovables y limpias conectadas a líneas de media y baja tensión. Los clientes no podrán participar en el Mercado Ocasional ni en el Mercado de Contratos del Mercado Mayorista de Electricidad, ni vender energía a terceros.

- Los clientes no podrán dividir su carga en diferentes cuentas para una misma finca o propiedades conexas.
- Las plantas de generación deberán tener instalada una medición eléctrica de kWh para registrar toda la energía eléctrica producida por la misma.
- La empresa distribuidora deberá instalar un medidor bidireccional que contabilice las entradas y salidas de energía (Net Metering o Medición Neta que efectúe la medición neta entre la energía eléctrica consumida por el cliente y la energía entregada por la planta de generación a la red del distribuidor.

- Los excedentes no podrán comprarse ni comercializarse entre clientes ni con otros prestadores del servicio público de electricidad distintos a la empresa distribuidora a la cual está conectado. La empresa distribuidora sólo pagará hasta el 25% de la energía que se inyecte a la Red, en base a un análisis del histórico de consumo, lo cual deberá quedar consignado en el Acuerdo de Interconexión.

La instalación de la planta de generación deberá cumplir con:

- Plantas de generación de hasta 500 kW de Capacidad Instalada:
  - Reglamento de Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá (RIE).
- Plantas de generación mayores de 500 kW y hasta 2.500 kW de capacidad instalada:
  - RIE.
  - Supervisión remota por parte del operador de distribución.
  - Supervisión remota por el CND a través del operador de distribución de las variables de potencia y energía consumida y entregada por los clientes que se acojan a este procedimiento.
  - Control de desconexión remoto de la planta de generación por parte del operador de distribución.
- Plantas de generación mayores a 2.500 kW de capacidad instalada:
  - RIE.
  - En el caso de plantas con generación fotovoltaica o eólica el Código de Redes que le aplique, salvo en los aspectos de medición para lo cual aplicará lo dispuesto en este procedimiento.
  - Al resto de plantas de generación que utilicen otro tipo de fuentes nuevas, renovables y limpias, les aplicará el Reglamento de Operación sólo en cuanto a los aspectos de seguridad, supervisión y control.

Por otro lado, la regulación establece que:

- Las plantas particulares de energías renovables y limpias de hasta 500kW que se instalen para autogeneración y que no se interconectan a la red de distribución, no pagan impuesto de importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.
- Las Plantas de energías renovables y limpias de hasta 10MW no pagan tarifa de transmisión ni de distribución, impuesto de importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas, tienen derecho a un incentivo fiscal de hasta el 25% del costo directo del proyecto en base a las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente que sean desplazados durante su período de concesión, aplicable al 100% del impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años de operación comercial, tienen derecho a un incentivo de hasta el 5% del costo directo del proyecto por las obras pasen a ser de uso público, pueden contratar directamente con cualquier empresa de distribución independientemente de donde esté ubicada la planta, hasta el 15% de la demanda máxima de las distribuidoras, en las contrataciones directas el Ente Regulador permite plazos y precios razonables, pueden vender energía en el mercado ocasional, pueden vender su potencia firme a la distribuidora, a otro generador o distribuidor.

- Plantas de energías renovables y limpias de 10 a 20MW: tienen los mismos beneficios que las plantas de energías renovables y limpias de hasta 10MW con las siguientes excepciones: No pagan tarifa de transmisión por los primeros 10MW durante los primeros 10 años de operación comercial; no pueden contratar en forma directa con el distribuidor; El incentivo fiscal de hasta el 25% del costo directo en concepto de reducción de emisiones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año, se aplica hasta el 50% del impuesto sobre la renta y no el 100%.
- Plantas de energías renovables y limpias de más de 20MW y hasta cualquier potencia: tienen los mismos beneficios que las plantas de energías renovables y limpias de hasta 20 MW pero pagan tarifa de transmisión normal.

Se estima que la generación solar distribuida residencial representará un 2,6% de la generación total en el año 2050. Estos usuarios contribuirán en la reducción de las emisiones de contaminantes, al utilizar una tecnología limpia para la generación de energía eléctrica. La generación residencial estimada para el año 2050 es de 932GWh, adicionalmente la generación comercial sería alrededor de 1880GWh, en el año 2050.

## 2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia

### Potencia firme y energía firme

El Reglamento de Operación establece que el CND calculará la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica<sup>80</sup>, FV o eólica con los modelos y metodologías que se definen en el mismo.

Antes del 10 de octubre de cada año, el CND enviará a los participantes productores la potencia firme de largo plazo para el año siguiente. Dentro de los siguientes 10 días los participantes productores podrán enviar observaciones y requerir ajustes. Antes del 1 de noviembre de cada año, el CND debe informar a los participantes y a la ASEP la potencia firme de largo plazo de cada GGC y cada participante productor.

La compra de potencia firme de largo plazo se realiza a través de Contratos (de Suministro<sup>81</sup> o de Reserva<sup>82</sup>) y/o del Servicio Auxiliar de reserva de largo plazo. Cada Distribuidor que no tenga cubierta la totalidad de su obligación de contratar potencia con potencia firme contratada, deberá requerir como Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo la potencia faltante para sus clientes finales.

En un Contrato de Suministro el participante productor compromete una potencia firme de largo plazo, pudiendo el contrato establecer un requerimiento de disponibilidad objetivo, y el participante consumidor se compromete a pagar por cada MW de potencia firme contratada que cumpla la disponibilidad objetivo, de haberse establecido en el contrato dicho requerimiento de disponibilidad, independientemente de que genere o no, hasta la potencia firme de largo plazo contratada.

Cuando un auto generador venda potencia en el mercado, el CND debe considerarlo como un participante productor, al que se aplican las mismas reglas que rigen para los generadores; la potencia que puede vender al mercado corresponderá a la suma de la potencia firme de las unidades que posea menos la potencia Firme destinada por el auto generador para el cubrimiento de los requerimientos propios.

Un participante que represente un contrato de importación con compra de potencia o energía firme de otro país deberá incluir en sus cláusulas la manera en que el CND podrá verificar la disponibilidad de dicha potencia o energía firme. El CND no debe autorizar un contrato de importación de potencia o energía firme si no se cumple y se verifica este requisito.

<sup>80</sup> El Plan Indicativo de Generación muestra las características generales (potencia firme) de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2019.

<sup>81</sup> Contrato mediante el cual los Participantes Consumidores acuerdan con Participantes Productores la compra/venta futura de energía y/o potencia.

<sup>82</sup> Contrato mediante el cual un Participante Productor acuerda con otro Participante Productor la venta de potencia, y/o energía para que el Productor que es la parte compradora, la comercialice.

El participante productor que sea la parte vendedora de un contrato de exportación firme deberá presentar al CND un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo, para demostrar que el contrato no afectará la seguridad de suministro de largo plazo del mercado nacional. El CND establecerá mediante metodología el detalle de los procedimientos, datos y formato del Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo.

Respecto de la planificación, en el largo plazo se evalúa la potencia firme definida en el corto plazo. La potencia firme en el corto plazo se determina de la siguiente forma:

- Central Hidroeléctrica: se utiliza un modelo de simulación hidroeléctrico que reproduce la operación del sistema hidroeléctrico en forma integrada para un periodo hidrológico registrado de un mínimo de 30 años. Este modelo calcula la generación mensual para las centrales a filo de agua o pasada, de embalse o en cascada para el periodo de estudio.
- Central Eólica: se utiliza un modelo de simulación que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 20 años. Los agentes productores eólicos deberán realizar un estudio para cubrir un registro de la velocidad del viento a largo plazo, para un horizonte histórico de por lo menos 20 años, utilizando los datos reales de por lo menos dos años más recientes de medición climatológicos tomados del lugar del proyecto que influyen en el comportamiento del viento. Para lo cual utilizará modelos meteorológicos cuyos resultados deberán incluir las características del recurso eólico disponible, tales como: la información de salidas horarias de la distribución de velocidad del viento, dirección del viento, presión, temperatura y densidad del viento en el emplazamiento del proyecto eólico. Esta base de datos deberá ser entregada al CND.
- Central Térmica: se calcula en función de sus características técnicas y operativas, el requisito de confiabilidad regulado, y el compromiso que asume el participante productor.
- Central Fotovoltaica: se utiliza un modelo de simulación que reproduce la operación de la misma en un periodo meteorológico de un mínimo de 20 años. Los agentes productores fotovoltaicos deberán realizar un estudio para cubrir un registro de la radiación solar a largo plazo, para un horizonte histórico de por lo menos 20 años, utilizando los datos reales de por lo menos los 5 años más recientes de medición climatológicas tomados del lugar del proyecto que influyen en el comportamiento de la radiación solar. Para lo cual utilizará modelos estadísticos aplicados a información meteorológica cuyos resultados deberán incluir las características del recurso solar disponible, tales como: latitud y longitud del instrumento de medición, horas luz o brillo solar, densidad de nubes, temperatura del aire, porcentaje de humedad, orientación e inclinación (seguidor) por mencionar algunos a considerar. Esta base de datos deberá ser entregada a la Dirección de Hidro meteorología de ETESA para su validación y posteriormente entregada al CND.

### **3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables**

#### **Monitoreo y controlabilidad de ERV**

El sistema SCADA, ubicado en las instalaciones del CND, centraliza la Supervisión Control y Adquisición de Datos recolectados de cada una de las subestaciones a nivel nacional y realiza las funciones de control de la frecuencia, voltajes, control de generación de las unidades e intercambio de energía basados en un despacho económico. Las Mediciones registradas a través del Sistema SCADA tienen la finalidad de proporcionar al CND la información de la operación en tiempo real.

Los parámetros a suministrar por los agentes generadores, generadores de Energía Renovable No Convencional (ERNC), auto generadores, cogeneradores, agentes distribuidores, transportistas y

grandes clientes se definen en el Capítulo I del Reglamento de Operación<sup>83</sup>. Para las centrales basadas en ERNC podemos mencionar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo a su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros).

Los Códigos de Redes Eólico y FV establecen que las centrales deberán contar con sistemas de comunicaciones adecuados para transmitir la información requerida por el CND y/o la distribuidora de acuerdo a sus especificaciones y protocolos para monitoreo, medición y control en caso de emergencia. Los equipos de medición deben registrar y transmitir al SCADA de tiempo real y/o servidor de datos del CND las variables que el CND les requiera.

Las transacciones comerciales entre los participantes del mercado del SIN se calcularán utilizando las mediciones tomadas del Sistema de Medición Comercial (SMEC), o de acuerdo a su perfil de consumo, según sea el caso.

Los Códigos de Redes Eólico y FV establecen que los medidores para el SMEC deberán cumplir con lo indicado en el Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales vigentes con excepción de las centrales que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas Renovables y Limpias.

### **Previsión/Predicción de las ERV**

Los Agentes del Mercado deben proporcionar anualmente al CND, antes del 15 de mayo de cada año, la información de su sistema eléctrico que afecte o pueda afectar la operación del SIN.

- Programación de Mediano y Largo Plazo: Los agentes deben suministrar a solicitud del CND la información necesaria para realizar esta programación semestral.
- Programación Semanal: antes de las 10hs del antepenúltimo día hábil de cada semana de despacho, los agentes deben enviar al CND la información necesaria para realizar la programación de la semana siguiente, acuerdo a los procedimientos establecidos en el Tomo III (Manual de Despacho y Planificación Horaria - MDP) del Reglamento de Operación.
- Predespacho Diario: todos los días antes de las 10hs los agentes deben suministrar al CND la información necesaria para realizar el despacho del día siguiente, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Tomo III (MDP).

Para el caso de los intercambios con otros países, los plazos corresponderán a los establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (MER).

En la programación semestral, las centrales hidráulicas deben suministrar sus pronósticos de aportes, las normas de operación de embalses, compromisos aguas abajo y las centrales basadas en ERNC deben suministrar los pronósticos de generación y de su recurso primario según sea el caso.

En la programación semanal, las centrales térmicas deben suministrar la disponibilidad de combustibles, las centrales hidráulicas el nivel de los embalses, pronósticos de aportes y restricciones aguas abajo y las centrales basadas en ERNC deben suministrar los pronósticos de generación y de su recurso primario según sea el caso.

Los agentes generadores de ERNC deberán suministrar los pronósticos en etapas horarias, de los recursos primarios como la velocidad de viento, irradiación solar y otros, según le aplique, hasta las

---

<sup>83</sup> Ejemplos: Medición de tiempo real: Potencia activa (MW), aparente (MVA) y reactiva (MVAR), Medición de frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de Generación, Mediciones de voltaje (kV), Medición del factor de potencia para los transformadores, entre otros.  
Información de Estatus: Regulación automática de la tensión (AVR), Regulación Manual (corriente de campo), Regulación del Factor de Potencia, Regulación de MVAR.

10:00 horas diariamente e informar cualquier modificación hasta las 15:00 horas. Ante la ausencia de los pronósticos se utilizará la declaración entregada para la programación semanal.

El planeamiento de la política del despacho de mediano plazo de los recursos de generación del sistema se realiza optimizando el uso de estos recursos para minimizar el costo de suplir la demanda. El horizonte de optimización se trabaja en etapas semanales, con un horizonte total de 3 años. El resultado del proceso de optimización queda resumido en una "Función de Costo Futuro" que relaciona el costo de operación futuro del sistema con el nivel de todos los embalses.

Seguidamente se aplica la metodología para el programa de despacho semanal utilizando un modelo de corto plazo que definirá las unidades que deben ser convocadas para atender la demanda. Este programa de la operación de la generación será el Predespacho Semanal. La herramienta informática de corto plazo define el arranque de máquinas, determina la operación más conveniente de los embalses con capacidad de regulación en conjunto con la operación de grupos térmicos y la generación de ERNC. Con el despacho mayormente hidrotérmico se seleccionará las unidades de generación que reducen los costos totales de operación.

Tomando como base el resultado de la programación semanal se procede a establecer la metodología a seguir en la revisión final del predespacho diario. El Predespacho Diario considerará la información actual del sistema como la disponibilidad térmica, disponibilidad prevista de los recursos renovables, niveles iniciales de los lagos, disponibilidad de la red transmisión y distribución y el Unit Commitment obtenido del predespacho semanal.

### **Vertidos/Vertimientos**

Panamá solo reconoce como vertimientos los correspondientes a recursos hidroeléctricos. Existe intención por parte de otros generadores de solicitar reconocimiento de vertimiento, el Comité Operativo cuenta con propuestas, pero no existe definición formal al respecto.

Minimizar los riesgos de vertimientos en los embalses es uno de los objetivos de la planificación de la operación del SIN, los cuales deben ser dimensionados en el Informe de Planificación de Operación publicado por la CND cada 6 meses. El riesgo de vertimiento también será determinado en la planificación semanal.

El resultado de la planificación semanal debe incluir la energía prevista a producir en cada una de las centrales, la energía de intercambios internacionales, el riesgo de desabastecimiento, el riesgo de vertimiento y cualesquiera otros datos significativos a la planificación y coordinación de la operación.

La unión eléctrica entre países permite sacar provecho de las diferencias de los regímenes hidrológicos de las cuencas de la región reduciendo las posibilidades de vertimiento, y ofrecen una opción interesante por la ventaja de los precios.

La regulación en Panamá establece que, para cada central hidroeléctrica, se utilizará la penalización por vertimiento mínimo (0.001 kiloBalboas/hectómetro cúbico).

En condiciones de riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento o vertimiento inminente<sup>84</sup>, el compromiso de exportación será asignado directamente a los generadores con contratos de exportación y/o ofertas al mercado de oportunidad regional, que hayan sido previamente asignados en el predespacho regional.

El CND estará obligado a consignar en los Predespachos Diarios, los contratos de exportación y ofertas de oportunidad casados por el Ente de Operación Regional (EOR), a aquellos Generadores en

---

<sup>84</sup> Se considerará que existe una condición de vertimiento inminente cuando, como resultado de la optimización de los recursos de generación que realiza el CND, un embalse con regulación mayor a 90 días, su Costo Variable Aplicable al Despacho es igual a 0 \$/MWh, aunque dicho embalse no haya alcanzado aún su nivel máximo de operación [19].

riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento y/o vertimiento inminente, para que estas transacciones en primera instancia se honren con su propia generación cuando en el Planeamiento Semanal, en los resultados de los estudios considerando las restricciones, y ante la presencia activa de restricciones en el Sistema de Transmisión propiedad de ETESA, las plantas de generación hidroeléctrica que se encuentren en condición de riesgo de vertimiento por restricción, vertimiento o vertimiento inminente, ya sean plantas hidroeléctricas de pasada o plantas hidroeléctricas de embalses, condición que debe estar asociada directamente a restricciones en las líneas de transmisión de ETESA.

Los participantes productores hidroeléctricos tienen la responsabilidad de informar al CND el inicio del vertimiento y la finalización de este evento, inmediatamente se registre el mismo, a través de los medios de comunicación oficiales establecidos para la operación del SIN. Aquellos Productores hidroeléctricos que no cuenten con las señales precisas en el SCADA que validen el vertimiento, por ejemplo, señal de la presa, canal de aducción, cámara de carga u otro, deberán evidenciar este hecho con por lo menos registros fotográficos del nivel u otra evidencia. El CND podrá solicitar ampliación y/o información adicional al Agente para respaldar su condición de vertimiento.

Entre las condiciones identificadas que ocasionan un vertimiento se listan a continuación:

- Restricciones de transporte en algunos de los equipamientos del ST.
- Ante indisponibilidad de los recursos de generación, por salida programada o por salida forzada.
- Aportes extraordinarios (mayores a su capacidad de turbinamiento según su concesión) debido a la alta hidrología en la cuenca.

En el caso de centrales hidráulicas, cuando la programación en un horizonte de 6 semanas muestre una probabilidad de vertimiento mayor al 50%, el CND deberá informar a los agentes nacionales de esta situación y suspender los trámites tanto para los contratos como las ofertas de importación.

#### **4. Control de frecuencia**

##### **Reserva de regulación primaria**

La Reserva Rodante está constituida por unidades sincronizadas a la red eléctrica y que aportan potencia adicional en tiempo real para corregir las desviaciones de frecuencia producto de los desvíos normales en la producción y en el consumo, de la cual forman parte la regulación primaria y secundaria. El margen de reserva rodante será inicialmente de 5% de la demanda de punta proyectada (incluyendo la exportación). La reserva rodante será aportada por todos los generadores sincronizados al SIN en forma proporcional a su capacidad disponible y de acuerdo con lo establecido en el artículo (Manual de Operación y Mantenimiento - MOM.1.27) del Reglamento de Operación. Se exigen de esta obligación los generadores eólicos, y los hidráulicos por motivos de vertimientos.

La Regulación Primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda. En esta regulación no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés).

La regulación en Panamá dictamina que todas las unidades generadoras sincronizadas a la red, deben aportar Regulación Primaria, a menos que exista un problema operativo temporal. Es decir, deberán permitir que los gobernadores de sus unidades respondan a desviaciones de la frecuencia del SIN. Todos los gobernadores deberán ser capaces de proveer una respuesta inmediata y sostenida a desviaciones de frecuencia.

La porción de Reserva Regulante<sup>85</sup> que puede aportar cada unidad generadora asociada a su regulación primaria está dada por la potencia adicional obtenida por acción del gobernador (speed droop) para una desviación de frecuencia no mayor de 0.1 Hertz.

Adicionalmente, los estudios de la red eléctrica del SIN serán el medio por el cual se establecerán las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exijan una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El CND deberá contar con estudios del sistema eléctrico para proponer justificadamente los parámetros de seguridad con que deberá operar en condiciones normales y de emergencia, particularmente en caso de déficit de oferta. Dichos estudios serán elevados a los agentes para sus observaciones. Esta actividad incluirá estudios técnico - económicos para determinar márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia entre otros.

### **Reserva de regulación secundaria**

La Regulación Secundaria será la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del AGC, esta permite corregir la desviación acumulada por la Regulación Primaria y el tiempo de respuesta será de 4 segundos o menos.

Las unidades disponibles para regulación secundaria de frecuencia serán aquellas que puedan ser manejadas por el AGC y que cuenten con una rampa mínima de 5 MW o más por minuto.

Las plantas de generación con capacidad de regulación de al menos 6 horas a turbinado mínimo y que tengan una capacidad igual o mayor a 40 MW, deberán participar obligatoriamente del servicio de reserva secundaria. Las plantas que participen serán sincronizadas en orden de costo variable ascendente, para cubrir la necesidad de regulación secundaria.

### **Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa**

La Reserva Fría es el margen de generación sobre la demanda pronosticada para las próximas veinticuatro horas que permite cubrir desviaciones con respecto a lo planificado debido a contingencias. Será provista por unidades no sincronizadas que deben tener la capacidad de sincronizarse en un tiempo máximo de quince minutos una vez dada la orden del CND.

El margen de reserva fría requerido por el sistema deberá ser fijado por el CND de acuerdo a estudios técnico – económicos que permitan adecuar el costo de este servicio con la calidad de servicio requerida. El CND deberá informar a los generadores cuáles unidades constituyen estas reservas de manera que estén en condiciones de sincronizar las máquinas en los tiempos máximos requeridos. El CND deberá suministrar esta notificación junto con la información del despacho diario para el día siguiente.

Los estudios de la red eléctrica del SIN serán el medio por el cual se establecerán las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exijan una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El CND deberá contar con estudios del sistema eléctrico para proponer justificadamente los parámetros de seguridad con que deberá operar en condiciones normales y de emergencia, particularmente en caso de déficit de oferta. Dichos estudios serán elevados a los agentes para sus observaciones. Esta actividad incluirá

---

<sup>85</sup> Reserva Regulante: Es la cantidad de Reserva Rodante asociada a la Regulación Primaria y Secundaria de las unidades generadoras, y como tal responde a corto plazo con las variaciones normales de la demanda. Tal como lo establece el MON.1.24 del Reglamento de Operación, la Regulación Primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema debida únicamente a la acción del regulador de velocidad de la unidad. El MON.1.25 denomina Regulación Secundaria a la respuesta debida a la acción del Control Automático de Generación (AGC).

estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.

## 5. Control de tensión

### Rango de operación de potencia reactiva

El Reglamento de Transmisión indica que:

- Las Transmisoras deben contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el Reglamento de Transmisión. Establece las variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal que las transmisoras deben asegurar, en cada punto de interconexión del SPT. Las transmisoras deben cumplir operativamente con los límites de niveles de tensión de diseño promedio en intervalos de 15 minutos para el SPT.
- Las distribuidoras y grandes clientes conectados al SPT deben mantener en sus puntos de interconexión con el SPT y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, los "valores tolerados" del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el ST.
- Las generadoras conectadas al SPT o de conexión de transmisión de ETESA, y las conectadas a las líneas de distribución en 44 kV o a las líneas de AT de las distribuidoras, deben operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico.
- El requerimiento de potencia reactiva para las centrales eólicas debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión; o sea que para una central eólica con una capacidad instalada total de 220 MVA, el requerimiento de potencia reactiva en el punto de conexión sería de  $0.4 \times 220 = 88$  MVAR tanto en adelanto como en atraso. Las centrales FV deberán ser diseñadas para suministrar la potencia activa disponible, con capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva para factores de potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado (+/- 0.95) disponible desde el 20% de la potencia activa disponible medida en el punto de conexión.

El cálculo de los recargos debidos a niveles de tensión y control de potencia reactiva que deben hacer frente las transmisoras, distribuidoras, grandes clientes conectados al SPT y generadores, se efectuará teniendo en cuenta el Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva, el cual se establece en 3.74 B/. /MVARh. Cuando las condiciones así lo requieran la ASEP podrá modificar mediante resolución este valor unitario de compensación sobre la base de los requerimientos de potencia reactiva necesarios para mantener el correcto funcionamiento del sistema con una reserva adecuada.

En lo referente a la planificación, los agentes del mercado deben proporcionar a ETESA, a más tardar el 1 de noviembre de cada año, la información de carga histórica, actual y pronosticada. Los datos de carga requeridos son:

- Datos de demanda (potencia activa y reactiva) y energía activa.
  - Los distribuidores deben proporcionar la información de la carga relacionada con su sistema de distribución.
  - Los grandes clientes, auto generadores y cogeneradores deben proporcionar los datos de carga que requieren sus respectivos sistemas.

- Datos de demanda (potencia activa) diaria:
  - Los distintos agentes del mercado deben proporcionar la información de carga requerida para construir las curvas de carga diaria, de acuerdo con cada uno de sus puntos de interconexión.
  - Demanda máxima diaria, no coincidente, en los puntos de interconexión, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
  - Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "máxima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
  - Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "mínima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
- Pronóstico de carga para los próximos veinte (20) años.
  - Con el fin de establecer los requerimientos de demanda y energía en el SIN, cada agente del mercado deberá proporcionar a ETESA, un pronóstico mensual de demanda activa y energía activa para los próximos 20 años de su respectivo sistema.

### **Modos de control de potencia reactiva**

El control Potencia Reactiva controla la inyección y absorción de la Potencia Reactiva en el Punto de Conexión, independientemente de la Potencia Activa y el voltaje.

La regulación establece que en condiciones de operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P-Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P-Q mencionada.

Para participar en el control de tensión, cada uno de los generadores eléctricos con turbina de viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del CND. Deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor.

Para que las Centrales FV contribuyan al balance de potencia reactiva y regulación de voltaje en el punto de conexión, deberán ser diseñadas con la capacidad de operar en modo de control de voltaje, modo de control de factor de potencia y modo de control de potencia reactiva. Si el punto de ajuste del control de potencia reactiva requiere ser modificado por el CND o la distribuidora, las Centrales deberán actualizar el valor del punto de ajuste actual por el nuevo valor en menos de 3 segundos. Las Centrales deberán responder al nuevo punto de ajuste en menos de 30 segundos después de recibida la orden de cambio del punto de ajuste.

Además, El CND debe contar con estudios del sistema eléctrico para proponer justificadamente los parámetros de seguridad con que deberá operar en condiciones normales y de emergencia, particularmente en caso de déficit de oferta. Dichos estudios serán elevados a los agentes para sus observaciones. Esta actividad incluirá estudios eléctricos que permitan determinar los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de tensión.

## **6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas**

### **Capacidad de soportar huecos de tensión**

Hueco de tensión es el período de reducción transitoria de la tensión por debajo de su rango operativo y hasta su recuperación permanente dentro de este rango. Generalmente provocado por una falla transitoria en la red eléctrica.

## 7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables

### Almacenamiento

Los sistemas de acumulación de energía permiten almacenar la energía en el momento en que se tiene disponible y posteriormente utilizarla cuando sea necesario, con el fin de mitigar la variabilidad de las tecnologías de producción de ERNC. El Tomo II del Plan Indicativo de Generación de ETESA de 2019 describe de modo exhaustivo las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica y sus aplicaciones en la red.

Sin embargo, no existe regulación nacional aprobada en Panamá que incluya el almacenamiento de baterías, por el momento existe una propuesta de modificación al Reglamento de Operación para incluir esto como Regulación Primaria de Frecuencia.

Un sistema de almacenamiento energético que cuente con un margen de potencia activa suficiente podrá contribuir a la regulación primaria de frecuencia que todos los generadores existentes y futuros deben aportar en el Sistema Eléctrico Regional (SER); así como con las características de estatismo y banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia o cualquier otra característica técnica que al efecto establezca la regulación regional y nacional para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

### Micro-redes

La Oficina de Electrificación Rural (OER) proyecta lograr en Panamá el acceso universal a la energía para 2030, y las micro redes son uno de los mecanismos para lograrlo. Particularmente, la Secretaría Nacional de Energía (SNE) está comprometida con permitirles acceso a recursos energéticos, a comunidades de la Comarca Guna Yala y Madugandí.

### Acoplamiento sectorial

La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica de la Agenda de Transición Energética publicada por la SNE define la necesidad de reducir la dependencia de importación de combustibles fósiles, contribuyendo con la salud de la población y el cuidado del medio ambiente y desarrolla 5 líneas de acción:

- i) Normativas y reglamentaciones necesarias para una movilidad eléctrica sostenible
- ii) Implementación de la movilidad eléctrica en flotas vehiculares
- iii) Sostenibilidad ambiental
- iv) Incentivos y financiamiento para la movilidad eléctrica
- v) Fomento y divulgación del conocimiento en torno a la movilidad eléctrica

Adicionalmente, el Proyecto de Ley 162 (Anteproyecto 194) establece un marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica en Panamá, rige el proceso de transformación energética del transporte terrestre de combustión interna a movilidad eléctrica<sup>86</sup> y establece medidas e incentivos para fortalecer el mercado de vehículos eléctricos en el sector público y privado.

---

<sup>86</sup> Publicada en Gaceta Oficial N°28892-A, bajo Resolución de Gabinete N°103 (De lunes 28 de octubre de 2019).

## 8. Códigos de red

### Código de red

Existen definiciones de Código de Redes vinculadas a las tecnologías fotovoltaicas y eólicas:

- El Código de redes fotovoltaico incluye las normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de los sistemas de centrales solares y centrales solares con tecnología fotovoltaica al SIN.
- El Código de Redes, contiene las Normas Técnicas, Operativas y de Calidad, que deben cumplir para conectarse al SIN los agentes del mercado que tengan una Licencia de Generación Eólica que utilicen generadores eléctricos impulsados por turbinas de viento.

Por otro lado, en Panamá se establece:

- El Reglamento de Transmisión regula el sistema de transmisión en lo referente a su definición, derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Por su parte, el Reglamento de Operación es el conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del SIN.
- El RDC regula las actividades de distribución y comercialización.

## 9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

### Modelo de pago por uso

Los medidores prepagos fueron introducidos mediante resolución AN-3970/2010 a nivel residencial para dar una alternativa a aquellos clientes de bajos ingresos de contar con el sistema de energía eléctrica. Los medidores funcionan mediante la compra prepagada de energía, de acuerdo con la capacidad de pago real de las familias, principalmente aquellas con economía informal.

Adicionalmente, la Res. AN-4337-Elec/2011 determina el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepagos en la república de Panamá.

## 10. Mecanismos de remuneración para ERV

### Licitaciones / Subastas

Las Reglas de Compra tiene el propósito de establecer los parámetros, criterios y procedimientos que deben cumplir las contrataciones de:

- Potencia para los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica, lo cual incluye a los clientes regulados de éstas y a los grandes clientes que estén vinculados a sus redes de distribución o que se desvinculen de éstas y se conecten directamente al ST.
- Energía para los clientes regulados de las empresas de distribución eléctrica.

La responsabilidad en cuanto a la ejecución del acto de concurrencia para la contratación de la compra de potencia y/o energía, la preparación de los pliegos, la convocatoria, la evaluación y adjudicación de los contratos, corresponde a ETESA, quien deberá asegurarse de que los contratos resultantes atiendan únicamente a factores de economía, eficiencia y garantía de suministro.

Los parámetros, criterios y procedimientos aquí descritos no aplican para:

- Compras de potencia y/o energía para atender la demanda de Sistemas Aislados.

- Compras de potencia y/o energías dedicadas exclusivamente a la atención de clientes ubicados en zonas rurales.
- Compras de potencia o de potencia y energía de Grandes Clientes que se conecten directamente al Sistema de Transmisión y que no hayan estado vinculados previamente a las redes de distribución.
- Compras de energía de los grandes clientes que participan en el mercado mayorista de electricidad.
- Actos de Concurrencia de Energía Excedente, para lo cual se considerará que la energía excedente es aquella que es ofertada por los proponentes y que no está comprometida mediante contratos de suministro o de reserva.

Los contratos resultantes serán asignados por ETESA a las empresas de distribución eléctrica, para su firma y ejecución, de acuerdo a las necesidades de contratación de cada empresa de distribución. En este sentido, cada empresa de distribución eléctrica contratará la potencia de todos los grandes clientes ubicados en su zona de concesión como parte de su propia demanda, y le transferirá a los mismos su precio promedio de abastecimiento de potencia.

Para las compras gestionadas por ETESA, se debe presentar el Documento de Licitación el cual debe estar en conformidad con el Documento Estándar de Licitación aprobado por la ASEP, el cual debe ser aprobado por la ASEP. Este documento contendrá como mínimo:

- El llamado a presentación de ofertas.
- Instrucciones a los proponentes.
- El formulario de las ofertas.
- El modelo del contrato.

Las Reglas de Compra también establecen que en la celebración del acto de recepción de ofertas se observarán las siguientes reglas: cada proponente enviará o entregará un sobre cerrado que contenga su propuesta, cumpliendo con los requisitos que se indiquen en el Documento de Licitación respectivo. ETESA procederá a abrir los sobres en el orden cronológico de presentación y se dará lectura, en voz alta, a las propuestas. Finalmente se levantará un acta con las propuestas admitidas y las rechazadas con las razones de rechazo.

Adicionalmente, la Ley 44/2011 establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Esta permite licitaciones públicas para la compra de energía y/o potencia, exclusivos para centrales eólicas, con contratos hasta por quince años. La Ley 18/2013 modifica la Ley 44/2011 e indica que el porcentaje de energía eléctrica que podrá ser contratada no podrá superar el determinado por la SNE. Las Reglas para la Compraventa de energía mediante actos de concurrencia exclusivos para centrales de generación eólica determina los parámetros, criterios y procedimientos de la misma.

Además, la Ley 37/2013 establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares. Esta permite realizar licitaciones públicas para la compra de energía y/o potencia, exclusivos para tecnologías solares, con contratos hasta por veinte años. Las Reglas para la Compraventa de energía mediante actos de concurrencia exclusivos para centrales de generación solar determina los parámetros, criterios y procedimientos de la misma. El porcentaje de energía eléctrica que podrá ser contratada no podrá superar el determinado por la SNE. Se permite un margen correspondiente al 5% de la Energía Asociada Requerida.

En cuanto a la planificación, el Plan energético nacional 2015-2050 plantea la actualización del diseño de licitaciones para compras de energía para asegurar el suministro de energía eléctrica. La presente línea de acción se enfoca en la actualización del diseño del mecanismo de compras de energía y potencia, siendo para este fin necesario proponer modificaciones al marco institucional y normativo sectorial para adaptarlo a un mecanismo de licitaciones principalmente de largo plazo convocadas con suficiente anticipación, que incentiven la competitividad entre inversionistas al permitir la participación de diferentes tecnologías. Se propone utilizar mecanismos de adjudicación en más de una etapa para maximizar la competitividad de precios. Los objetivos son lograr que se adjudiquen contratos por la totalidad de la energía y potencia requerida a largo plazo, se asegure el ingreso de nueva generación para cubrir la demanda y contar con excedentes que promueven la competencia en el corto plazo, siendo una opción la contratación de sub-bloques o en múltiples unidades de un mismo producto y las fórmulas de precios para lograr contratos en que puedan competir distintas tecnologías. Existe también la tendencia a aproximarse hacia procesos de licitaciones con mecanismos de adjudicación en más de una etapa en las que se pueda encontrar o descubrir el precio real del producto licitado de forma competitiva maximizando la competitividad de precios y minimizando los costos de información y transacción (subastas dinámicas).

### **Medición neta**

El Net metering o Créditos de energía es el sistema mediante el cual la energía inyectada a la red genera un crédito de energía en kWh que posteriormente es consumido por ese cliente en forma de energía. No hay transacción económica. Se permiten instalaciones hasta 500kW.

La ASEP establece que en el caso de los clientes con plantas de generación que utilicen fuentes nuevas, renovables y limpias, la conexión al sistema de distribución de la empresa distribuidora se debe efectuar con un medidor, que contabilice las entradas y salidas de energía (net metering o medición neta), que efectúe la medición neta entre la energía eléctrica consumida por el cliente y la energía entregada por la planta de generación a la red del distribuidor.

Para ello, la empresa deberá instalar, a su costo, un medidor bidireccional, que efectúe la medición neta entre la energía eléctrica consumida por el cliente y la energía entregada a la red de la empresa.

La empresa distribuidora facturará mensualmente al cliente con uno de los métodos siguientes, aplicando los subsidios correspondientes tomando como referencia el consumo neto que resulte:

- Cuando la medición neta mensual muestre un consumo en (kWh): se facturará el cargo fijo, la demanda leída (kW) (de tener una tarifa con demanda) y la energía (kWh) que resulte como consumo neto. El consumo neto se produce cuando los kWh consumidos por el cliente de la red son mayores a los kWh entregados por el cliente a la red, medidos en el medidor bidireccional instalado. Los cargos que correspondan se facturarán de acuerdo con la tarifa regulada vigente y también podrán aplicar otros cargos contenidos en la tarifa vigente.
- Cuando la medición neta mensual muestre inyección en (kWh): se facturará el cargo fijo, la demanda leída (kW) (de tener una tarifa con demanda) y la energía que resulte como inyección se acumulará como créditos de energía (kWh). La inyección se produce cuando los kWh entregados por el cliente a la red es mayor a los kWh consumidos por el cliente de la red, medidos por el medidor bidireccional instalado. Los cargos que correspondan se facturarán de acuerdo con la tarifa regulada vigente y también podrán aplicar otros cargos contenidos en la tarifa vigente.

El cliente tendrá derecho a acumular créditos excedentes en kWh, en períodos anuales o semestrales, hasta un límite máximo de 25%, en base a un análisis del histórico de consumo, lo cual

deberá quedar consignado en el Acuerdo de Interconexión<sup>87</sup>. La energía inyectada a la red del distribuidor superior al 25% evaluado en el período para los clientes, deberá ser cuantificada por las empresas distribuidoras y el tratamiento de la misma se establecerá en el Régimen Tarifario de Distribución del RDC.

Para cada periodo de facturación mensual vencido, la empresa distribuidora contabilizará los créditos y los aplicará al siguiente período de facturación hasta el límite de créditos máximo establecido en el acuerdo de interconexión.

## 11. Diseño de Mercado

### Mercado de capacidad o mercado de potencia

En el mercado "Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo - SARLP" los generadores ponen a disposición su potencia firme y son remunerados típicamente a un precio de potencia determinado para cubrir la anualidad de costos fijos (Inversión, OyM) de la unidad de generación de menor costo fijo disponible en el mercado, típicamente una unidad tipo TG operando a Diesel (en Panamá este precio tiene un valor máximo de 8.9 USD/kW-mes).

El objeto del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es garantizar los compromisos de disponibilidad de potencia para cubrir la garantía de suministro de los clientes de la República de Panamá. La reserva de largo plazo es la reserva requerida en la operación del sistema para la calidad del servicio, incluyendo el mantenimiento de la frecuencia y capacidad de respuesta ante perturbaciones menores.

La ASEP publicó la Metodología para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (SAERLP).

### Mercado de energía a largo plazo

El Mercado de Contratos es un mercado de largo plazo, donde las empresas distribuidoras y los grandes usuarios buscan garantizar su suministro. De acuerdo con el diseño del modelo de mercado panameño, las distribuidoras deben contratar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados, la cual realizan mediante actos públicos. Si esto se cumple, lo anterior significa que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados, que proporciona estabilidad en los precios y no los expone a la volatilidad de los precios del mercado ocasional de corto plazo.

La ASEP establece que el Mercado de Contratos estabiliza los precios y promueve la inversión en nueva capacidad, lo cual, a su vez, garantiza el suministro de largo plazo. Los contratos generalmente tienen una remuneración constante de capacidad por la potencia firme comprometida y una remuneración por energía en base a la energía comprometida (contrato financiero). En general, los ingresos de las centrales eléctricas se basan en gran medida en la remuneración recibida de los contratos de largo plazo.

De acuerdo al objeto, se establecen dos tipos de contratos en el Mercado de Contratos:

- i) Contrato de Suministro, para la venta de energía y/o potencia de un participante productor a participantes consumidores, con el objeto de cubrimiento de la garantía de suministro y estabilización de precios de los participantes consumidores o de un distribuidor a un gran cliente.

---

<sup>87</sup> Entre la empresa distribuidora y el cliente que instale la planta de generación.

- ii) Contratos de Reserva, para la venta de potencia y/o energía de un participante productor a otro participante productor.

De acuerdo a la localización de las partes, se definen dos tipos de contratos:

- i) Contratos Nacionales, en que ambas partes son participantes nacionales, y en que los nodos de generación y/o entrega comprometidos se ubican en la República de Panamá.
- ii) Contratos de Importación y Exportación, en que una parte es un participante nacional, que produce o consume en la República de Panamá, la otra parte es un participante extranjero que produce o consume en otro país, y el intercambio se realiza a través de una o más redes de interconexión internacional.

La regulación en Panamá indica que cada contrato debe incluir una cláusula en la que el participante productor se comprometa a operar de acuerdo a las instrucciones del CND que resulten del despacho económico centralizado y de la operación integrada, según las normas y procedimientos que se definen en el Reglamento de Operación. Debe indicar también que compromete su aporte a los servicios auxiliares para la calidad del servicio que requiere la operación segura de la red, de acuerdo a los criterios de calidad vigentes en la operación integrada.

### **Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía**

El Mercado Spot es un mercado de oportunidad conocido como "Mercado Ocasional" donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, para compensar desvíos entre la energía horaria contratada y el consumo horario real. Este mercado fue diseñado como compensación entre generadores solamente. Tal como indica la ASEP, cada vez que un generador vende su producción en el mercado spot, recibe el precio spot horario (costo marginal de corto plazo del sistema) por la cantidad de energía producida.

### **Intercambios transfronterizos**

Se denomina Interconexión Internacional al conjunto de transacciones relacionadas con la transferencia de energía y potencia entre países. Es importante destacar que las interconexiones internacionales eléctricas son esenciales para garantizar una integración de los mercados y la creación de un mercado único de la energía, y también juegan un papel relevante de cara a alcanzar un modelo energético descarbonizado, aportando valor a la seguridad de suministro de los sistemas interconectados.

Las instituciones en relación con los intercambios transfronterizos de energía y potencia en Panamá son principalmente:

- El Consejo director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER): organismo que define la política de integración eléctrica.
- El EOR cuya función principal es la de coordinar con los entes nacionales de despacho la operación integrada de los sistemas eléctricos de América Central con criterio de despacho económico.
- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): Ente Regulador y normativo del MER según establece el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos.

El SER es el Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros según definido en el Reglamento del MER y, el MER, es una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, con intercambios de corto plazo y mediante contratos de mediano y largo plazo efectuados entre empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de los países signatarios del Tratado Marco. El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha del MER.

Particularmente, la Interconexión Colombia - Panamá (ICP) es un proyecto que consiste en una línea de transmisión eléctrica de Panamá hacia Colombia con un recorrido de 500km y una capacidad de 400MW con un nivel de tensión de 300kV.

La regulación en Panamá indica que los contratos de importación y exportación deben cumplir los requisitos definidos para el Mercado de Contratos, y serán administrados de acuerdo a los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo diferencias explícitas en las Reglas Comerciales, bajo los principios de reciprocidad, competencia, calidad, seguridad y confiabilidad que se detallan en las normas internacionales.

Adicionalmente, todos los generadores existentes y futuros deben contribuir con la RPF por medio de la acción de sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes), y en aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la RPF, esta deberá proveerse por cualquiera de las siguientes alternativas:

- A través de la asignación de uno o varios generadores sustitutos.
- Por medio de un sistema de almacenamiento energético que cuente con un margen de potencia activa suficiente que le permita cumplir con la respectiva contribución de RPF, así como con las características de estatismo y banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia o cualquier otra característica técnica que al efecto establezca la regulación regional y nacional para la prestación del servicio de RPF.

En caso de que la contribución a la RPF de parte de una unidad generadora deba ser provista a través de cualquiera de las alternativas mencionadas, el agente respectivo deberá obtener la aprobación del operador del sistema/mercado respectivo. Las condiciones específicas técnicas y comerciales serán regidas con lo que al efecto establezca la regulación nacional de cada país. Para el caso particular de la generación eólica y fotovoltaica se deberá entender por unidad generadora a la central generadora.

### **Certificados de atributos de energía**

Los Certificado de Reducción de Emisiones (CER) son una constancia que acredita los beneficios ambientales de la reducción o el desplazamiento de emisiones de gases con efecto invernadero a que se refiere la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto, aprobado mediante la Ley 88/1998, debidamente certificados como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) equivalente por año, por entidades facultadas y capacitadas para el monitoreo y verificación de estas.

El concesionario o licenciatario se compromete a llevar a cabo los trámites para registrar el o los proyectos, como proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los cuales serán presentados por la Autoridad Nacional de Ambiente de Panamá (ANAM) como parte de la cartera de proyectos MDL del país. La Dirección General de Ingresos del Ministerio de Economía y Finanzas, llevará un control de los créditos y exenciones que de conformidad con la Ley 45/2004 se reconozcan y/o apliquen, así como de los CER's de CO<sub>2</sub> equivalentes que haya logrado vender el concesionario o licenciatario.

### **Mercados de carbono**

El Ministerio de Relaciones Internacionales (MIRE) establece que para preservar la naturaleza y atender los efectos del calentamiento global, el Gobierno planteó la iniciativa de convertir el país en un Hub de Carbono para la región, por medio de un Mercado de Carbono, como herramienta al servicio de los negocios ambientales, para llevar a la práctica los objetivos y planes en relación al cambio climático. El Mercado de Carbono para el comercio de certificados de carbono, mecanismo económico desarrollado en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, constituiría un instrumento destinado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir con el objetivo de estabilizar las concentraciones de estos gases en la atmósfera.

Además, el Proyecto “Cálculo del Factor de Emisiones del Sistema Interconectado de Panamá” indica que de acuerdo a las pautas metodológicas establecidas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) y la herramienta puesta a disposición “Herramienta para el cálculo del factor de emisiones de una red eléctrica<sup>88</sup>”, por cada MWh de energía inyectado a la red panameña, un proyecto solar o eólico podrá reclamar 0.5899 CERs o certificados equivalentes en los mercados de carbono. Del mismo modo, los demás proyectos podrán recibir 0.3932 CERs por MWh inyectado a la red.

### Tarifas de tiempo de uso (ToU)

La ASEP establece que la Tarifa por Bloque Horario se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

Aplica para clientes conectados a:

- BT: denominada BTH.
- MD: denominada MTH.
- AT: denominada ATH.

Para el cálculo de la tarifa por bloque horario se considera:

- Cargo fijo: B/. Cliente mes.
- Cargo por energía en Punta: B/. kWh.
- Cargo por energía Fuera de Punta B/. kWh.
- Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta: B/. kW/mes.
- Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta: B/. kW/mes.

## G. Perú

### 1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

#### Frecuencia

En condiciones de operación normal, la frecuencia de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) coincide con la frecuencia nominal de 60 Hz (OSINERGMIN, s.f.).

Todas las centrales de generación deben operar al nivel de frecuencia nominal. No obstante, se tienen las Centrales de Generación No Convencional (CGNC)<sup>89</sup>, las cuales igualmente operan a frecuencia nominal, pero también se les permite operar en un rango que oscila entre los 57,0 Hz y 62,0 Hz, tal y como se muestra en el cuadro 2.

Asimismo, la CGNC deberá permanecer conectada incluso ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta  $\pm 2$  Hz por segundo.

<sup>88</sup> “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, EB 75, Anexo 15, disponible en: [http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf/history\\_view](http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf/history_view).

<sup>89</sup> Centrales de Generación No Convencional (CGNC) con RER, cuya tecnología no utiliza un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador al SEIN, con potencias iguales o mayores a 500 kW.

**Cuadro 2**  
**Tolerancias de Frecuencias de las CGNC**

Frecuencia	Tiempo mínimo sin disparo
$f < 57 \text{ Hz}$	0,30 s
$57 \text{ Hz} \leq f < 57,8 \text{ Hz}$	10 s
$57,8 \text{ Hz} \leq f < 58,4 \text{ Hz}$	30 s
$58,4 \text{ Hz} \leq f < 59,4 \text{ Hz}$	30 min
$59,4 \text{ Hz} < f \leq 60,6 \text{ Hz}$	Operación continua
$60,6 \text{ Hz} < f \leq 61,6 \text{ Hz}$	30 min
$61,6 \text{ Hz} < f \leq 62,0 \text{ Hz}$	30 s
$f > 62,0 \text{ Hz}$	0,3 s

Fuente: COES-Sinac, 2013.

En situaciones excepcionales, y a solicitud del COES, las CGNC deberán ser capaces de operar de forma intencionada por debajo de su potencia activa total producible con el objeto de disponer de capacidad de reserva secundaria en caso de reducción de frecuencia de la red.

### Sistemas de transmisión

En el mercado eléctrico peruano, el sistema de transmisión está compuesto por un conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 30 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica (COES, 2020).

La transmisión de energía eléctrica en el Perú se efectúa mediante el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS. AA.), ambos sistemas reúnen un total de 21.589 km de líneas de transmisión, con niveles de tensión superiores a 30 kV.

Las principales empresas concesionarias que desarrollan la actividad de transmisión eléctrica son: Red de Energía del Perú S.A. que dispone de 4.660 km (22% del total nacional); Consorcio Transmataro S.A. (10%), el Grupo Abengoa compuesto por ATN, ATS y ATN1 (10%), Red Eléctrica del Sur. S.A., Eteselva S.R.L., Interconexión Eléctrica ISA Perú, Consorcio Energético Huancavelica S.A., Etenorte S.R.L. y Transmisora Eléctrica del Sur S.A. totalizando una longitud de 11.249 km de líneas (52% del total nacional) (MINEM, s.f.).

El sistema de transmisión tiene cuatro grandes categorías de sistemas de transmisión<sup>90</sup> que conforman un sistema mayor denominado Sistema Interconectado:

Sistema Interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

- Sistema Principal de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
- Sistema Garantizado de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión que se construye como resultado del Plan de Transmisión, que es elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

<sup>90</sup> Es importante señalar que los Sistemas Principal y Secundario de Transmisión existen desde la emisión de la Ley de Concesiones Eléctricas (1992) y que los Sistemas Garantizado y Complementario de Transmisión se crearon a partir de la Ley N° 28832 (2006); es decir, la nueva infraestructura de transmisión se está construyendo bajo estas dos nuevas categorías.

- Sistema Secundario de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.
- Sistema Complementario de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión que es construida por iniciativa propia de los agentes, de los Distribuidores y que forman parte del Plan de Inversiones.

Las tarifas de transmisión son reguladas por la Gerencia de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN - ex Comisión de Tarifas de Energía) independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

Los generadores conectados a los sistemas de transmisión pagan una parte del Costo Total de Transmisión a través del concepto Ingreso Tarifario y el complemento lo paga la demanda mediante el concepto denominado peaje. El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión. La anualidad de la inversión se calcula considerando el costo total de la inversión del sistema de transmisión, su vida útil y la tasa de actualización correspondiente fijada en el artículo 79° de la LCE.

### Sistema de distribución

El Sistema de Distribución es el conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 30 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica (COES, 2020).

Las principales concesionarias de Distribución en el Perú son:

**Cuadro 3**  
**Concesionarias de distribución en el Perú**

Empresa	Tipo	Departamento
Luz del Sur S.A.A.	Privada	Lima
ENEL Distribución Perú S.A.	Privada	Lima
Electronorte S.A.	Estatal	Lambayeque, Cajamarca, Amazonas
Hidrandina	Estatal	La Libertad, Cajamarca, Ancash
Electronoroeste S.A.	Estatal	Piura, Tumbes
Electrocentro S.A.	Estatal	Pasco, Junín
SEAL	Estatal	Arequipa
Electrosur S.A.	Estatal	Tacna, Moquegua
Electro Sur Este S.A.	Estatal	Cusco, Madre de Dios
Electro Dunas S.A.	Privada	Ica
Electropuno S.A.	Estatal	Puno
Electro Oriente S.A.	Estatal	Loreto y San Martín

Fuente: Elaboración propia en base a datos de OSINERGMIN.

Las tarifas de distribución son reguladas por el OSINERGMIN, independientemente si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia. El Valor Agregado de Distribución (VAD) se calcula para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos<sup>91</sup> que son establecidos por el MINEM, a propuesta de OSINERGMIN.

<sup>91</sup> Sector de Distribución Típico: Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

El VAD se basa en una empresa modelo eficiente y considera los costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía; las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

### **Generación distribuida**

Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado (MINEM).

La Generación Distribuida (GD) es una instalación de generación conectada directamente a la red de distribución eléctrica y se subdivide en<sup>92</sup>:

- Mediana Generación Distribuida (MGD): Instalación cuya base normativa corresponde a la Ley N° 28832<sup>93</sup>, con capacidad mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW, que se conecta a la Red de Distribución en Media Tensión.

La MGD podrá optar entre las siguientes modalidades de comercialización:

- Mediante contrato de suministro suscrito con la distribuidora para el abastecimiento de usuarios libres a precios acordados entre las partes;
  - Mediante contrato de suministro suscrito con usuarios libres a precios acordados entre las partes;
  - Mediante participación en licitaciones de suministro;
  - A través de inyecciones de excedentes MGD al mercado mayorista de electricidad siendo integrantes del COES.
- 
- Micro generación Distribuida (MCD): Instalación de titularidad de un usuario del servicio público de electricidad, cuya base normativa corresponde al Decreto Legislativo 1221<sup>94</sup> y que se conecta a la red de distribución en Baja Tensión o Media Tensión. La potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia del suministro contratada con la distribuidora y en ningún caso dicha potencia podrá superar los 200 kW. Las tecnologías de generación de electricidad consideradas para la MCD son: Biomasa, eólica, solar, hidráulica y cogeneración.
  - Por el consumo de energía, la MCD deberá pagar peaje y cargos tarifarios. Si en un determinado mes se generan excedentes de MCD, estos representan un crédito de energía en favor del titular de la MCD, el cual podrá ser utilizado a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes, teniendo como límite el periodo de un año calendario (MINEM, 2018).

---

<sup>92</sup> El concepto de Generación Distribuida sí está definido de manera general en la normativa existente; no obstante, es importante señalar que las definiciones de Mediana Generación Distribuida y Micro generación Distribuida están aún en proyecto (no han sido aprobadas oficialmente; se estima que esto se hará, mediante Decreto Supremo, el año 2021).

<sup>93</sup> Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

<sup>94</sup> Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

## 2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia

### Potencia y energía firme

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) dentro de sus procedimientos técnicos (PR)<sup>95</sup> cuenta con documentos específicos sobre los conceptos de energía y potencia firme. Por otro lado, dicho organismo cuenta, dentro de su glosario de términos, con las definiciones específicas de energía firme y de potencia firme.

Potencia firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad. En el "PR-26 Cálculo de la Potencia Firme" (COES, 2019) se especifica el método de cálculo de la potencia firme discriminando entre generación de unidades térmicas (separando cogeneración), hidráulicas y Recursos Energéticos Renovables (RER)<sup>96</sup>.

Para el cálculo específico de la potencia firme de las generadoras RER, el procedimiento las separa en tres categorías:

- i) Centrales RER Hidroeléctricas: Tienen el mismo tratamiento que las centrales hidroeléctricas convencionales.
- ii) Centrales RER Biomasa o Geotérmicas: Tienen el mismo tratamiento que las centrales térmicas salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración.
- iii) Centrales RER Eólicas, Solares o Mareomotrices: Se determina considerando la producción de energía en las Horas de punta del Sistema definidas por el MINEM, en cumplimiento del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (República de Perú, 2011) (OSINERGMIN, 1993).

En cuanto a la energía firme, ésta es definida como la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de 95% para las unidades de generación hidroeléctrica, y considerando la indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. Para el caso de las generadoras RER, en el procedimiento "PR-13 Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida" (COES, 2015) se expone el procedimiento específico de cálculo para las centrales RER, diferenciando tres grupos:

- i) Centrales RER Hidroeléctricas: Tienen el mismo tratamiento que las centrales hidroeléctricas convencionales.
- ii) Centrales RER Biomasa o Geotérmicas: Tienen el mismo tratamiento que las centrales térmicas si son de cogeneración.
- iii) Centrales RER Eólicas, Solares o Mareomotrices: Su energía firme anual es igual al promedio aritmético de la producción de los últimos cinco años. En el caso de que las centrales no cuenten con la información histórica de los últimos cinco años se considerará la energía adjudicada en la subasta RER o la potencia instalada y el factor de planta que haya registrado el año anterior.

Para determinar la Potencia y Energía Firme de la MGD se emplearán los mismos criterios y premisas mencionados en los PR COES según tipo de tecnología (MINEM, 2018).

---

<sup>95</sup> Todos los procedimientos técnicos se encuentran en: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>.

<sup>96</sup> Recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20MW (MINEM, 2008).

### **Crédito de capacidad**

El Crédito de Capacidad es conocido como Factor de Planta en Perú. El factor de planta mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central eléctrica.

Este concepto es utilizado en la determinación de la energía firme y para las centrales eólicas, solares y mareomotrices que no han resultado de una Subasta RER (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020).

## **3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables**

### **Previsión/Predicción de las ERV**

Los procedimientos PR-37 y PR-01 indican los criterios técnicos y la metodología para la programación de Mediano y Corto Plazo de las Unidades de Generación del SEIN.

El objetivo del Programa de Mediano Plazo (PMPO) es minimizar la suma de los costos esperados, dados por los costos de generación térmica, hidráulica más los costos por racionamiento. El objetivo de la Programación a Corto Plazo es determinar el menor costo total de la operación del SEIN garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

El COES es responsable de establecer la forma y medios en que los Integrantes deben presentar la información que se utilizará para la programación. Con la información entregada por los agentes del SEIN, el COES deberá elaborar los programas. Seguidamente, los programas deberán ser puestos a disposición de los agentes para que los verifiquen que no se vulnera la seguridad de sus equipos e instalaciones y/ otras obligaciones existentes.

El PMPO se elabora mensualmente y se realiza considerando un horizonte de programación de doce meses como mínimo, discretizando en semanas operativas siendo representada con al menos por 4 bloques horarios<sup>97</sup>. El PMPO será puesto en conocimiento hasta las 17hs del séptimo día de cada mes.

Los resultados de la Programación de Corto Plazo son el Programa Semanal de Operación (PSO) y el Programa Diario de Operación (PDO). El PSO es publicado por el COES hasta las 18 horas del jueves de cada semana y comprende desde las cero horas del sábado hasta las 24 horas del viernes de la siguiente semana. El PDO es publicado por el COES hasta las 16 horas de cada día, comprendiendo el periodo de las cero horas hasta las 24 horas del día siguiente a su publicación. Ambos presentan una resolución máxima de una hora.

La programación de corto plazo debe considerar el PMPO, para ello se utiliza la Función de Costos Futuros (FCF)<sup>98</sup> de los embalses calificados como estacionales.

Respecto de las centrales que utilizan RER, en el PR-01 se especifica la información que debe ser proporcionada por las mismas para poder realizar las programaciones y se indica que se les considerará un Costo Variable igual a cero para que sean despachadas en el primer orden de prioridad (COES, 2016) (COES, 2015).

### **Vertidos/Vertimientos**

El vertido más común es el agua, como consecuencia de errores en la programación de las empresas (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020). Se denomina Condición de Vertimiento a la condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las

---

<sup>97</sup> Bloques horarios son periodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema (COES, 2016).

<sup>98</sup> La Función de Costo Futuro (FCF) es el conjunto de expresiones matemáticas que representan el costo esperado de generación hidráulica y térmica incluido el racionamiento en función de los volúmenes de los embalses, desde el periodo inicial elegido hasta el final del horizonte de estudio y es un producto de la aplicación del Procedimiento Técnico COES "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN" (COES, 2015).

centrales generadoras asociadas a éste tengan la capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada. También habrá condición de vertimiento cuando en un determinado embalse se presente rebose por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a este no tengan capacidad de generación disponible (COES, 2020).

En el caso de las ERV es difícil su vertimiento dado que la participación de las RER por subastas se encuentra limitada al 5% (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020) (MINEM, 2008).

El PR-38 "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables" (COES, 2016), establece los criterios para determinar la Energía Dejada de Inyectar (EDI) por causas ajenas al Generador con RER aplicada exclusivamente a los adjudicatarios de las subastas de suministro de electricidad con RER.

La EDI es la energía que el generador RER no puede inyectar al SEIN por las siguientes causas:

- disposiciones del COES y/o condiciones de operación del SEIN.
- fallas, mantenimiento, ampliación o ingreso de instalaciones de terceros.
- causas de fuerza mayor calificadas por el OSINERGMIN.

El generador RER debe solicitar al COES la EDI y el ente, luego del análisis, aprobará o no la solicitud del generador. En caso de ser aprobada, el COES incluirá la EDI en el Informe Técnico del PR-38.

#### **4. Control de frecuencia**

##### **Inercia y derivada de la frecuencia**

La regulación de frecuencia corresponde a las acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El COES establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria.

##### **Reserva de regulación primaria**

Se denomina Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RRPF) al margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos (COES, 2020).

El PR-21 del COES<sup>99</sup> establece los criterios y metodologías para la determinación, asignación, programación y evaluación de desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

El COES debe proponer anualmente al OSINERGMIN la magnitud de RRPF requerida por el SEIN, mediante un informe que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo con la metodología contenida en el Anexo 1 del PR-21 y debe asignar la magnitud de RRPF aprobada por el OSINERGMIN en la Programación de Mediano y Corto plazo de la operación del SEIN.

---

<sup>99</sup> El PR-21 vigente mediante el art.3° de la Resolución OSINERGMIN N° 128-2020-OS/CD será derogado a partir del 01/01/2021. A partir de dicha fecha entrará en vigencia el nuevo PR-21 determinado mediante el art.2° de la misma resolución.

Los integrantes del COES deben brindar el servicio de RPF que corresponde a cada uno de sus grupos<sup>100</sup> o centrales<sup>101</sup>, mediante una encargada<sup>102</sup>, un equipo para RPF<sup>103</sup> y/o a través de los mismos, así como garantizar la correcta operación y el desempeño estable y seguro de sus grupos y/o centrales durante la prestación del servicio de RPF, tal que no afecte o comprometa la seguridad del SEIN, según lo establecido en el PR-21.

Si se detecta incumplimiento en la evaluación del servicio, de la información y del desempeño de RPF, el COES determinará el Cargo por Incumplimiento que deberán pagar los titulares de los grupos (COES, 2020).

Cabe destacar que las RER no convencionales (Eólica, Solar y Biomasa) están exonerados de la regulación de frecuencia.

### **Reserva de regulación secundaria**

La Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RRSF) es el margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda (COES, 2020).

El PR-22 del COES establece los criterios y metodologías para la prestación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia.

La RSF en el SEIN se realiza de manera centralizada mediante el Regulador Maestro (RM) que es el programa de Control Automático de Generación (AGC) controlado por el COES que permite realizar la RSF de manera automática a nivel de todo el SEIN o por áreas geográficas (COES, 2020).

### **Reserva de regulación terciaria**

No se han observado definiciones sobre reserva de regulación terciaria en el mercado eléctrico peruano.

### **Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa**

El mercado eléctrico peruano posee gran participación de centrales hidroeléctricas, dentro de las cuales se pueden distinguir aquellas que entran dentro de la clasificación de RER. En cuanto a reservas específicas para ERV, no se observan en el mercado innovaciones respecto a la generación por parte de las centrales RER, pero si hay definidas reservas relacionadas con los recursos hídricos como el Reservorio de Regulación Estacional, que es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar los recursos hídricos del período de avenida<sup>104</sup> al período de estiaje. Los reservorios estacionales cuyas aguas desembalsadas se encuentran a disposición de la

---

<sup>100</sup> Grupo para el caso de las unidades de generación térmica, se refiere al arreglo motor primo y generador. Para el caso de aquellas unidades que funcionan con fuente hidráulica, se refiere al arreglo turbina y generador.

<sup>101</sup> Central corresponde al conjunto de grupos que comparten una instalación física.

<sup>102</sup> Encargada es aquel grupo o central que brinda el servicio de RPF por otro Grupo o Central.

<sup>103</sup> Equipo para RPF es el equipo que pertenece a un grupo o central, y que es utilizado para brindar el servicio de RPF según lo establecido en el PR-21. Este equipo no podrá exceder al margen de reserva para RPF asignada a la central y/o unidad de generación más un margen de  $\pm 5\%$  (variación anual de la reserva asignada para la RPF), debiendo encontrarse obligatoriamente dentro de las instalaciones de la central.

<sup>104</sup> Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año. Para la aplicación de los procedimientos, corresponde al periodo del 01 de diciembre al 31 de mayo (COES, 2020).

central en un tiempo inferior a 24 horas son considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria.

Por otro lado, también se define el Reservorio de Regulación Horaria como aquel que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar recursos hídricos de las horas fuera de regulación a las horas de regulación (COES, 2020).

Por último, la Reserva Fría se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio, según lo establecido por la Norma Técnica de Coordinación para la Operación en Tiempo Real (NTCOTRSI). El PR-42 del COES establece los criterios económicos aplicables a las Centrales de Reserva Fría de Generación adjudicadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSION). Las Centrales de Reserva Fría están sujetas a los siguientes supuestos de operación:

- operación por despacho económico: Situación en la que la Central de Reserva Fría es despachada para satisfacer la demanda garantizando la operación al mínimo costo total.
- operación por seguridad: Es la operación fuera del despacho económico dispuesta en el numeral 10.5 del PR-07 del COES y el Anexo B del PR-32 del COES. También se incluye la operación por emergencia establecida para las centrales de arranque rápido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), manteniendo el tiempo de arranque dispuesto en los contratos.
- otros Supuestos (COES, 2018).

## 5. Control de tensión

### Rango de operación de potencia reactiva

La Banda Reactiva es la Potencia Reactiva comprendida dentro de los factores de potencia 0,95 inductivo y 0,99 capacitivo (COES, 2020).

### Modos de control de potencia reactiva

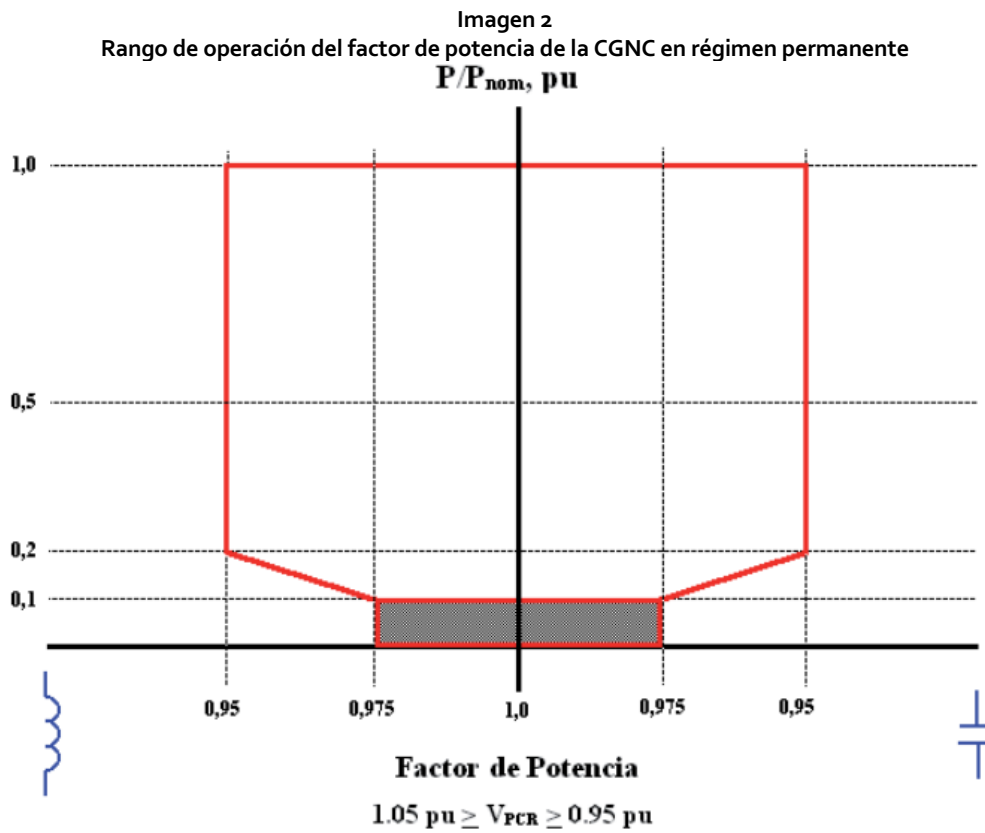
Las Centrales de Generación No Convencionales (CGNC)<sup>105</sup> deben tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión en función de las tensiones de operación establecidas por el COES en las barras principales del sistema de transmisión, de acuerdo a las características mínimas establecidas en el PR-20 del COES.

Las CGNC deben disponer de los equipos y controladores necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de 1 minuto en cualquier nivel de generación de potencia activa.

En régimen permanente, el control de la potencia reactiva debe permitir el ajuste del factor de potencia en el punto de conexión. Las CGNC deben garantizar, a diferentes niveles de generación de potencia activa, los valores máximos de factor de potencia mostrados en la imagen 2. El factor de potencia de 0,95 capacitivo y de 0,95 inductivo debe mantenerse para potencias activas que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada. Para potencias inferiores al 10% de la potencia nominal, la CGNC debe operar dentro del área sombreada de la imagen 2.

---

<sup>105</sup> Centrales de Generación No Convencional (CGNC) con RER, cuya tecnología no utiliza un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador al SEIN, con potencias iguales o mayores a 500 kW.



Fuente: OSINERGMIN 2012.

La exigencia de mantener la potencia reactiva de la CGNC dentro de los rangos establecidos es aplicable a valores de tensión en el punto de conexión que oscilen entre 0,95 y 1,05 p.u.

En Estado de Emergencia, la tensión en el punto de conexión puede estar fuera del rango de 0,95 a 1,05 p.u., por lo cual las CGNC deben estar preparadas para mantenerse conectadas ante un valor máximo admisible de sobretensión de 1,1 p.u. y un valor máximo admisible de subtenensión de 0,9 p.u.

Para valores de tensión en el punto de conexión, superiores a 1,1 p.u. o inferiores a 0,9 p.u. las CGNC deben estar preparadas para desconectarse por medio de un sistema de protección, cuyos valores de ajuste deben ser establecidos por el COES. Asimismo, las CGNC deben ser capaces de maximizar el factor de potencia capacitivo e inductivo en el punto de conexión (COES, 2013).

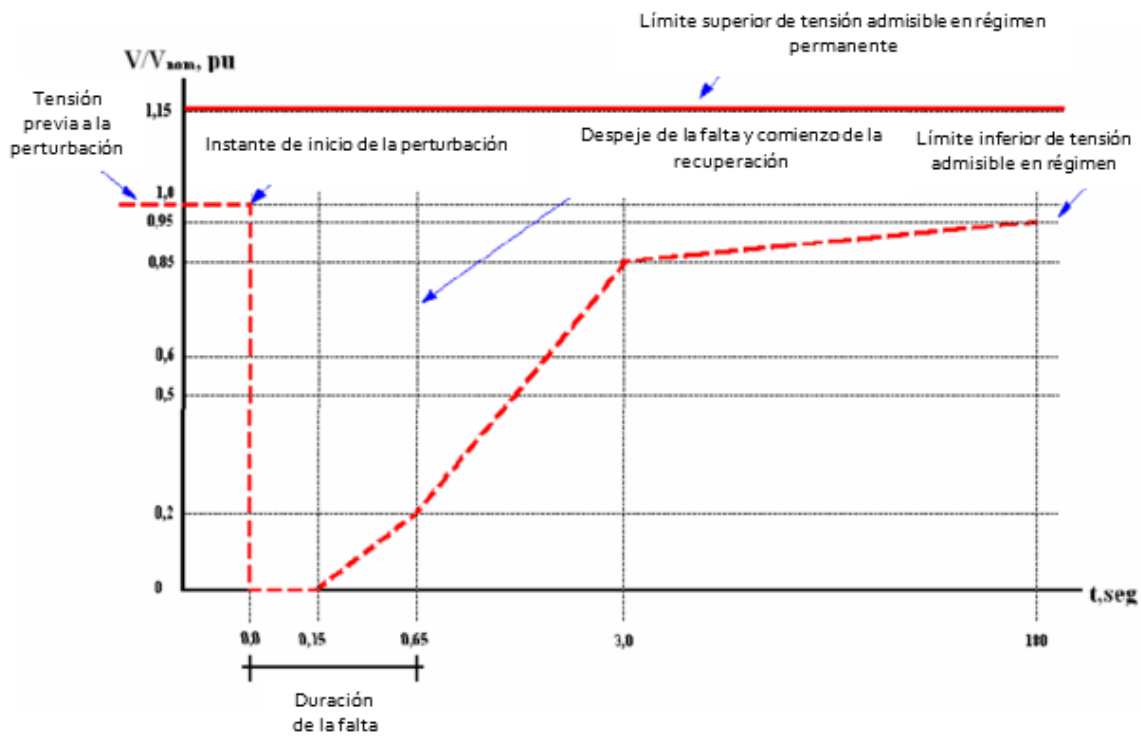
## 6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas

### Capacidad de soportar huecos de tensión

Hueco de Tensión es una reducción brusca de la tensión en el punto de conexión, originada por fallas de cortocircuitos o de otra naturaleza.

La CGNC y todos sus componentes deben ser capaces de permanecer conectados al SEIN con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, mostrados en la imagen 3.

**Imagen 3**  
**Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión**  
**por fase en el punto de conexión**



Fuente: OSINERGMIN 2012.

Las CGNC deben equiparse con funciones de protección de tensión por fase cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas.

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro de una CGNC ante huecos de tensión es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación, que debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la misma cumpla con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión. A su vez, debe presentar un certificado de cumplimiento de huecos de tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas (COES, 2013).

## 7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables

### Almacenamiento

El Almacenamiento solo es utilizado para regulación de la frecuencia (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020).

### Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda

El PR-16 del COES establece los criterios y metodología para determinar, ejecutar y evaluar los Rechazos de Carga (RC) dispuestos por el COES durante la programación y ejecución de la operación para ser ejecutados por los Usuarios Libres y Distribuidores; con el objetivo de mantener la integridad del SEIN, el control de las tensiones y la frecuencia de la red, de acuerdo a las normas de calidad (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE y NTCOTRSI).

Una carga puede ser rechazada cuando se presenta un déficit de potencia activa y/o reactiva en el SEIN o parte del mismo, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipos, caudales bajos en los ríos, escasez de combustibles, entre otros. Asimismo, se rechaza carga en caso de sobrecargas de equipos y/o problemas de tensión.

El COES emite un programa de RC que privilegiará el abastecimiento del suministro eléctrico de acuerdo al siguiente orden de prioridad:

- Las Cargas Esenciales calificadas por OSINERGMIN.
- Los Usuarios Regulados.
- Los Usuarios Libres (COES, 2017).

### Micro-redes

Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el MINEM, de acuerdo al reglamento de la Ley N°28.749<sup>106</sup>.

En el desarrollo de los proyectos de electrificación rural se debe dar prioridad al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa existentes en el territorio nacional, así como su empleo para el desarrollo sostenible en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país (República de Perú, 2006).

Se denomina Instalación RER Autónoma al conjunto de elementos que permiten dotar de electricidad a un usuario ubicado en un Área No Conectada a Red<sup>107</sup>, y puede incluir las instalaciones y equipamientos interiores según lo definan las Bases (MINEM, 2013).

### Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating)

Actualmente no hay incentivos suficientes para incorporar la gestión dinámica de la capacidad de las líneas (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020).

### Acoplamiento sectorial

Por medio del Decreto Supremo N° 022-2020-EM se aprueban disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica, con la finalidad de hacer uso eficiente de la energía y coadyuvar a reducir el consumo de combustible fósil, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, y dar cumplimiento de los compromisos internacionales en materia ambiental ratificados por el Perú, así como reducir daños en la salud pública.

Se define Movilidad Eléctrica como el transporte terrestre que hace uso de uno o más motores eléctricos para generar la locomoción, compuesto por Vehículos Eléctricos (EV/BEV), Vehículos Híbrido-Enchufables (PHEV) y Vehículos Eléctricos con Autonomía Extendida (REEV) u otros vehículos de transporte terrestre que obtienen toda o parte de su energía eléctrica de un sistema de almacenamiento de energía recargable (MINEM, 2020).

---

<sup>106</sup> Ley General de Electrificación Rural.

<sup>107</sup> Área No Conectada a Red es el área geográfica rural cuya población no cuenta con redes ni servicio de electricidad. Las Áreas No Conectadas a Red a subastar son definidas por el MINEM para cada Subasta de acuerdo con las políticas energéticas del país en atención al Plan de Acceso Universal a la Energía. Para cada una de estas áreas el MINEM definirá en las Bases la cantidad de Instalaciones RER Autónomas a subastar (MINEM, 2013).

## Medidores inteligentes (Smart meters)

Las distribuidoras deberán proponer a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, considerando un horizonte de hasta 8 años de implementación<sup>108</sup>. El objetivo es promover el uso eficiente de la energía de manera de poder asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos (MINEM, 2016).

## 8. Códigos de red

### Código de red

El Código Nacional de Electricidad – Suministro (CNE Suministro) tiene por objetivo establecer las reglas preventivas que permitan salvaguardar a las personas (de la concesionaria, o de las contratistas en general, o terceros o ambas) y las instalaciones, durante la construcción, operación y/o mantenimiento de las instalaciones de suministro eléctrico, y sus equipos asociados, cuidando de no afectar a las propiedades públicas y privadas, ni el ambiente, ni el Patrimonio Cultural de la Nación. Las instalaciones de suministro comprenden las instalaciones de generación, transmisión, distribución y utilización (este último en lo que compete).

La Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM es la autoridad para atender las consultas que se formulen en cuanto a la interpretación, modificación, o ambas, de este código y el OSINERGMIN es el encargado de fiscalizar y hacer cumplir este Código, a través de ingenieros electricistas o mecánicos electricistas especializados que estén habilitados por el Colegio de Ingenieros del Perú (MINEM, 2011).

El Código Nacional de Electricidad - Utilización (CNE Utilización) tiene como objetivo establecer las reglas preventivas para salvaguardar las condiciones de seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal, y de la propiedad, frente a los peligros derivados del uso de la electricidad; así como la preservación del ambiente y la protección del Patrimonio Cultural de la Nación. El Código también contempla las medidas de prevención contra choques eléctricos e incendios, así como las medidas apropiadas para la instalación, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas. El MINEM, a través de la DGE, es la autoridad normativa con competencia nacional en todo lo concerniente al código y corresponde a las Municipalidades Provinciales y Distritales, de acuerdo a su ámbito de responsabilidad, la fiscalización de la estricta observancia del código (MINEM, 2006).

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la LCE. El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los aspectos de Calidad de Producto, de Suministro de Servio Comercial y de Alumbrado Público (República de Perú, 2010).

## 9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

### Agregadores

Actualmente no está definido este término dentro del mercado eléctrico peruano (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020).

### Generación distribuida comunitaria

La energía producida a nivel de usuarios no se puede vender, por lo que no hay un incentivo para la instalación de Generación Distribuida Comunitaria (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020).

---

<sup>108</sup> Actualmente, las distribuidoras han instalado aproximadamente 50.000 medidores inteligentes, dentro de un plan piloto. En los siguientes procesos de fijación tarifaria (años 2022 y 2023), se dará inicio a la implementación gradual de los medidores inteligentes en el SEIN.

EL MGD es un generador que opera en las instalaciones del distribuidor, lo que le implica ser una persona jurídica con todos sus derechos y obligaciones, por lo que no se podría considerar el MGD en esta modalidad de negocio.

### **Comercialización entre pares**

Actualmente, la energía producida a nivel de usuarios no se puede vender por lo que no es posible que este mecanismo se lleve a cabo en el mercado eléctrico peruano (Mendoza Gacon & Estrada Moreno, 2020).

### **Modelo de pago por uso**

En la norma "Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final" se define el concepto de "Usuario Prepago" como a los usuarios cuyos suministros conectados en BT que, contando con un equipo de medición con características especiales para este fin, realizan el pago del servicio eléctrico con anterioridad a su uso. A estos efectos, el usuario procede a adquirir en las oficinas comerciales de la empresa distribuidora o donde ésta lo disponga, una cantidad de energía, la cual podrá ser consumida por éste, con las limitaciones indicadas referente al consumo de potencia máxima. La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior es facturada por la empresa distribuidora en función al valor del cargo tarifario vigente correspondiente a esta opción tarifaria, el descuento por compra anticipada y los impuestos aplicables. La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior no tiene fecha de vencimiento. Una vez agotada la cantidad de energía adquirida en forma anticipada por el usuario prepago, el equipo de medición instalado en el punto de suministro suspende el servicio hasta que el usuario adquiera una nueva cantidad de energía. Esta situación de suspensión del servicio no puede ser invocada por el usuario como una interrupción en el servicio eléctrico a los efectos del cálculo de las compensaciones previstas en la normativa para el control de la calidad del servicio eléctrico.

Los SER pueden contar con equipos de medición prepago, con la finalidad de facilitar la gestión comercial de la electrificación rural. El costo del sistema de medición se incluirá en el Valor Agregado de Distribución - VAD que compone la tarifa. La DGE del MINEM emite las normas necesarias para la operación comercial de los referidos sistemas (República de Perú, 2006).

## **10. Mecanismos de remuneración para ERV**

### **Licitaciones / Subastas**

El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegura mediante licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes<sup>109</sup> que son trasladados a los usuarios regulados.

Se entiende por licitación al proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilita la suscripción de contratos con características específicas

El distribuidor que requiere iniciar un proceso de licitación debe hacer pública su expresión de interés y está obligado a incorporar en su proceso de licitación a otros distribuidores que deseen participar en dicha licitación. Es obligación del distribuidor iniciar un proceso de licitación con una anticipación mínima de 3 años a menos que la cantidad a licitar no sea mayor al 10% de la demanda total de sus usuarios regulados.

Es facultad de cada distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a 5 años no pueden cubrir requerimientos mayores al 25% de la demanda total de los Usuarios Regulados

---

<sup>109</sup> Los precios Firmes corresponden a los precios de energía y potencia que resulten de los procesos de licitación y que no estén sujetos a fijación administrativa por el regulador.

del Distribuidor. Las Licitaciones convocadas por los distribuidores pueden incluir como parte de la demanda a ser licitada aquella que corresponda a sus Usuarios Libres.

El distribuidor que inicia el proceso de licitación es responsable de conducirlo y preparar el proyecto de bases de la licitación para presentarlas al OSINERGMIN para su aprobación. Adicionalmente, el OSINERGMIN debe cautelar que durante todo el proceso de la licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

En cada licitación OSINERGMIN establece un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual es generalmente mantenido en reserva, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

Se establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de licitaciones, autorizando la incorporación de un cargo adicional que el distribuidor incluye en sus precios a sus usuarios regulados. Dicho cargo es directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria y no podrá ser superior al 3% del precio de energía resultante de la licitación.

Los distribuidores de SS.AA. pueden convocar licitaciones considerando los términos, plazos, condiciones y obligaciones arriba mencionados mientras que el OSINERGMIN tiene las mismas responsabilidades señaladas previamente (OSINERGMIN, 2006).

Respecto de la generación con RER, el MINEM inicia la convocatoria a una Subasta RER, estableciendo la cantidad de energía requerida por tecnología. Posteriormente, se conforma un Comité, con representantes de MINEM y OSINERGMIN, quien lleva a cabo el proceso de adjudicación de la Subasta RER y posterior firma de contrato con los adjudicados. Las inversiones que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al SEIN (MINEM, 2008). Se realizaron 4 subastas de RER en el Perú.

En la primera subasta, el gobierno del Perú se propuso adquirir 1.314 GWh de energía de biomasa, eólica y solar fotovoltaica, además de 500 MW de energía hidroeléctrica (el tamaño de las plantas hidroeléctricas debe ser menor de 20 MW); después de la subasta inicial, se dio una segunda ronda convocada para contratar el déficit; al final de las dos rondas de la subasta, se firmaron contratos por 887 GWh por año a partir de energía de biomasa, eólica, solar fotovoltaica, y 180 MW de 17 plantas hidroeléctricas. La esencia de la segunda subasta realizada en 2011 siguió siendo la misma, excepto por la eliminación de una segunda ronda y la introducción de dos subcategorías para la biomasa; durante la segunda subasta, hubo 10 proyectos adjudicados para un total de 1.153 GWh por año (Perú: Subastas de Energía Renovable, 2013). En 2013 tuvo lugar la tercera subasta donde se adjudicaron 1.278 GWh solo a hidroeléctricas (OSINERGMIN, 2013). En el 2016 se realizó la cuarta subasta, donde se adjudicaron 13 proyectos con un total de 1.739 GWh, es decir, casi la totalidad de la energía requerida que estuvo constituida por energía de biomasa, eólica, solar fotovoltaica y plantas hidroeléctricas (OSINERGMIN, 2016).

En 2014 tuvo lugar la primera subasta RER para suministro de energía a Áreas No Conectadas a Red. Para cada subasta el MINEM define en las bases las Áreas No Conectadas a Red, la cantidad mínima de Instalaciones RER Autónomas requeridas y los respectivos objetivos porcentuales de cobertura prevista durante el plazo de vigencia para cada una de estas áreas (MINEM, 2013). En este caso, la subasta se define como el proceso de concurso público para adjudicar la instalación, operación, mantenimiento y reposición de Instalaciones RER Autónomas, que concluye en la Fecha de Cierre. Es convocada por MINEM y conducida por el Comité con la finalidad de asignar la Remuneración Anual<sup>110</sup> por cada Área No Conectada a Red. Las bases definitivas para la subasta de suministro de electricidad

---

<sup>110</sup> La Remuneración Anual es el monto contenido en la oferta del adjudicatario en US\$/año por cada Área No Conectada Red. Esta remuneración se le garantiza a cada adjudicatario por el cumplimiento del contrato de Inversión. Tiene carácter de firme y es aplicada únicamente durante el correspondiente plazo de vigencia (MINEM, 2013).

con RER en Áreas No Conectadas a Red define cuales eran estas áreas el tipo y la cantidad de instalaciones RER Autónomas necesarias (OSINERGMIN, 2014).

### **Prima de inyección o prima de alimentación**

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el COES, para lo cual se le considera con costo variable de producción igual a cero.

Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones RER que han sido adjudicados en las Subastas RER deben colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el OSINERGMIN en caso de que el costo marginal resulte menor que la tarifa adjudicada en la Subasta RER correspondiente.

Para la fijación de la tarifa y la prima, el OSINERGMIN efectúa los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79° del Decreto Ley N° 25844, LCE (MINEM, 2008).

Artículo 79- La Tasa de Actualización a utilizar en la LCE será de 12% real anual (República de Perú, 1992).

### **Facturación neta**

Por medio del Proyecto de Decreto Supremo, que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida, se ha avanzado en el sentido de considerar el tratamiento de la facturación neta o net-billing para los Micro generadores Distribuidos (MINEM, 2018). En uno de sus artículos se establecen las pautas para la comercialización de la energía de los MCD, las cuales deberán pagar los peajes y cargos tarifarios por su consumo de energía. En caso de que un determinado mes se generen excedentes de MCD, estos representarán un crédito de energía en favor del titular de la MCD, el cual podrá ser utilizado a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes, teniendo como límite el periodo de un año calendario.

## **11. Diseño de mercado**

### **Mercado de capacidad o mercado de potencia**

Actualmente no existe en el mercado peruano un Mercado de Capacidad o de Potencia. Según la LCE, los contratos son de potencia con energía asociada, por lo que no se discrimina la venta solamente de potencia. Se está planteando una reforma para la contratación de ambos productos por separado y lograr un mercado más dinámico (MINEM - OSINERGIM, 2020).

### **Mercado de energía a largo plazo**

Los contratos de venta de electricidad de generador a distribuidor, destinadas al servicio público de Electricidad, se pueden efectuar de la siguiente manera:

- Contratos sin Licitación, cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47° de la LCE, y que son fijados por OSINERGMIN mediante un proceso administrativo de periodicidad anual.
- Contratos resultantes de Licitaciones, cuyos precios no pueden exceder el precio máximo de adjudicación establecido por OSINERGMIN, a que se refiere el art.7° de la Ley N° 28832, para cada proceso licitatorio.

El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegura mediante licitaciones que resultan en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes que son trasladados a los usuarios regulados.

Los contratos obtenidos de las licitaciones presentan las siguientes características:

- Plazos de suministro de hasta 20 años y precios firmes.
- Precio de potencia igual al precio básico de potencia<sup>111</sup> vigente a la fecha de la Licitación con carácter de precio firme.
- Fórmulas de actualización de los precios firmes de acuerdo con las bases de licitación.
- Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación.

### **Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía**

Se denomina Mercado de Corto Plazo al mercado en el cual se realizan las transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES (MINEM, 2016).

En el Mercado de Corto Plazo pueden participar los generadores y distribuidores para atender a sus usuarios libres y los grandes usuarios libres (con demanda igual o superior a 10 MW) que cumplan con las condiciones establecidas en el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad<sup>112</sup>. Los concesionarios de distribución no pueden acceder al Mercado de Corto Plazo para comprar energía destinada al Servicio Público de Electricidad.

La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo (CMg) nodales<sup>113</sup> (OSINERGMIN, 2006). El PR-07 define la metodología para calcular los CMg que serán utilizados en la valorización de las transferencias de energía y compensaciones. El proceso de cálculo de los CMg del SEIN se realiza para cada intervalo CMG<sup>114</sup> del día, mediante los siguientes aplicativos:

- Estimador de Estado: Herramienta cuya solución provee un modelo completo y consistente de las condiciones de la operación real basada en mediciones en tiempo real (entradas observables) y en modelos matemáticos que son propios de los sistemas eléctricos de potencia. El Estimador de Estado se utiliza para proveer la base para el cálculo de los CMg ya que proporciona un flujo de potencia convergido del SEIN para cada Intervalo CMG.
- Preprocesador del CMG: El Preprocesador del CMG determina las Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas que serán consideradas para participar en la formación de los CMg, además de los periodos con restricciones de transmisión.

El Preprocesador debe tener en cuenta entre otros:

- Las Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas consideradas para la formación de los CMg.

<sup>111</sup> Precio Básico de la Potencia de Punta tiene el significado a que se refiere el art 47° de la LCE.

*Artículo 47°- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma: (...)*

*e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fija en el artículo 79° de la presente Ley;*

*f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el reglamento considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior. En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente.*

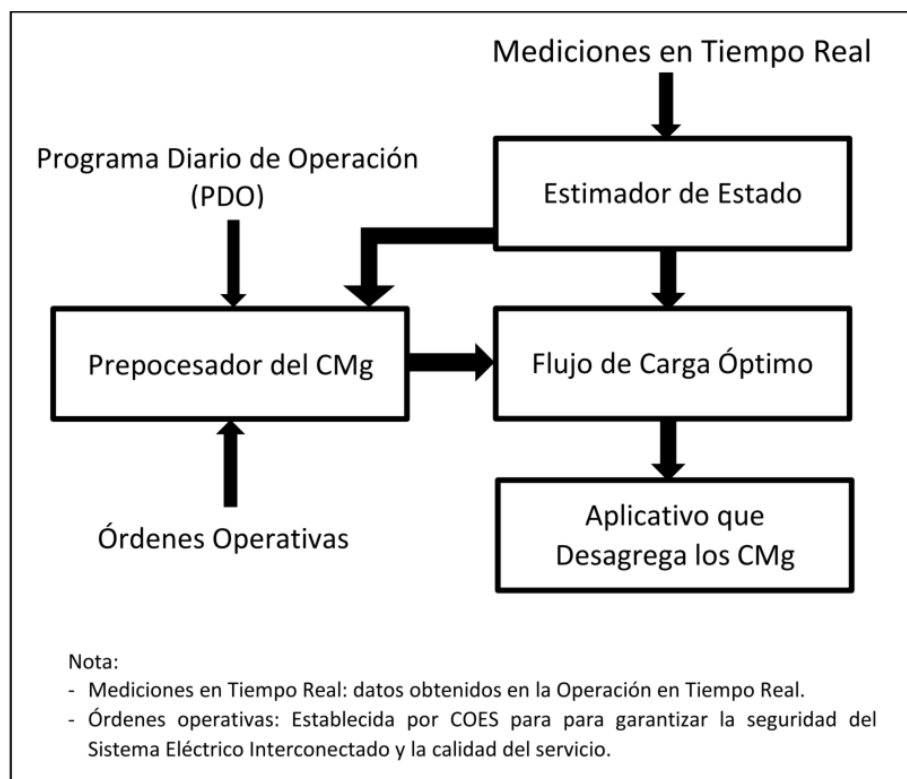
<sup>112</sup> Aprobado con el Decreto Supremo N° 026-2018-EM.

<sup>113</sup> Costos Marginales de Energía se refieren al costo de producir una unidad adicional de energía para abastecer la demanda eléctrica total del SEIN en las Barras de Transferencia sin considerar limitaciones de transmisión (MINEM, 2016).

<sup>114</sup> Intervalo CMG: Periodo de 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 (COES - SINAC, 2019).

- A las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación estacional, se les asignará como costo incremental el Valor del Agua<sup>115</sup> resultado del modelo de despacho económico para la programación de corto plazo.
- A las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación horaria se le asignará un costo incremental que depende del valor del agua y potencia.
- Restricciones de transmisión.
- Flujo de Carga Óptimo: El modelo de Flujo de Carga Óptimo determinará un CMg para cada Intervalo CMG del día, para las barras modeladas del SEIN, tomando como insumo el estado de la red proporcionado por el Estimador de Estado y la calificación de las Unidades de Generación establecida por el Preprocesador del CMg para dicho intervalo.
- Aplicativo que desagrega los CMg: Una vez determinado el Flujo de Carga Óptimo, se individualizan los CMg en dos componentes: i) Costos Marginales de Energía; y, ii) Costos Marginales de Congestión (COES - SINAC, 2019).

**Diagrama 2**  
Proceso del cálculo de los CMg



Fuente: COES.

<sup>115</sup> Valor del Agua: variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SEIN con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor de agua semanal cuyas unidades son S//m<sup>3</sup>, puede ser expresado en S//kWh, utilizando los rendimientos de las centrales.

Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad<sup>116</sup>.

El Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad<sup>117</sup> establece los lineamientos para:

- El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo.
- Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo.
- Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo.
- Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento (OSINERGMIN, 2006).

### **Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros**

Los Servicios Complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad. Los Servicios Complementarios podrán ser suministrados por cualquier Integrante del Sistema, en lo que le corresponda como tal. Los Servicios Complementarios a considerar son los siguientes:

- Reserva rotante.
- Regulación de frecuencia.
- Regulación de tensión y/o suministros locales de reactivos.
- Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría).

Los PR del COES determinan los procedimientos técnicos para su prestación (MINEM, 2014).

### **Intercambios transfronterizos**

En el año 2017 fue aprobada la Decisión 816 de la Comunidad Andina que contiene el marco normativo para la interconexión eléctrica e intercambios intracomunitarios entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú.

En el Art.1 de dicho documento se presentan los principios generales sobre los que se sustenta este mercado:

Art1.- Mediante la presente Decisión se establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) sobre la base de los siguientes principios:

- Optimización de excedentes una vez abastecido el mercado interno.
- Uso eficiente de los recursos energéticos en los países que conforman la región andina.
- Aprovechamiento de la complementariedad y de la disponibilidad de los recursos energéticos.
- Acceso libre, transparente y recíproco a la información para el funcionamiento del mercado y aquella que sea necesaria para la planificación de los enlaces internacionales.

---

<sup>116</sup> El pago por Capacidad se efectúa con el Precio de la Potencia de Punta en Barra fijado conforme al artículo 47 de la LCE como parte de los Precios en Barra, sin incluir peajes (MINEM, 2016).

<sup>117</sup> Aprobado con el Decreto Supremo N° 026-2018-EM.

- Fomento al desarrollo económico de la región andina.
- Sostenibilidad ambiental en el uso de los recursos.
- Mejora de la calidad en la prestación de los servicios eléctricos.
- El derecho soberano de los países a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de sus recursos naturales.

El Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) forma parte del MAER y es el ámbito en el cual se realizan las Transferencias Internacionales de Electricidad (TIE).

Las TIE son intercambios de compra y venta de electricidad obtenidos de un despacho económico coordinado efectuado en el Mercado del Día Anterior<sup>118</sup> y ajustados con los resultados del Mercado Intradiario<sup>119</sup>. Se programan con un horizonte de hasta 24hs y toman en cuenta los Excedentes de Energía<sup>120</sup> y restringidas a las Capacidad de los Enlaces Internacionales<sup>121</sup>. Los precios de la electricidad, en ambos extremos de los Enlaces Internacionales, deberán servir para valorar las TIE. Los países no impondrán gravámenes específicos ni restricciones a las importaciones o exportaciones de electricidad.

El país exportador recibirá una remuneración por uso de su sistema de transmisión valorado con el Peaje Unitario. El Peaje Unitario del Sistema de Transmisión de cada país deberá ser conocido por el Coordinador Regional antes de realizar el Despacho Económico Coordinado (Comisión de la Comunidad Andina, 2017).

El Coordinador Regional será designado por el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) de entre los Operadores del Sistema o Administradores del Mercado de cada país por un período de dos años calendario.

### Certificados de atributos de energía

La Política Energética Nacional de Perú 2010-2040 plantea dentro de sus objetivos:

- Alcanzar altos niveles de eficiencia energética compatibles con estándares internacionales y propiciar la creación de entidades certificadoras.
- Promover que los proyectos energéticos obtengan los beneficios de la venta de los Certificados de la Reducción de Emisiones (CERs) para el mercado de carbono (República de Perú, 2010).

### Mercados de carbono

El mercado de bonos de carbono consiste en la compra y venta de Certificados de Reducción de Emisiones (CER), Permisos de Emisión, Montos Asignados Anualmente (AAU), o Unidades de Reducción de Emisiones (ERU). Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente (Gobierno Regional de Cajamarca, 2015).

<sup>118</sup> Mercado del Día Anterior: Corresponde al conjunto de TIE resultantes del despacho económico coordinado determinado el día anterior a partir de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, en los Nodos Frontera de cada Enlace Internacional para cada periodo de tiempo definido.

<sup>119</sup> Mercado Intradiario: Corresponde al conjunto de TIE resultantes de los ajustes de la Curva de Oferta y la Curva de Demanda, posteriores al programa de despacho resultante del Mercado del Día Anterior. No existe Mercado intradiario en Perú, se tendrá que aprobar un reglamento para su aplicación a los intercambios con Ecuador, cuando se tenga aprobado los reglamentos de la CAN.

<sup>120</sup> Excedentes de Energía: cantidades de energía eléctrica determinadas por los Operadores del Sistema, según la normativa interna de cada país, no requeridas para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro en cada uno de ellos.

<sup>121</sup> Capacidad de Enlace Internacional: límite máximo de flujo de potencia eléctrica de cada Enlace Internacional, calculado considerando las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, así como las características técnicas de las líneas y equipos asociados a la interconexión. Este cálculo será realizado por los Operadores del Sistema de los países para cada enlace.

Los miembros emisores de cada mercado llevan a cabo un esfuerzo para cumplir con los compromisos de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) planteados anualmente dentro los mercados de intercambio de carbono. Aquellos que lleguen a reducir debajo del objetivo tendrán excedentes para poder comercializar o tramitar a través del sistema de mercado de bonos, mientras que aquellos que tengan emisiones por encima de lo establecido deberán adquirir contratos llamados Instrumentos de Financiamiento de Carbono, todo lo anterior se maneja con el esquema de un mercado bursátil (Gobierno Regional de Cajarma, 2015).

## H. Uruguay

### 1. Conceptos generales de los sistemas eléctricos de potencia

#### Frecuencia

La frecuencia nominal en condiciones normales de operación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es de 50 Hz, y ésta se deberá mantener en los límites  $\pm 0,2$  Hz. Además, Uruguay cuenta con dos interconexiones asíncronas con Brasil mediante la tecnología HVDC, con el fin de poder intercambiar la energía entre los dos países, cuyos SEP operan a distinta frecuencia nominal (60 Hz para el caso de Brasil. Estas son las estaciones convertoras de Melo con una capacidad nominal de 500 MW una tensión de 500 kV y la de la Rivera Livramento de 72 MW y 150 kV.

Más información en el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica<sup>122</sup> y en el proyecto de Interconexión Eléctrica de 500 MW Uruguay-Brasil (FOCEM).

#### Sistema de transmisión

El Sistema de Transmisión uruguayo es gestionado por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Como norma general, se considera parte del sistema de transmisión las líneas de alta tensión, cuyo voltaje debe de ser como mínimo 72,5 kV. El sistema de transmisión en Uruguay está formado por:

- La malla central, cuya tensión nominal opera a 500 kV, con un rango de entre 0,95 y 1,05 por unidad (tolerancia del +/- 5%).
- Los sistemas zonales: las líneas que lo componen están operan a una tensión de 150 kV, entre 0,9 y 1,07 por unidad (tolerancia -10%/+7%). Existen 8 sistemas zonales y éstas están vinculadas entre sí a partir de la malla central.

Las interconexiones eléctricas limítrofes con el SIN son las siguientes:

- Uruguay – Argentina, con 2000 MW de capacidad (Salto Grande).
- Uruguay – Brasil, con dos conexiones de 72 MW (Rivera-Livramento) y 500 MW (Melo), resultando en una capacidad total de 572 MW.

Más información en Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica y BID Integración Eléctrica en el Cono Sur<sup>123</sup>.

#### Sistema de distribución

El sistema de distribución de energía eléctrica está, al igual que la de transmisión, gestionada exclusivamente por UTE. Se considera parte del sistema de distribución aquellas líneas cuya tensión es

<sup>122</sup> Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/278-2002>.

<sup>123</sup> Acceso en: <https://blogs.iadb.org/energia/es/integracion-electrica-en-el-cono-sur/>.

menor a 72,5 kV. Las líneas con una tensión entre 72,5 kV y 24 kV pueden ser también consideradas parte del denominado sistema de subtransmisión cuando así lo determine el regulador. La función principal del sistema de subtransmisión es la de conectar un área de distribución con el sistema de transmisión o bien dos áreas de distribución entre sí, que sean calificadas de tales por el Regulador, y las estaciones de transformación Media Tensión.

El sistema de distribución se divide en las denominadas áreas de distribución tipo (ADT). En total existen 5 tipos de ADT, que se clasifican dependiendo de la densidad de distribución (Escala de 5 a 1: urbana densidad alta, urbana densidad media, urbana densidad baja, rural densidad media, rural densidad baja). Esta clasificación se realiza para determinar establecer los parámetros de calidad de servicio aplicables al Distribuidor (tiempos de corte y frecuencia de corte), los cuales son controlados por el Regulador (URSEA) con periodicidad semestral, y también corroborados teóricamente en oportunidad del cálculo del Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), donde se reconoce la red y su topología existente en función de la demanda en el pico y luego se chequea que cumpla con la calidad definida. El VADE es un elemento para establecer los costos de la actividad de distribución y así determinar su remuneración.

Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional<sup>124</sup> y en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica<sup>125</sup>.

### Generación distribuida

Se considera parte de la generación distribuida en Uruguay a la generación proveniente de auto productores y generadores conectados en las líneas de media tensión y cuya capacidad de generación no supere los 5 MW. Por decreto, este tipo de generación no está obligado a tener un despacho centralizado, pero es necesario que envíe información al Despacho Nacional de Cargas (DNC)<sup>126</sup>. Los usuarios de la red eléctrica que formen parte de esta categoría pueden comercializar libremente la energía producida con otros participantes del mercado mayorista, incluyendo al distribuidor, pero este último no puede comprar más del 2% de su consumo anual a los auto productores y generadores que forman parte de la generación distribuida. Dicha energía se venderá al precio equivalente<sup>127</sup>. La energía que no se ha podido satisfacer al Gran Consumidor con el que se estableció un contrato por parte del generador distribuido, debe comprar energía del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE). Los generadores distribuidos no pagarán cargos por usar tanto la red de distribución como la red de transmisión, siempre que éste último sea por razones de demanda de potencia<sup>128</sup>.

Existe la posibilidad de que los consumidores conectados a la red de baja tensión instalen equipos de generación de origen renovable (también conocida como micro generación). La máxima potencia de este tipo de instalaciones puede ser igual o menor que la potencia contratada por el consumidor. La energía inyectada a la red de Distribución de estos usuarios será comprada por el Distribuidor al mismo precio que le vende al cliente. En términos anuales, la energía inyectada a la red debe ser siempre menor que la energía consumida. Esta modalidad de producción no se considera parte de la generación distribuida, puesto que no puede participar en el MMEE. La micro generación está regulada por el decreto N°173/010, mientras que la generación distribuida está regulada por el decreto N°277/002.

---

<sup>124</sup> Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/276-2002>.

<sup>125</sup> Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/277-2002>.

<sup>126</sup> Despacho Nacional de Cargas (DNC): El DNC es la entidad responsable tanto del despacho técnico como el despacho económico del SIN, administrado y operado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), la entidad responsable del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en Uruguay. (Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional).

<sup>127</sup> Precio Equivalente: "Es el precio promedio de adquisición de potencia y energía, que puede ser trasladado a tarifas". (Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional).

<sup>128</sup> De acuerdo a la información proporcionada por la Dirección general de la Energía (DNE), esta disposición, aun estando recogida en la regulación vigente, no estaría aplicándose a la fecha de publicación del presente documento.

Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

## 2. Adecuación de un sistema eléctrico de potencia

### Potencia firme y energía firme

El Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional se define potencia firme como la producción garantizada de un productor para satisfacer parte de la demanda eléctrica. Se distinguen dos tipos de potencia firme:

- i) Potencia firme a largo plazo: Hace referencia a la producción de energía eléctrica de un productor hasta cubrir la demanda de un consumidor, establecida en un contrato con el precio de venta. La potencia firme de largo plazo es contratada por los diferentes consumidores para cubrir sus requerimientos de garantía de suministro. Además, la potencia firme también es contratada en los servicios de Reserva Anual y Nacional. El precio de la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida en contratos entre productores y consumidores será el estipulado en el contrato entre ambas partes. Por otro lado, el precio de la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida como Servicio de Reserva Nacional, es el resultante de la licitación de dicha reserva.
- ii) Potencia firme a corto plazo: se calcula mensualmente como la potencia disponible promedio durante el Período Firme. Se entiende por potencia disponible a la potencia máxima que puede entregar un generador en su nodo de venta. Para el caso de generación nacional, no incluye restricciones de transmisión. Esta potencia firme es intercambiada para cubrir los requerimientos del Servicio Mensual de Garantía de Suministro y del Servicio Auxiliar de Reserva Operativa

Ambos tipos de potencia se calculan mensualmente. Este concepto solo se aplica a la generación térmica y a la generación hidráulica, por lo que a la energía solar y eólica no se puede asignarles una potencia firme.

El concepto de energía firme es reservado a las centrales hidroeléctricas y es calculado de manera probabilística y se calcula en función de históricos de generación hidroeléctrica durante el período firme para una probabilidad de excedencia del 95%, que representa la confiabilidad de suministro pretendida.

Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

### Crédito de capacidad

El concepto de Crédito de Capacidad no está definido como tal en la legislación uruguaya y además no está definida explícitamente la contribución de las ERV a la potencia firme. Sin embargo, dicha contribución sí se tiene en cuenta implícitamente en los procesos de planificación a largo plazo dado que estos incorporan análisis probabilístico considerando las ERV y en ellos se comprueba la contribución de ERV al abastecimiento de la demanda.

Información obtenida durante las encuestas con actores del sector eléctrico uruguayo en el desarrollo de esta asistencia. Más información en Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America de IRENA<sup>129</sup>.

---

<sup>129</sup> Acceso en: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Aug/Summary-Report---IRENA-Regional-Workshop-on-Long-term-Energy-Planning---Buenos-Aires-2017.pdf?la=en&hash=0FA13AoDoAgF67E354EA27652FD190A24EED3CB>.

### 3. Monitoreo, control y predicción de la energía renovables variables

#### Monitoreo y controlabilidad de ERV

De acuerdo a lo estipulado en el Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE, todas las unidades de generación conectadas a la red de media tensión o mayor, deberán suministrar al DNC cada 30 segundos datos sobre su potencia activa y reactiva, tensión en el punto de conexión o corrientes. Además, todas las unidades de una potencia superior a 5 MW deberán también proporcionar información meteorológica y de recurso primario cada 30 segundos mientras que las de menor tamaño deberán hacerlo una vez al día.

Todas las unidades generadoras cuya potencia nominal sea mayor de 5 MW, incluidos las ERV deberán contar con una infraestructura de control que permita la recepción de consignas automáticas por parte del DNC. En el caso de los generadores eólicos y solares, desde dicho centro de control, vía el mismo sistema se fijan modo de control (Potencia, Reactiva o Tensión) y las Consignas Máximas de Generación (CMG). Estas Consignas Máximas de Generación (en el modo Potencia) son las que se usan en caso de ser necesario restringir la operación de la planta.

Más información en Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE<sup>130</sup>. Otras fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME)

#### Previsión/Predicción de las ERV

Los pronósticos de viento y radiación solar son realizados por la ADME con el fin de determinar la producción esperada de las ERV, es decir, se hacen de forma centralizada. Estos pronósticos se realizan a corto plazo (24 horas/semanal).

El ADME ejecuta además de forma horaria, una aplicación llamada VATES que asimila la información de estado del Sistema con los pronósticos de Demanda, Aportes Hidráulicos, generación Eólica y generación Solar. Esos pronósticos son generados de forma horaria y se mejoran teniendo en cuenta el estado actual del sistema. VATES optimiza la operación de las siguientes 168 horas en base a la simulación de 1000 realizaciones sintéticas de los procesos estocásticos (sesgados por la información de los pronósticos).

Más información en el Decreto N° 59/015<sup>131</sup> del Texto Compilado de Normativas de URSEA<sup>132</sup> y sobre VATES. Otras fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME).

#### Vertidos/Vertimientos

En casos de que el DNC establezca restricciones operativas, este podrá solicitar a las ERV, como por ejemplo a los generadores eólicos, que viertan parte de su generación disponible no aprovechando pues la totalidad del recurso eólico. En estos casos, las ERV que tienen contrato de compraventa con el Distribuidor son remuneradas con la totalidad de la producción esperada de no haber restricciones operativas. A cambio, las ERV deben enviar las mediciones registradas de los recursos solares y eólicos de sus respectivas centrales de generación.

---

<sup>130</sup> Acceso en: <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/2013%2007%2015%20Convenio%20de%20Conexion%20para%20Gen%20en%20MT.pdf>.

<sup>131</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electric+a+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electric+a+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

<sup>132</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electric+a+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electric+a+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

Más información en el Decreto N° 59/015 del Texto Compilado de Normativas de URSEA<sup>133</sup> y en Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe Caso de Estudio: Uruguay de la Fundación Bariloche<sup>134</sup>.

## 4. Control de frecuencia

### Inercia y derivada de la frecuencia

Aún no se han realizado análisis sobre el impacto que una reducción en la respuesta inercial del sistema puede tener. En el sistema actual, la inercia está garantizada por la generación hidráulica y por la operación en conjunto con Argentina. Existen proyectos de investigación a nivel de Facultad de Ingeniería sobre la posibilidad de generación de inercia sintética en los parques eólicos.

Fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME).

### Reserva de regulación primaria

La Reserva de Regulación Primaria en Uruguay es conocida como Regulación Primaria de Frecuencia. El tiempo de respuesta para este tipo de regulación es menor a 30 segundos y es aplicada en el evento donde se produce un desbalance entre la generación y la demanda. Los equipos de generación que estén equipados de un regulador automático de potencia están obligados a contribuir en la operación de Regulación Primaria de Frecuencia.

Este servicio forma parte, junto con la regulación secundaria de frecuencia y la reserva rotante adicional para la operación del sistema, del denominado Servicio Auxiliar de Reserva Operativa. Toda unidad generando, habilitada para regulación de frecuencia, tendrá la obligación de aportar a la Regulación Primaria de Frecuencia. La reserva de regulación primaria se puede vender a través de contratos de Potencia Firme a Largo Plazo, en cuyo caso el precio de compra está establecido en el contrato. Los proveedores de servicio venden la potencia de forma horaria al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa, y al final de cada mes son remunerados al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro por la potencia media mensual que ha sido vendida<sup>135</sup>.

El control de frecuencia se realiza de manera conjunta con el sistema argentino con el que están fuertemente interconectados. Las reservas de regulación primaria, junto con las secundaria y reserva fría se dimensionan con métodos probabilísticos en base a históricos de variación de la demanda y la demanda neta de forma para que se asegura que estas pueden ser cubiertas hasta un cierto nivel de incertidumbre. Esto se traduce en una de entre el 5 y el 7% de la demanda como reserva rodante. Por lo general esta reserva es proporcionada por centrales hidráulicas y ocasionalmente por térmicas. Actualmente las ERV no participan en este servicio. Estudios a futuro llevados a cabo por ADME arrojan que solo a partir 2035 sería necesaria la participación de las ERV en estos servicios.

Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Otras fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME).

---

<sup>133</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-ga09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-ga09-odo4d25726da-mCR0gVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-ga09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-ga09-odo4d25726da-mCR0gVV).

<sup>134</sup> Acceso en: <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Uruguay.pdf>.

<sup>135</sup> De acuerdo a la información proporcionada por la Dirección general de la Energía (DNE), a la fecha de publicación del presente documento ni Servicio Auxiliar de Reserva Operativa ni el Servicio Mensual de Garantía de Suministro habrían estado nunca operativos.

### **Reserva de regulación secundaria**

La Regulación Secundaria de Frecuencia es el término usado para referirse a la reserva de regulación secundaria en Uruguay. Tiene como objetivo corregir la producción de uno o más generadores para que la frecuencia del sistema vuelva a estabilizarse y así, recuperar la producción programada de los generadores que participaron en la Regulación Primaria de Frecuencia. El proceso puede ser automático o manual. La generación hidráulica tiene prioridad en programación y la provisión en la Regulación Secundaria de Frecuencia.

La metodología para el dimensionamiento de la reserva se describe en el concepto Reserva de Regulación Primaria. Las reservas son activadas de manera automática por el control automático de la generación (AGC) que actualmente está operativo en las centrales hidráulicas. El resto de las tecnologías de generación incluyendo las ERV conectadas a la red de transmisión también cuentan con la infraestructura AGC y aunque aún no está en uso podrían teóricamente participar en el servicio. Actualmente las ERV no participan en este servicio. Estudios a futuro llevados a cabo por ADME arrojan que solo a partir 2035 sería necesaria la participación de las ERV en estos servicios.

Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Otras fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME)

### **Reserva de regulación terciaria**

La reserva de regulación terciaria en Uruguay es conocida como reserva fría. Este tipo de regulación de frecuencia tiene como objetivo obtener el respaldo necesario de generación en el evento de que se produzcan contingencias. Pueden participar en la reserva fría cualquier participante del MMEE: Los productores ofrecen incrementar su generación, mientras que los consumidores ofrecen reducir su demanda.

Cada día, los participantes que presentaron su oferta de reserva fría en la programación semanal, presentan su oferta de reserva fría para el día siguiente. Esto es un proceso obligatorio para todos ellos. En caso de no se presente la oferta, se entiende que el participante no contribuirá a la reserva fría. Se dará prioridad a las ofertas más baratas, y en caso de igualdad de precio, se le da la prioridad al participante consumidor. La potencia a incrementar o a disminuir para cada participante de la reserva fría estará disponible durante todo el día. El precio de la reserva fría está dado por la oferta más cara, y se repartirá al final de cada mes, la factura con el costo de este servicio a los participantes del MMEE que no contribuyeron a la reserva fría. El costo es proporcional al consumo de estos participantes en el mes en cuestión<sup>136</sup>. Estudios a futuro llevados a cabo por ADME arrojan que solo a partir 2035 sería necesaria la participación de las ERV en estos servicios.

Más información en el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Otras fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME).

### **Otras reservas innovadoras en el contexto de ERV: reservas de rampa**

No existen ninguna reserva innovadora para el control de frecuencia en el contexto de las ERV.

Fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME)

---

<sup>136</sup> De acuerdo a la información proporcionada por la Dirección general de la Energía (DNE), a la fecha de publicación del presente documento no se llevaría a cabo programación ni uso de la Reserva Fría. En su defecto, se dispondría de la declaración de disponibilidad de las máquinas, lo que podría interpretarse como los recursos disponibles para reserva fría. No hay una participación activa de la demanda en esta operación por el momento.

## 5. Control de tensión

### Rango de operación de potencia reactiva

De acuerdo a lo descrito en la figure 3 del Anexo I del Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE, las unidades de generación entre las que se incluyen las ERV, deben poder inyectar o absorber una potencia reactiva equivalente a entre el 20 y el 30% de su potencia activa nominal para un rango de operación en potencia activa de entre el 10% y el 100% y para tensiones nominales en el punto de conexión de la unidad de generación de entre 0.9 y 1.1.

Más información en Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE<sup>337</sup>.

### Modos de control de potencia reactiva

De acuerdo a lo descrito en el Anexo I del Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE, las unidades de generación de una potencia nominal superior a 5 MW, entre las que se incluyen las ERV, debe contar con sistemas de control que permitan tanto ajustar la generación de reactiva en función de la potencia activa en régimen, como controlar la tensión en el punto de conexión. La generación de reactiva de las unidades generadoras debe ser continua en el tiempo. Adicionalmente, la unidad de generación debe estar capacitada para cambiar en un lapso de tiempo menor a un minuto, tanto el modo de control concreto, como la consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia; y estar capacitada para alcanzar las consignas de reactiva o de factor de potencia en el punto de conexión en un lapso máximo de un minuto. Los ajustes de estos sistemas de control son definidos por el DNC.

Más información en Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE.

## 6. Comportamiento de la generación ERV ante fallas

### Capacidad de soportar huecos de tensión

De acuerdo a lo descrito en el Anexo I del Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE, las unidades de generación de tamaño mayor a 5 MW, incluyendo las ERV deben ser capaces de soportar huecos de tensión.

Más información en Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE.

## 7. Las tecnologías facilitadoras para la integración de energías renovables variables

### Almacenamiento

A nivel del SIN los únicos almacenes de energía de dimensión considerable para la operación del sistema son los embalses de las centrales hidroeléctricas. La capacidad hidráulica instalada es de 1500 MW siendo la demanda media de 1200 MW con un pico en el entorno de los 2000 MW. De acuerdo a los estudios mediante simulación realizados, estos recursos del sistema serían suficientes para filtrar las variabilidades de la Eólica y Solar hasta 2035 aprox. (asumiendo un crecimiento sostenido de la demanda y un recurso hídrico constante). Uruguay cuenta además con algunos sitios donde se podría instalar centrales de bombeo, aunque debido a su alto coste estos no han sido explotados hasta la fecha.

---

<sup>337</sup> Acceso en: <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/2013%2007%2015%20Convenio%20de%20Conexion%20para%20Gen%20en%20MT.pdf>

Además, con el fin de aprovechar la energía eléctrica producida al máximo y así evitar vertimientos por restricciones operativas, el MIEM está evaluando varias formas de almacenamiento. Ejemplos de estas formas de almacenamiento incluyen: 1) baterías de litio (centradas en el sector de la movilidad eléctrica), 2) producción de hidrógeno. Éste último son consideradas como soluciones a medio plazo (2025) para hacer frente la alta penetración de las ERV. Una de las aplicaciones para el almacenamiento actualmente en operación en Uruguay es la de la microrred aislada de Cerros de Vera, donde existe un banco de baterías cuya capacidad es de 6420 Ah. Esta es utilizada para almacenar excesos de energía solar fotovoltaica.

Más información en Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay<sup>138</sup>.

### **Integración del lado de la demanda: respuesta a la demanda y gestión de la demanda**

En el documento referente al Plan Estratégico UTE (2019), se considera la optimización de la demanda como una actividad esencial para garantizar la seguridad del SIN en el futuro. Ejemplos de uso de esta práctica de Uruguay incluye: carga de vehículos eléctricos en horas de abundante generación, calefones, etc. No existe documentación oficial donde se regule esta práctica, pero formara parte del plan de desarrollo de Redes Inteligentes del país. Se considera a la gestión de la demanda como una estrategia para el mediano plazo.

Más información en el Plan Estratégico UTE (2019)<sup>139</sup> y Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay.

### **Micro-redes**

Uruguay es el país de América Latina con la mayor tasa de electrificación, cuyo valor es de 99.7%. Además, este es país de menor tamaño de otros países de la región y carece vastas áreas aisladas con baja densidad de población aislada. Por lo tanto, el concepto de microrred para el suministro de comunidades aisladas no goza de la misma aplicabilidad y relevancia que en alguno de sus países vecinos. No obstante, existe un ejemplo de localidad donde se ha implementado un proyecto de microrred, precisamente en la localidad de Cerros de Vera, en la parte norte del país. Se trata de una localidad donde no llegan líneas de media tensión. Con el uso de equipos de generación diésel y fuentes de energía renovable combinadas con almacenamiento en baterías, esta comunidad ha sustituido el consumo exclusivo de combustible diésel por una combinación con energía renovable que le ha permitido autoabastecerse sin estar conectada al SIN.

Cabe mencionar que ningún sistema eléctrico puede desacoplarse del resto del SIN, por lo que no existen microrredes que puedan alternar entre un estado aislado e interconectado.

Más información en Proyecto Cerros de Vera<sup>140</sup>. Fuente de información adicional entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

### **Gestión dinámica de la capacidad de las líneas (DLR - en sus siglas en inglés, dynamic line rating)**

Esta tecnología está en uso en la operación del SIN. La DLR en uso es de tipo indirecto consistiendo en la realización de una estimación de la temperatura del conductor en base a las medidas de temperatura, radiación y velocidad de viento de estaciones meteorológicas instaladas en las subestaciones cercanas. Sin embargo, no es considerada en los estudios de planificación.

---

<sup>138</sup> Acceso en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/presente-futuro-energias-renovables-uruguay>.

<sup>139</sup> Acceso en: [https://www.ute.com.uy/sites/default/files/files-cuerpo-paginas/Plan%20Estrat%C3%A9gico%20UTE%202019%20-%20Transparencia%20UTEa\\_o.pdf](https://www.ute.com.uy/sites/default/files/files-cuerpo-paginas/Plan%20Estrat%C3%A9gico%20UTE%202019%20-%20Transparencia%20UTEa_o.pdf).

<sup>140</sup> Acceso en: <https://www.gub.uy/agencia-uruguay-cooperacion-internacional/comunicacion/noticias/se-inauguraron-obras-electrificacion-rural-cerros-vera-arerungua-ii-salto>.

El uso del DLR ha permitido el disminuir el volumen de vertidos de la generación eólica localizada en el centro del país instalada a niveles de tensión de 150 kV. Como consecuencia de la sobrecargar las redes gracias al DLR se llega a situaciones donde es difícil cumplir con el criterio de seguridad N-1 por lo cual, se ha adicionado a la operación un sistema de Rechazo Automático de Generación/carga que vía el sistema SCADA permite la desconexión automática de la generación (y de Carga) en caso de una contingencia.

Fuentes: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y con la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay (ADME)

### **Acoplamiento sectorial**

Existen planes donde se investiga los usos que se pueden dar a los excedentes de las ERV (por ejemplo, producción, generación de calor, vehículos eléctricos y consumo de hidrógeno). Sin embargo, no existen grandes experiencias en este aspecto más allá de proyectos piloto como la incorporación de autobuses eléctricos a la flota de autobuses de Montevideo o de camionetas eléctricas a la flota de UTE. La empresa estatal ANCAP está también realizando análisis sobre la posibilidad de instalación de una de planta hidrógeno piloto.

Fuente: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

### **Medidores inteligentes (Smart meters)**

La UTE está comenzando a instalar medidores inteligentes a sus usuarios, con el fin de tener disponible información sobre su consumo en intervalos de 15 minutos. Entre los beneficios que ofrecen estos medidores están el establecimiento de nuevos regímenes tarifarios o la comunicación instantánea en caso de que corte de suministro u otras incidencias. Se prevé que al menos la mitad de los usuarios cuenten con medidores inteligentes para finales de 2020. Esta estrategia forma parte de la Agenda Uruguay Digital 2020, que busca modernizar y digitalizar el sector eléctrico.

Más información en Medidores Inteligentes – UTE<sup>141</sup>.

## **8. Códigos de red**

### **Código de red**

Uruguay no cuenta con un código de red como tal si no que los diferentes criterios y reglamentos para la conexión de generación, operación del SIN, gestión del mercado eléctrico etc., aparecen recogidos en diferente documentación alguna de la cual no es pública. La mayoría de las normativas aparecen compiladas en los denominados Textos Ordenados y Compilados de Resoluciones y Normativas del regulador URSEA. Estos incluyen, entre otros:

- Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica: Establece en detalle el funcionamiento del mercado mayorista, de los contratos y del mercado spot, de las importaciones y exportaciones de energía, las reglas de despacho económico, y los derechos y obligaciones de los agentes y participantes, así como las disposiciones relativas a la ADME.
- Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica: Establece el régimen de ampliaciones del sistema de trasmisión, el régimen tarifario incluyendo la metodología de cálculo de los peajes, el régimen de calidad y los derechos y obligaciones de los usuarios.

---

<sup>141</sup> Acceso en: <https://www.ute.com.uy/medicion-inteligente>.

- **Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica:** Establece los derechos y obligaciones de los usuarios de la distribución, las disposiciones particulares para la generación conectada a dicha red (entre ellas la Generación Distribuida), el régimen tarifario y la estructura tarifaria.

Sin embargo, aspectos como los criterios de conexión de las grandes centrales convencionales e hidráulicas de generación no son públicos. En el caso de los requerimientos de conexión para centrales de generación ERV estos están recogidos en el denominado Convenio de Conexión (Para Generadores que se conectan a la red de UTE en Media Tensión) y en los de Conexión de generación a la red de distribución de baja tensión, ambos publicado por UTE.

Más información en el Texto Compilado de Normativas<sup>142</sup> y en el Texto Ordenado de Resoluciones de URSEA<sup>143</sup>, y en las normativas de conexión publicadas en la web de UTE<sup>144</sup>. Otras Fuente: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

## 9. Modelos de negocios para facilitar la integración de las ERV

### Agregadores

El concepto de Agregadores no está definido como tal en la legislación. Sin embargo, la figura del comercializador tal y como está prevista en la reglamentación podría ser equivalente: Es quien, como resultado de Acuerdos de Comercialización, compra o vende para uno o más Agentes en el MMEE. El Agente continúa siendo el responsable de la operación, calidad y seguridad del equipamiento de su propiedad que se conecta a la red. El Comercializador asume sus obligaciones y derechos comerciales, de pago y de intercambio de información asociada.

### Generación distribuida comunitaria

Existieron experiencias piloto en el pasado sin demasiado éxito por lo que actualmente no se encuentra en la agenda de las instituciones y actores vinculados al sector eléctrico del país.

Fuente: Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

### Comercialización entre pares

La comercialización entre pares en Uruguay es posible a través del Mercado de Contratos a Término. No hay restricciones en cuanto a la capacidad o tipo de generación de los productores para participar en este mercado. Tal como se indica en la sección de Diseño de mercado, en el Mercado de Contratos a Término dos productores pueden comercializar energía mediante los Contratos de Suministro. Sin embargo, estos contratos sirven para cuando un productor no pueda suministrar la energía que debe producir, por lo que adquiere la energía de otro productor para suministrarla como su propia energía.

En cuanto a lo que se refiere a la tecnología del "blockchain", la UTE menciona planes de desarrollo de esta plataforma para permitir el intercambio de energía entre los diferentes actores del SIN.

Más información en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay.

<sup>142</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

<sup>143</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

<sup>144</sup> Acceso en: <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/2013%2007%2015%20Convenio%20de%20Conexion%20para%20Gen%20en%20MT.pdf>

## Modelo de pago por uso

El organismo encargado de establecer las tarifas de energía eléctrica es el Poder Ejecutivo. El Distribuidor puede proponer las tarifas, éstas se someten a la aprobación del Poder Ejecutivo, previo informe del Regulador (URSEA) de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) y del MIEM. El Modelo de Pago por Uso no está incluido en ninguna de las categorías tarifarias que la UTE establece. Todas las tarifas son tarifas de Tiempo de Uso.

Más información en el Reglamento de Tarifas de la UTE<sup>145</sup>.

## 10. Mecanismos de remuneración para ERV

### Licitaciones / Subastas

La penetración de ER en el sistema eléctrico uruguayo es bastante alta al comparar con el resto de los países de LAC (85,5% de la capacidad total instalada en 2019 corresponde a ER). Ante la caída de los costes de producción de energía a partir de las fuentes de ER, Uruguay estableció una serie de licitaciones para incrementar la producción de ER en el sistema eléctrico. La UTE es la entidad responsable de llegar a cabo el proceso completo de las licitaciones, las cuales fueron realizadas a partir de exhortos del Poder Ejecutivo para la contratación de determinados niveles de potencia a partir de energía eólica en primera instancia y luego también a partir de energía fotovoltaica. La capacidad máxima admitida en esas ofertas fue de 50 MW para los proyectos eólicos. Las subastas llevadas a cabo hasta el momento en Uruguay se han utilizado para descubrir el precio de generación y ofrecer posteriormente una tarifa regulada sin proceso de subasta. Como ejemplo, en 2012 se llevó a cabo una subasta de 150 MW eólicos de que resultó un precio de 63 USD/MWh. Posteriormente en 2012, debido a la alta cantidad de ofertas recibidas, se contrataron 650 MW adicionales a dicho precio sin proceso adicional de subasta. Dos de los proyectos fueron posteriormente cancelados. La modalidad de subasta utilizada ha sido la de sobre cerrado (*sealed-bid*) sin precio máximo (*ceiling price*) y usualmente de tecnología específica. Esto es sin competición entre diferentes tipos de tecnologías.

Las licitaciones para la energía eólica han sido las más populares del país. Se han celebrado 5 de estas (desde el 2006 hasta el 2013), y se adjudicaron un total de 403 MW (32 MW dedicados al consumo industrial). El resto de las instalaciones eólicas hasta el total de 1500 MW instalados en 2017 se llevaron a cabo mediante procesos no competitivos como el mencionado en el anterior párrafo. El precio medio de las ofertas ha disminuido desde la primera convocatoria hasta la última: de 92 \$/MWh hasta 63 \$/MWh. También se celebraron subastas de otras tecnologías (Solar, Biomasa y minihidráulica). Desde el 2013 no se han celebrado más subastas.

Más información en Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe Caso de Estudio: Uruguay de la Fundación Bariloche.

### Tarifa de inyección o tarifa de alimentación

Tal y como también se detalla en el concepto Licitaciones/Subastas del presente documento, a partir de 2013 Uruguay llevó a cabo procesos no competitivos de contratación de ER basados en tarifas fijas (o feed-in tariff) con el objeto de acelerar el proceso de integración de ER. El valor de la tarifa fue igual al precio obtenido en las subastas realizadas con anterioridad. La tarifa fija ofertado no fue abierta, sino que inicialmente solo se ofertó la posibilidad de acogerse a la misma a aquellos proyectos que participaron en las subastas pero que no fueron seleccionados. A los proyectos seleccionados en las subastas se les ofreció, adicionalmente, duplicar su capacidad instalada bajo las mismas condiciones.

El Decreto 133, aprobado en mayo de 2013, estableció las bases para la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica solar fotovoltaica entre el UTE y los productores. El decreto

<sup>145</sup> Acceso en: <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Reglamento%20de%20Tarifas%20-%202020%20feb%202020.pdf>.

establece tres franjas en función del tamaño de la instalación generadora, así como la tarifa fija para cada franja y límites a la máxima capacidad total que puede instalarse dentro de cada franja. De acuerdo a lo establecido en el posterior Decreto 430/013, solo se pudieron adherir a estas tarifas plantas que entrasen en servicio hasta el 31 de diciembre de 2015. Para centrales de Biomasa también se establecieron tarifas fijas mediante el Decreto 367/10 y el Decreto 058/015 (este último mediante un llamado a licitación para dichas centrales). Sin embargo, ningún proyecto llegó a concretarse como resultado de dichos decretos debido al alto coste de esta tecnología de generación en comparación con otras alternativas renovables como la solar fotovoltaica o la eólica.

Más información en Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe Caso de Estudio: Uruguay de la Fundación Bariloche. Otras fuentes de información Entrevista con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

### Prima de inyección o prima de alimentación

Los usuarios que obtengan el derecho de instalar una central solar fotovoltaica de entre 500kW y 5MW en las licitaciones establecidas por UTE, tienen derecho a un "premio sobre el precio de la energía que se entregue" hasta una fecha especificada en el pliego, por operación temprana. La cantidad del premio a remunerar también se indica en cada pliego. El mismo caso se da para las licitaciones de instalaciones eólicas. Desde la última licitación realizada en 2013, ya no se otorgan premios sobre el precio de entrega por operación temprana.

Más información en Decreto N° 133/013<sup>146</sup> y Decreto N°159/011<sup>147</sup> del Texto Compilado de Normativas de URSEA<sup>148</sup>.

### Medición neta

La medición neta<sup>149</sup> es establecida como mecanismo de incentivación de generación distribuida basada en fuentes de generación renovable en el Decreto N° 173/010, el cual es vigente desde el 2010. Dichas instalaciones que estén conectadas a la red de distribución de baja tensión pueden intercambiar energía eléctrica con la red de distribución. La tarifa aplicada al balance neto de la energía es la misma que la establecida en el Pliego Tarifario de UTE. Desde 2016, la máxima cantidad de energía que puede ser inyectada a la red por las instalaciones bajo este régimen está limitado a su consumo anual. Con esto se pretende evitar que los usuarios se conecten a la red con el fin de vender energía en vez de ahorrar el consumo y autoabastecerse con sus propias instalaciones.

Más información en Decreto N° 173/010<sup>150</sup> y en la Resolución del 12 de mayo de 2017.

## 11. Diseño de mercado

### Mercado de capacidad o mercado de potencia

Dentro del Mercado de Contratos a Término se pueden llevar a cabo la compra y venta de Potencia Firme de Largo Plazo tanto para contratos de Garantía de Suministro de Participantes

<sup>146</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

<sup>147</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

<sup>148</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

<sup>149</sup> El concepto descrito es equivalente a la definición elaborada en esta asistencia sobre el concepto de medición neta y la cual se basa en mejores prácticas internacionales. En Uruguay sin embargo este mecanismo recibe el nombre de facturación neta con el argumento de que el exceso de energía se paga con dinero y no con créditos de energía. En cualquier caso, se decidió con objeto de preservar la coherencia con las definiciones proporcionadas en incluirlo como medición neta.

<sup>150</sup> Acceso en: [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4coe-9a09-odo4d25726da-mCRogVV).

Consumidores como para los denominados contratos de Respaldo entre productores. En este tipo de contrato la parte vendedora garantiza un suministro de potencia firme respaldada al precio acordado con la parte compradora, con o sin energía. La parte compradora puede ser un generador, un comercializador o el DNC. La parte vendedora puede ser un generador, un comercializador o un participante no nacional.

Más información en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica<sup>151</sup>.

### **Mercado de energía a largo plazo**

En el Mercado de Contratos a Término se pueden pactar los Contratos de Suministro, en el que un participante consumidor comprar bloques de energía a un participante productor. La parte vendedora puede entregar la energía comprometida al precio más barato, ya sea desde la generación propia, de otros contratos con otros participantes o de la energía comprada en el Mercado Spot. La parte compradora debe pagar por la energía suministrada, independientemente si la requiere o no. Los excedentes energéticos de la parte compradora se pueden vender en el Mercado Spot y en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro. Además, los contratos de respaldo mencionados en el concepto Mercado de Capacidad, pueden también incluir compra de energía por lo que también representan una forma de compra de energía a largo plazo.

Más información en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

### **Mercado de energía spot: centrado en el día siguiente, intradía**

El Mercado Spot en Uruguay es administrado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), que es la responsable de calcular los precios y transacciones que ocurren en este mercado. Este tipo de mercado se considera como un mercado residual y depende del Mercado de Contratos, es decir, en el Mercado Spot se comercializa las faltantes y excedentes de energía. El Precio Spot para una hora es igual al precio marginal de la última unidad de generación casada en el mercado (se incluyen también los precios de remuneración a las ER que participaron en las convocatorias de licitación). El Mercado de Energía Spot tiene lugar el día antes de la operación.

En Uruguay no existe un mercado intradiario, pero en el caso donde el balance energético se desequilibra, el precio de la energía a partir del minuto antes de que se haya producido el desbalance tendrá el mismo precio que el precio programado para la hora siguiente.

En Uruguay existe un único Distribuidor que es UTE cuya área de concesión es toda la zona electrificada del país. Podría existir otro Distribuidor que debería ser autorizado por el Poder Ejecutivo, previo acuerdo de UTE. UTE compra la energía a un precio semestral definido por la DNC, y se definen en tres bloques horarios (horas punta, horas valle y horas media).

Más información en el Texto Compilado de Normativas de URSEA.

### **Mercado de servicios auxiliares: primarios, secundarios, terciarios u otros<sup>152</sup>**

Los Servicios Auxiliares en el SIN son definidos en la sección 9 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica como los servicios que corresponden a las prestaciones necesarias para la operación del sistema dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo. Todos los agentes del SIN que tengan la capacidad de contribuir a la estabilidad de la red podrán participar en los Servicios Auxiliares, y es el DNC la entidad que asigne cada generador a la actividad que considere apropiada a ella. Aunque no se hace mención explícita a ningún mercado para la adjudicación de estos servicios, la reserva fría se adjudica mediante un proceso que se asemeja a un mercado. Estos servicios son los siguientes:

---

<sup>151</sup> Acceso en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/360-2002>

<sup>152</sup> De acuerdo a la información proporcionada por la Dirección general de la Energía (DNE), a la fecha de publicación del presente documento ninguno de los servicios mencionados se habrían tornado operativos.

- **Control de Tensión:** Este servicio solo es remunerado cuando se lleva a cabo una modificación del despacho económico (generación forzada) debido para cubrir una escasez de recursos reactivos. Dichos costos son soportados por aquellos participantes que hayan provocado la desviación en tensión en cuestión.
- **Reserva Operativa:** Esta reserva comprende a la regulación de frecuencia y la reserva rotante. Los proveedores de este servicio reciben un pago mensual por su potencia media destinada a este servicio la cual es pagada al precio del servicio mensual de Garantía de Suministro. Además, aquellos generadores que vean disminuida su potencia despachada a consecuencia de su participación en esta reserva, recibirán un pago adicional correspondiente al coste de oportunidad de su participación en el mismo. Los costos del servicio son recuperados mediante un cargo mensual a distribuidores y grandes consumidores proporcional a su consumo con respecto al coste total de la reserva operativa en el citado mes.
- **Reserva Fría:** El objeto de esta reserva es la de proporcionar al sistema es contar con el respaldo necesario para seguridad ante contingencias. Tanto productores como consumidores pueden proveer este servicio siempre que cumplan con los requisitos técnicos y su tiempo de respuesta no se mayor que 20 minutos. Los participantes envían sus ofertas de reserva fría junto con su programación semanal. El DNC lleva a cabo una lista de mérito en orden creciente de precios. El precio final de la reserva fría es marginal, es decir será el de la oferta casada de mayor coste para cubrir los requerimientos.
- **Seguimiento de la Demanda:** Este servicio incluye los sobrecostos que resultan en el despacho económico por las restricciones de tiempos de arranque y parada y costos de arranque, así como los créditos y débitos que surjan por importación y exportación Spot que no resulten valorizados al Precio Spot en el nodo de interconexión internacional. Los participantes en el recibirán mensualmente un cargo igual a la suma de la remuneración de sus costos de arranque más el sobrecosto de Generación Forzada por despacho, de existir este. Cada Distribuidor y cada Gran Consumidor, o su Comercializador, pagará un cargo mensual por servicio auxiliar de seguimiento de demanda, igual a la proporción del costo mensual de dicho Servicio Auxiliar, que su consumo mensual representa dentro del consumo total del SIN.
- **Administración de restricciones de Transporte:** Este servicio cubre sobrecosto de la Generación Forzada por restricciones de transporte zonal o departamental. Los productores que participen en el reciben un cargo mensual igual a los sobrecostos de su generación forzada. Cada Participante Consumidor pagará un cargo por Servicio Auxiliar de Administración de Restricciones de Transporte, igual a la proporción del costo mensual de dicho servicio, que representa su consumo mensual dentro del consumo total del mes para el SIN.

Más información en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

### **Intercambios transfronterizos**

Se puede importar y exportar energía en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Pueden ser importadores las Distribuidoras, los Productores, los Comercializadores y los Grandes Consumidores. Pueden ser exportadores los Productores y los Comercializadores. Existen dos tipos de contratos con los que se pueden llevar a cabo importaciones y exportaciones; Contrato de Suministro y Contrato de Respaldo. Si las actividades de importación y/o exportación se realiza mediante estos contratos, la generación se considera generación firme. En el caso de que no forme parte de un contrato, se considera generación no firme.

En el caso de los contratos de importación, solo se aceptan generación despachable. El precio de dicha importación será igual al ofertado por el generador que se encuentre en el otro país, y bajo ciertas condiciones, está podrá comercializarse en el mercado spot. Para la exportación, la demanda se considera interrumpible, por lo que los generadores que exporten energía lo harán como resultado de la programación de despacho. Las operaciones de importación y exportación se realizan con los países con interconexión con Uruguay: Brasil y Argentina. En el caso de Brasil, se encuentra en vigor el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil, pero no hay un mercado vinculado con el país. El decreto N°182/005 exime las importaciones desde Brasil de cualquier cargo aduanero. En cuanto a Argentina, existe un convenio de interconexión entre los dos países, en el que se vinculan los sistemas eléctricos de potencia de ambos países. En el decreto-ley N°15.509 se detalla el denominado Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina. Entre los puntos que se discuten, las importaciones también están eximidas del impuesto aduanero.

Más información en el Texto Compilado de Normativas de URSEA.

### **Mercados de carbono**

Hasta el 2020, no ha existido un mercado donde se pueda realizar la compraventa de emisiones de carbono.

Más información en State and Trends of Carbon Pricing 2020 – World Bank Group<sup>153</sup>.

### **Tarifas de tiempo de uso (ToU)**

Son varias las distintas modalidades tarifarias de donde los consumidores pueden escoger. Estas tarifas se consideran ToU estáticas. Dependiendo del tipo de consumidor y de la potencia y tensión contratada, las tarifas pueden variar en el número de bloques horarios. Las tarifas establecidas en el Pliego Tarifario se pueden clasificar en dos categorías:

- i) Tarifas Simples: Estas tarifas establecen un precio fijo durante 24 horas.
- ii) Tarifas Multihorario: Las tarifas multihorario pueden ser de dos o tres bloques horarios.

Más información en el Reglamento de Tarifas de la UTE.

---

<sup>153</sup> Acceso en: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33809/9781464815867.pdf?sequence=4&isAllowed=y>



## Bibliografía

- \_\_\_\_\_ (2020a), "Global EV Outlook 2020." 2020. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>.
- \_\_\_\_\_ (2020b), "Energy Storage." 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.
- \_\_\_\_\_ (2019a), Time-of-Use Tariffs Innovation Landscape Brief. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2019b), Net Billing Schemes Innovation Landscape Brief. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2019c), Internet of Things – Innovation Landscape Brief. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2019d), Future of Solar Photovoltaic Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects. [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications).
- \_\_\_\_\_ (2019e), "Demand-Side Flexibility for Power Sector Transformation." [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2019f), Behind-the-Meter Batteries Innovation Landscape Brief. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2019g), Aggregators: Innovation Landscape Brief. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2019), "Green Energy Corridors Dimensioning of Control Reserves in Southern Region Grid States Final Report".
- \_\_\_\_\_ (2018a), Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- \_\_\_\_\_ (2018b), "Community Energy: Broadening the Ownership of Renewables".
- \_\_\_\_\_ (2018), "AR-N-4100 to AR-N-4130 Technische Regeln Für Den Anschluss von Kundenanlagen an Das [Nieder/Mittel/Hoch/Höchst]Spannungsnetz Und Deren Betrieb".
- \_\_\_\_\_ (2017a), Planning for the Renewable Future: Long-Term Modelling and Tools to Expand Variable Renewable Power in Emerging Economies. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Planning\\_for\\_the\\_Renewable\\_Future\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2017b), "Exchanging Best Practices to Incorporate Variable Renewables into South American Long-Term Energy/Power Sector Planning." /Events/2017/Aug/Incorporating-Variable-Renewables-into-Long-Term-Energy-Sector-Planning-in-South-America.
- \_\_\_\_\_ (2017), "Vde-Ar-n 4105" 100.
- \_\_\_\_\_ (2016), "Scaling Up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes." In 6th Solar Integration Workshop, 1–106.

- \_\_\_\_\_ (2014a), "Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States." National Renewable Energy Laboratory (NREL), no. March: 58. <https://doi.org/10.2172/1126842>.
- \_\_\_\_\_ (2014b), "Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States." National Renewable Energy Laboratory (NREL), no. March: 58. <https://doi.org/10.2172/1126842>.
- \_\_\_\_\_ (2013), "Smart Grids and Renewables: A Guide for Effective Deployment," no. November: 1–44. <https://doi.org/10.1186/2041-1480-3-1>.
- \_\_\_\_\_ (2013), Perú: Subastas de Energía Renovable.
- \_\_\_\_\_ n.d. "Sector Coupling." Accessed July 8, 2020b. <https://www.irena.org/energytransition/Power-Sector-Transformation/Sector-Coupling>.
- \_\_\_\_\_ "Green Energy Corridors Dimensioning of Control Reserves in Southern Region Grid States Final Report." n.d.
- \_\_\_\_\_ 5\_200727-Informe-Separacion-P-E. (s.f.). [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/5\\_200727-Informe-Separacion-P-E.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/5_200727-Informe-Separacion-P-E.pdf)
- Abbate, Angelo L', Gianluca Fulli, Fred Starr, and Stathis D Petevs. 2008. "Distributed Power Generation in Europe: Technical Issues for Further Integration." <https://doi.org/10.2790/50952>.
- ABRADEE. (2020). (Asociación Brasileña de Distribuidores de Electricidad) Recuperado el 11 de 2020, de <https://www.abradee.org.br/#>.
- ABRATE. (s.f.). *Perfil*. (Asociación Brasileña de Empresas de Transmisión de Energía Eléctrica) Recuperado el 11 de 2020, de <https://abrate.org.br/perfil/>.
- Ackermann, Thomas, Gö Ran Andersson, and Lennart Sö Der A. 2001. "Distributed Generation: A Definition." *Electric Power Systems Research*. Vol. 57. [www.elsevier.com/locate/epsr](http://www.elsevier.com/locate/epsr).
- Agora Energiewende. (2019). *Report on the Brazilian Power System*.
- Akrami, Alireza, Meysam Doostizadeh, and Farrokh Aminifar. 2019. "Power System Flexibility: An Overview of Emergence to Evolution." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. Springer Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0527-4>.
- AMM. (2019). *Solucionar las diferencias sobre las maximas transferencias de potencia entre México y Guatemala para garantizar la operacion eficiente del MER depende de la voluntad del EOR*.
- ANE BRASIL. (2017). *anebrasil.org.br*. Obtenido de <https://anebrasil.org.br/wp-content/uploads/2018/05/Armazenamento-de-Energia-Fev-2017.pdf>.
- ANEEL (2003). *Control de frecuencia secundaria*. (Agencia Nacional de Energia Eléctrica) Recuperado el 11 de 2020, de [https://www.aneel.gov.br/home?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=%2F&\\_101\\_assetEntryId=15046871&\\_101\\_type=content&\\_101\\_groupId=656835&\\_101\\_urlTitle=con](https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15046871&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=con).
- \_\_\_\_\_ (2005). *www2.aneel.gov.br*. Obtenido de <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>
- \_\_\_\_\_ (2010). *Agencia Nacional de Energia Eléctrica*. (Agencia Nacional de Energia Eléctrica) Recuperado el 11 de 2020, de [https://www.aneel.gov.br/busca?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp\\_auth%3DwfjL43yl%26p\\_p\\_id%3D3%26p\\_p\\_lifecycl](https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp_auth%3DwfjL43yl%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycl).
- \_\_\_\_\_ (2010). *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010*.
- \_\_\_\_\_ (2013). Resolución Normativa ANEEL N° 569 DE 23/07/2013. *Normas Brasil*.
- \_\_\_\_\_ (2015). *ANEEL regula contadores electrónicos*. (Agencia Nacional de Energia Eléctrica) Recuperado el 11 de 2020, de [https://www.aneel.gov.br/home?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=%2F&\\_101\\_assetEntryId=14543830&\\_101\\_type=content&\\_101\\_groupId=656877&\\_101\\_urlTitle=ane](https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14543830&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=ane).
- \_\_\_\_\_ (2015). *Micro-rede*. (Agencia Nacional de Energia Eléctrica) Recuperado el 11 de 2020, de [https://www.aneel.gov.br/home?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=%2F&\\_101\\_assetEntryId=15050867&\\_101\\_type=content&\\_101\\_groupId=656835&\\_101\\_urlTitle=mic](https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15050867&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=mic).



- \_\_\_\_\_ (2018), «Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, Reglas comerciales,» 2018.
- \_\_\_\_\_ (2017), «Anexo B: Código de Redes Fotovoltaico - Normas Técnicas, Operativas y de Calidad para la Conexión de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica al Sistema Interconectado Nacional,» 2017.
- \_\_\_\_\_ (2017), «Metodología para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios,» 2016.
- Asociación Salvadoreña de Energías Renovables. (2012). *Revisión de las Leyes, Reglamentos y Normas de las Redes de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica relacionadas con las Energías Renovables.*
- Badtke-Berkow, Mina, Michael Centore, Kristina Mohlin, and Beia Spiller. n.d. "A Primer on Time-Variant Electricity Pricing."
- Barahona, G. (2013). *Finanzas Verdes: una alternativa de financiamiento para proyectos de inversión pública.* BCN. (2012). REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES. Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>.
- \_\_\_\_\_ (2018). *LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA.* Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>.
- \_\_\_\_\_ (2019). *DFL 4/20018.* Obtenido de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>.
- \_\_\_\_\_ (2019). *Medidores Inteligentes.* Obtenido de <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmTIPO=DOCUMENTOCOMUNICACIONCUENTA&prmlID=82138#:~:text=Los%20medidores%20inteligentes%20fuero n%20introducidos,el%20Agctricas%20de%20las%20generadoras%20residenciales%20E2%80%9D>.
- Bernier, L, and A Sennoun Hydro-québec Distribution. n.d. "Evaluating the Capacity Credit of Wind Generation in Québec".
- BID Integración Eléctrica en el Cono Sur: <https://blogs.iadb.org/energia/es/integracion-electrica-en-el-cono-sur/>.
- Bitencourt, Rafael, and Raphael Di Cunto. n.d. "Modernização Do Setor Elétrico Acabará Com Incentivo a Fontes Renováveis." 2019. Accessed July 30, 2020. <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2019/09/19/modernizacao-setor-eltrico-acabar-com-incentivo-a-fontes-renovveis-diz-mme.ghtml>.
- Boletín Oficial de la República Argentina, Ley 27430, Impuesto a las ganancias, <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/176831/20171229>.
- Brown, T, D Schlachtberger, A Kies, S Schramm, and M Greiner. n.d. "Synergies of Sector Coupling and Transmission Reinforcement in a Cost-Optimised, Highly Renewable European Energy System".
- Bundesnetzagentur. 2018. "Leitfaden Zum Einspeisemanagement 3.o." [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html).
- CAISO. 2015. "Flexible Ramping Product Revised Draft Final Proposal."
- CCEE. (s.f.). *Procedimentos de Comercializacao.* (CCEE) Recuperado el 11 de 2020, de [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_adf.ctrl-state=19owckkng2\\_1&\\_afLoop=177988669835411#!%40%40%3F\\_afLoop%3D177988669835411%26\\_adf.ctrl-state%3D19owckkng2\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_adf.ctrl-state=19owckkng2_1&_afLoop=177988669835411#!%40%40%3F_afLoop%3D177988669835411%26_adf.ctrl-state%3D19owckkng2_5).
- \_\_\_\_\_ (s.f.). [www.ccee.org.br](https://www.ccee.org.br). Obtenido de [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_adf.ctrl-state=jbbkxgm2w\\_1&\\_afLoop=333828324541205#!%40%40%3F\\_afLoop%3D333828324541205%26\\_adf.ctrl-state%3Djbbkxgm2w\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_adf.ctrl-state=jbbkxgm2w_1&_afLoop=333828324541205#!%40%40%3F_afLoop%3D333828324541205%26_adf.ctrl-state%3Djbbkxgm2w_5).
- Ceciliano Meza, Navarro Pérez y Nieva Gómez, 2016, El Modelo de Asignación de Unidades del Mercado de Día en Adelanto, <https://www.ineel.mx/boletino42016/tendencias.pdf>.
- CENACE, Centro Nacional de Control de Energía, <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%20151%202016%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20DOF%202016%2004%2008.pdf>.
- \_\_\_\_\_ <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%20151%202016%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20DOF%202016%2004%2008.pdf>.
- \_\_\_\_\_ Mercado de Certificados de Energías Limpias, <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoCEL.aspx>.
- \_\_\_\_\_ (2015), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20%5bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20%5bDOF%2008-09-15%5d%20.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2015), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16\\_MARCOREGULATORIO/Leyes/\(DOF%202015-12-24%20SENER\)%20Ley%20de%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Leyes/(DOF%202015-12-24%20SENER)%20Ley%20de%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica.pdf).

- \_\_\_\_\_ (2015), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/SubastasLP/Manual%2ode%2oSubastas%2ode%2oLargo%2oPlazo%2o\(DOF%2oSENER%2o19-Nov-15\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/SubastasLP/Manual%2ode%2oSubastas%2ode%2oLargo%2oPlazo%2o(DOF%2oSENER%2o19-Nov-15).pdf).
- \_\_\_\_\_ (2016), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoBalance/Manual%2odel%2oMercado%2opara%2oel%2oBalance%2ode%2oPotencia%2o\(DOF%2oSENER%2o22-Sep-16\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoBalance/Manual%2odel%2oMercado%2opara%2oel%2oBalance%2ode%2oPotencia%2o(DOF%2oSENER%2o22-Sep-16).pdf).
- \_\_\_\_\_ (2017), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16\\_MARCOREGULATORIO/GenDis/\(DOF%2o2017-03-07%2oCRE\)%2oRES-142-2017%2oDACG%2oGeneraci%C3%B3n%2oDistribuida.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/GenDis/(DOF%2o2017-03-07%2oCRE)%2oRES-142-2017%2oDACG%2oGeneraci%C3%B3n%2oDistribuida.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2018), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/SubastasMedianoPlazo/Manual%2ode%2oSubastas%2oMediano%2oPlazo%2oModificado%2o\(SIM%2o21-Nov-2018\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/SubastasMedianoPlazo/Manual%2ode%2oSubastas%2oMediano%2oPlazo%2oModificado%2o(SIM%2o21-Nov-2018).pdf).
- \_\_\_\_\_ Bases del Mercado Eléctrico, [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Bases/Bases%2odel%2oMercado%2oEl%C3%A9ctrico%2o%5bDOF%2o08-09-15%5d%2o.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%2odel%2oMercado%2oEl%C3%A9ctrico%2o%5bDOF%2o08-09-15%5d%2o.pdf).
- \_\_\_\_\_ Comisión Reguladora de Energía, Resolución Núm. RES/142/2017, [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16\\_MARCOREGULATORIO/GenDis/\(DOF%2o2017-03-07%2oCRE\)%2oRES-142-2017%2oDACG%2oGeneraci%C3%B3n%2oDistribuida.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/GenDis/(DOF%2o2017-03-07%2oCRE)%2oRES-142-2017%2oDACG%2oGeneraci%C3%B3n%2oDistribuida.pdf).
- \_\_\_\_\_ <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Resoluci%C3%B3n%2o151%2o2016%2oC%C3%B3digo%2ode%2oRed%2oDOF%2o2016%2o04%2o08.pdf>.
- \_\_\_\_\_ <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosSENER/Acuerdo%2oSENER%2oActualiza%2oEstrategia%2oUso%2oTecnolog%C3%ADas%2oy%2oCombustibles%2oLimpios%2oDOF%2o2020%2o02%2o07.pdf>.
- \_\_\_\_\_ Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%2ode%2oAmpliaci%C3%B3n%2oy%2oModernizaci%C3%B3n%2ode%2ola%2oRNT%2oy%2oRGD%2o2019%2o-%2o20203.pdf>.
- \_\_\_\_\_ (2015), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoCortoPlazo/Bases%2o9%2oy%2o10%2ode%2olas%2oBases%2odel%2oMercado%2oEl%C3%A9ctrico%2o\(DOF%2oSENER%2o08-Sep-15\).pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoCortoPlazo/Bases%2o9%2oy%2o10%2ode%2olas%2oBases%2odel%2oMercado%2oEl%C3%A9ctrico%2o(DOF%2oSENER%2o08-Sep-15).pdf).
- \_\_\_\_\_ (2017), [https://www.cenace.gob.mx/Docs/14\\_REGLAS/Manuales/Manual%2ode%2oPron%C3%B3sticos%2o%5bDOF%2o23-11-17%5d.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%2ode%2oPron%C3%B3sticos%2o%5bDOF%2o23-11-17%5d.pdf).
- CEPAL, (2019), Mapeo situacional de la planificación energética regional y desafíos en la integración de energías renovables: hacia una planificación sostenible para la integración energética regional, <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/44937>.
- \_\_\_\_\_ (2004) "El Mercado de Carbono En América Latina y El Caribe: Balance y Perspectivas." 2004. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/5620-mercado-carbono-america-latina-caribe-balance-perspectivas>.
- CGE. (2020). *Límite de invierno*. Obtenido de <https://www.cge.cl/datos-utiles/limite-invierno/>.
- Chen, Runze, Jianhui Wang, Audun Botterud, and Hongbin Sun. 2017. "Wind Power Providing Flexible Ramp Product." *IEEE Transactions on Power Systems* 32 (3): 2049–61. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2603225>.
- CIMENL, [https://cimenl.org/wp-content/uploads/2019/07/20190720015751\\_47740\\_N\\_Actualizaci%C3%B3n-del-C%C3%B3digo-de-Red\\_19-07-2019.pdf](https://cimenl.org/wp-content/uploads/2019/07/20190720015751_47740_N_Actualizaci%C3%B3n-del-C%C3%B3digo-de-Red_19-07-2019.pdf).
- CNE (2012), *Plan Maestro para el desarrollo de la Energía Renovable*. Obtenido de [http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2017/02/Resumen\\_Plan\\_Maestro.pdf](http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2017/02/Resumen_Plan_Maestro.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2015), *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. Obtenido de [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n\\_vf.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n_vf.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2016), *NORMA TÉCNICA DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS*. Obtenido de [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT62\\_Ene16.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT62_Ene16.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2016), *Sector Eléctrico de El Salvador*.
- \_\_\_\_\_ (2017), *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. Obtenido de [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-Técnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribución\\_vf.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-Técnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribución_vf.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2017), *NUEVA LEY CHILENA DE LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES REGULADOS*. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.
- \_\_\_\_\_ (2019). *NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS*. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>.

- \_\_\_\_\_ (2020). *LICITACIONES DE SUMINISTROS PARA DISTRIBUIDORAS*. Obtenido de <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>.
- \_\_\_\_\_ (2020). *Resolución exenta N°263*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2020/07/RE-CNE-N%C2%Bo263-Prueba-Informe-Preliminar-de-Licitaciones-2020.pdf?x35018>.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Centro Nacional de Energía*. Obtenido de <https://www.cne.gob.sv/>.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Integración de Proyectos Fotovoltaicos a la Red Eléctrica de El Salvador*.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Normas Sobre Procesos De Libre Concurrencia Para Contratos De Largo Plazo Respaldados Con Generación Distribuida Renovable*. Obtenido de [http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/Biblioteca/CLP\\_GDR.pdf](http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/Biblioteca/CLP_GDR.pdf).
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Normativa para usuarios finales productores de energía*. Obtenido de [http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com\\_content&view=article&id=66:2017-11-13-15-45-37&catid=7:noticias](http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=66:2017-11-13-15-45-37&catid=7:noticias).
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Política Energetica Nacional 2010-2024*. Obtenido de <http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/1.PolticaNacionaldeEnerg20102024.pdf>.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Portal para Proyectos con Energía Renovables*. Obtenido de [http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com\\_content&view=article&id=66:2017-11-13-15-45-37&catid=7:noticias](http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=66:2017-11-13-15-45-37&catid=7:noticias).
- COES - SINAC. (2013). PR-20 Ingreso, Modificación Y Retiro De Instalaciones En El SEIN.
- \_\_\_\_\_ (2019). PR-07 Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo.
- COES (2015). PR-01 Programación de la Operación de Corto Plazo.
- \_\_\_\_\_ (2013). PR-20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN.
- \_\_\_\_\_ (2015). PR-13 Determinación De La Energía Firme Y Verificación De La Cobertura De La Energía Anual Comprometida.
- \_\_\_\_\_ (2016). PR-37 Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN.
- \_\_\_\_\_ (2016). PR-38 Determinación De La Energía Dejada De Inyectar Por Causas Ajenas Al Generador RER.
- \_\_\_\_\_ (2017). PR-16 Rechazo de Cargas.
- \_\_\_\_\_ (2018). PR-42 Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación.
- \_\_\_\_\_ (2019). PR-26 Cálculo de la Potencia Firme.
- \_\_\_\_\_ (2020). *Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC*.
- \_\_\_\_\_ (2020). PR-21 Reserva Rotante Para Regulación Primaria De Frecuencia.
- \_\_\_\_\_ (2020). PR-22 Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). PR-15 Valorización De Transferencias De Energía Reactiva.
- Comisión de la Comunidad Andina (2017). *Decisión 816 Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad*.
- Comision Regional de Interconexión Electrica (2005). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*.
- Comisión Reguladora de Energía (2019), <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=OTYoNzRiMjQtNDYxMyooOWE3LTc1NC04ZjBiODg5NTg1Mzk=>.
- Comisión Reguladora de Energía, Mexican Regulatory Framework, <https://usea.org/sites/default/files/event-/Mexico%20Country%20Presentation.pdf>.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), <https://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/InstrProcedimientos.aspx>.
- Convenio de Conexión para la Generación Conectada a la Media Tensión de UTE: <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/2013%2007%2015%20Convenio%20de%20Conexión%20para%20Gen%20en%20MT.pdf>.
- Coordinador Eléctrico Nacional (2019). *PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE SERVICIOS AUXILIARES*. Obtenido de <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/12/Planificaci%C3%B3n-Dise%C3%B1o-y-Diagn%C3%B3stico-de-los-Sistemas-de-SSAA.pdf>.
- Corte Suprema de Justicia de El Salvador (2007). *Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad*. Obtenido de [http://www.oas.org/juridico/spanish/mesicic3\\_slv\\_energia.pdf](http://www.oas.org/juridico/spanish/mesicic3_slv_energia.pdf).
- Council of European Energy Regulators (2018), "Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017 Public Report." <http://eur-lex.europa.eu/legal->

- Cox, Sadie, and Sean Esterly (2016) "Feed-in Tariffs: Good Practices and Design Considerations. A Clean Energy Regulators Initiative Report."
- Denholm, Paul (2013) "Solar Energy and Capacity Value Solar Energy Can Provide Valuable Capacity to Utilities and Power System Operators Coincidence of Solar Energy With Electricity Demand Patterns." [www.nrel.gov/](http://www.nrel.gov/).
- Department for Business Energy & Industrial Strategy (Gov UK) (2018), "Consultation on the Feed-in Tariffs Scheme Impact Assessment."
- Diario Oficial de la Federación, 2012, [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle\\_popup.php?codigo=5264819](http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5264819).
- \_\_\_\_\_ (2019), [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5573934&fecha=01/10/2019](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5573934&fecha=01/10/2019).
- Diario Oficial de la República de Chile. (2017). *REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Reglamento-125-Coordinaci%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n-SEN.pdf>.
- Economic and Interest Association Renewable Energy Sources of Croatia. 2020. "(II.) Croatia and the Feed-in Premium Model: What Will the New System Bring and How Will It Function?" 2020. <https://oie.hr/en/iicroatia-and-the-premium-model-what-will-the-new-system-bring-and-how-will-it-function/>.
- Eirgrid Plc. (2015), "EirGrid Grid Code." Dublin.
- EirGrid. (2019) "EirGrid Grid Code, Version 8." *Commission for Regulation of Utilities*, no. July: 1–349. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion6.pdf>.
- Elia. n.d. "Dynamic Line Rating." Accessed July 1, 2020. <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure/dynamic-line-rating>.
- Energia renovavel (2020). <https://www.recbrasil.com.br/i-rec-brasil.html>. (Energia renovavel) Recuperado el 11 de 2020, de <https://www.recbrasil.com.br/i-rec-brasil.html>.
- Energy Systems and Energy Storage Lab. n.d. "Energy Storage Technologies Information." Accessed July 8, 2020. <http://www.eseslab.com/ESSPage>.
- ENGIE. (2020). *Créditos de Carbono*. Recuperado el 11 de 2020, de <https://www.engie.com.br/solucoes/nossa-expertise/descarbonizacao/#creditos-de-carbono>.
- \_\_\_\_\_ (2015) "Understanding the Capacity Market." <http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>.
- EPE. (s.f.). *Leilões*. (EPE) Recuperado el 11 de 2020, de <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *www.epe.gov.br*. Obtenido de <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>.
- EPR. (s.f.). *EPR*. Recuperado el 01 de 2021, de DESCRIPCIÓN: LÍNEA SIEPAC: <https://www.eprsiepac.com/contenido/descripcion-linea-siepac/>.
- ETESA. (2018). *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018-2032 Tomo II Plan Indicativo de Generación*.
- ETG-Task Force Demand Side Management. 2012. "Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland."
- European Wind Energy Association. 2012. "Wind Energy - The Facts: A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power." 2012. [https://books.google.de/books?id=GaoeBAAAQBAJ&pg=PA186&lpg=PA186&dq=firm+capacity+adequacy&source=bl&ots=a4EKOa-Bzf&sig=ACfU3UoLvOCZLh\\_eziJvWmH39-2P3HRqhOO&hl=de&sa=X&ved=zahUKEwjD8IOM1avqAhUNTysKHWHDwYQ6AEwAnoECAYQAO#v=onepage&q=firm+capacity+adequacy&f=false](https://books.google.de/books?id=GaoeBAAAQBAJ&pg=PA186&lpg=PA186&dq=firm+capacity+adequacy&source=bl&ots=a4EKOa-Bzf&sig=ACfU3UoLvOCZLh_eziJvWmH39-2P3HRqhOO&hl=de&sa=X&ved=zahUKEwjD8IOM1avqAhUNTysKHWHDwYQ6AEwAnoECAYQAO#v=onepage&q=firm+capacity+adequacy&f=false).
- Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America de IRENA: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Aug/Summary-Report---IRENA-Regional-Workshop-on-Long-term-Energy-Planning---Buenos-Aires-2017.pdf?la=en&hash=oFA13AoDoAgF67E354EA27652FD190A24EEED3CB>.
- Gils, Hans, Sonja Simon, and Rafael Soria. 2017. "100% Renewable Energy Supply for Brazil—The Role of Sector Coupling and Regional Development." *Energies* 10 (11): 1859. <https://doi.org/10.3390/en10111859>.
- GIZ, Modelos de negocio para la generación de electricidad con energías renovables en México, 2018, [https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos\\_de\\_negocio\\_ER\\_Bancomext\\_GIZ.pdf](https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos_de_negocio_ER_Bancomext_GIZ.pdf).
- GIZ. 2015. "The GIZ TechCoop VRE Programme."
- Gobierno de Argentina, Ministerio de Economía, ENRE, Cuadros Tarifarios, [https://www.argentina.gob.ar/enre/cuadros\\_tarifarios](https://www.argentina.gob.ar/enre/cuadros_tarifarios).

- Gobierno de Argentina, Ministerio de Economía, Legislación <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/que-es-la-generacion-distribuida/legislacion>.
- \_\_\_\_ Programa RenovAr, <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>.
- \_\_\_\_ Proyectos PERMER <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/permer/proyectos>.
- \_\_\_\_ Reportes de Avance - Implementación de la Ley 27.424, <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/que-es-la-generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424>.
- Gobierno de Argentina, Normativa, Resolución 247/2019 <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-247-2019-323462/texto>.
- Gobierno de México, Comisión Reguladora de Energía, Generación Distribuida, <https://www.gob.mx/cre/articulos/generacion-distribuida-102284>.
- \_\_\_\_ Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones en México, [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/505746/Brochure\\_SCE-ESP.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/505746/Brochure_SCE-ESP.pdf).
- Gobierno de México, Secretaría de Energía, PRODESEN, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033, <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>.
- \_\_\_\_ Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, <https://www.gob.mx/sener/documentos/programa-de-redes-electricas-inteligentes-121753>.
- \_\_\_\_ Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030, [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva\\_de\\_Energ\\_as\\_Renovables\\_2016-2030.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2016-2030.pdf).
- Gobierno de México, Secretaría de Gobernación, (2010), [https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5137984&fecha=08/04/2010](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5137984&fecha=08/04/2010).
- \_\_\_\_ (2012), [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5249086&fecha=22/05/2012](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5249086&fecha=22/05/2012).
- \_\_\_\_ (2015), [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015).
- \_\_\_\_ (2016), [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016).
- \_\_\_\_ (2020), [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020).
- Gobierno Regional de Cajamarca. (2015). Ordenanza Regional N°011-2015-GR.CAJ-CR Reconocen al Gobierno Regional de Cajamarca como Único Beneficiario de los Bonos de Carbono que se Emitan en mérito al Procedimiento de Validación del Programa de Ampliación de la Frontera Eléctrica Tercera Etapa - P.
- Greening the Grid. n.d. "Ancillary Services." Accessed July 30, 2020. <https://greeningthegrid.org/integration-in-depth/ancillary-services>.
- Hawila, Diala, Gabriel Cunha, João Pedro Bastos, Miljan Todorovic, Divyam Nagpal, Alvaro Lopez-Peña, Celia García-Baños, et al. 2017. *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- Hülsmann, Leonard, Thorsten Schlößer, Eckehard Tröster, Markus Koch, and Uwe Ohl. 2019. "Electric Vehicle and Heat Pump Hosting Capacity Assessment for a German 25000-Noded Distribution Network." In *3rd E-Mobility Power System Integration Symposium*.
- IEA (2019), "Greece Auctions Awarding Feed-in Premiums – Policies." 2019. <https://www.iea.org/policies/6559-greece-auctions-awarding-feed-in-premiums>.
- Infinite Energy. n.d. "What Is Peer-to-Peer Energy Trading?" Accessed July 30, 2020. <https://www.infiniteenergy.com.au/peer-to-peer-energy-trading/>.
- Inter-American Development Bank, 2018 <https://blogs.iadb.org/energia/es/integracion-electrica-en-el-cono-sur/>.
- International Energy Agency IEA. 2018. "Net Metering and PV Self-Consumption in Emerging Countries."
- IRENA, International Renewable Energy Agency, (2015), *Renewable Energy in Latin America 2015: An Overview of Policies*, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA\\_RE\\_Latin\\_America\\_Policies/IRENA\\_RE\\_Latin\\_America\\_Policies\\_2015.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015.pdf).
- \_\_\_\_ (2017), *Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America*, <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Aug/Summary-Report---IRENA-Regional-Workshop-on-Long-term-Energy-Planning---Buenos-Aires-2017.pdf?la=en&hash=0FA13AoDoA9F67E354EA27652FD190A24EEED3CB>.
- \_\_\_\_ (2017), *Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America*, <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Aug/Summary-Report---IRENA-Regional-Workshop-on-Long-term-Energy-Planning---Buenos-Aires-2017.pdf?la=en&hash=0FA13AoDoA9F67E354EA27652FD190A24EEED3CB>.

- \_\_\_\_\_ (2013). Renewable Energy Auctions in Developing Countries.
- \_\_\_\_\_ (2015). Renewable Energy Policy Brief - Brazil. Abu Dhabi.
- \_\_\_\_\_ (2015). *Renewable Energy Policy Brief*.
- \_\_\_\_\_ n.d. "Accelerating the Transition to Clean Energy Technologies RENEWABLE ENERGY AUCTIONS A GUIDE TO DESIGN About IRENA." Accessed July 30, 2020a. [www.irena.org](http://www.irena.org).
- Kladar, Dalibor. 2014. "Dynamic Line Rating in the World - Overview." 2014. [https://www.researchgate.net/publication/260229962\\_Dynamic\\_Line\\_Rating\\_in\\_the\\_world\\_-\\_Overview](https://www.researchgate.net/publication/260229962_Dynamic_Line_Rating_in_the_world_-_Overview).
- Lab, Energy Systems and Energy Storage. n.d. "Energy Storage Technologies Information."
- Ley 7824 de Provincia de Salta, Balance Neto para la Generación de Energía, <https://argentinambiental.com/legislacion/salta/ley-7824-balance-neto-la-generacion-energia/>.
- Lucena, André Frossard Pereira de. 2010. "Proposta Metodológica Para Avaliação Da Vulnerabilidade Às Mudanças Climáticas Globais No Setor Hidroelétrico." 2010. <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/teses-e-dissertacoes/2010/967-proposta-metodologica-para-avaliacao-da-vulnerabilidade-as-mudancas-climaticas-globais-no-setor-hidroeletrico>.
- M.P.E. (2015). *Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema 2017-2021*.
- \_\_\_\_\_ (2018). *Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema 2020-2024*.
- Mason, I. G., S. C. Page, and A. G. Williamson. 2010. "A 100% Renewable Electricity Generation System for New Zealand Utilising Hydro, Wind, Geothermal and Biomass Resources." *Energy Policy* 38 (8): 3973–84. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.022>.
- Mendoza Gacon, J. R., & Estrada Moreno, B. (09 de 2020). Entrevista a Perú.
- Merrick, James H. 2016. "On Representation of Temporal Variability in Electricity Capacity Planning Models." *Energy Economics* 59 (September): 261–74. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.001>.
- Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico, <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Acuerdos/DescargaAcuerdo.aspx?id=31&anio=2019&idCliente=2&tipo=CRE>.
- Michiorri, Andrea, Huu Minh Nguyen, Stefano Alessandrini, John Bjørnar Bremnes, Silke Dierer, Enrico Ferrero, Bjørn Egil Nygaard, Pierre Pinson, Nikolaos Thomaidis, and Sanna Uski. 2015. "Forecasting for Dynamic Line Rating." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.134>.
- MINEM (2006). Código Nacional de Electricidad - Utilización.
- \_\_\_\_\_ (2008). Decreto Legislativo N° 1002 - Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables. Lima.
- \_\_\_\_\_ (2011). Código Nacional de Electricidad.
- \_\_\_\_\_ (2013). Decreto Supremo N°020-2013-EM Aprueban Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red.
- \_\_\_\_\_ (2014). Resolución Dictatorial N°014-2005-DGE Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- \_\_\_\_\_ (2016). Decreto Supremo N°026-2016-EM Aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- \_\_\_\_\_ (2018). Proyecto de Decreto Supremo de Reglamento de Generación Distribuida.
- \_\_\_\_\_ (2020). Decreto Supremo 022-2020-EM Aprueba Disposiciones sobre la Infraestructura de Carga y Abastecimiento de Energía Eléctrica para la Movilidad Eléctrica. Lima.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). Decreto Legislativo 1221 Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). Decreto Supremo N° 018-2016-EM.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). Obtenido de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%204%20Transmision2014.pdf>.
- Ministerio de Energía. (2019). *PELP*. Obtenido de [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209\\_actualizacion\\_pelp\\_-\\_iaa\\_2019.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_-_iaa_2019.pdf).
- Ministerio de Energías y Minas. (2016). Decreto Supremo N° 018-2016-EM - Modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión, y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. Lima.

- Ministerio de Hacienda. (2020). *Decreto supremo n°42*. Obtenido de [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/dec\\_42\\_2020.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/dec_42_2020.pdf).
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. (2017). *NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE*.
- Mott MacDonald. 2015. "Black Start Alternative Approaches." Brighton.
- NERC (2010), "NERC's Mission Task 2.1 Report Variable Generation Power Forecasting for Operations." [https://www.nerc.com/files/Variable Generation Power Forecasting for Operations.pdf](https://www.nerc.com/files/Variable%20Generation%20Power%20Forecasting%20for%20Operations.pdf).
- Nguyen, Huu-Minh, Frederic Vassort, and Jean-Louis Lilien. 2014. "Challenges to the Integration of Dynamic Line Rating and Ampacity Forecast in Real-Life Operation to Increase Usable Network Capacity."
- NREL. n.d. "Net Metering | State, Local, and Tribal Governments." Accessed July 30, 2020. <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/basics-net-metering.html>.
- Nuffel, Luc Van, João Gorenstein Dedecca, Tycho Smit, and Koen Rademaekers. 2018. "Sector Coupling: How Can It Be Enhanced in the EU to Foster Grid Stability and Decarbonise?"
- OFGEM. 2017. "Feed-in Tariffs FAQ Factsheet v3 What Is the Feed-in Tariffs Scheme?" [www.ofgem.gov.uk/fit](http://www.ofgem.gov.uk/fit).
- OLADE, 2018, informe sobre las energías renovables en argentina en 2018, <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00637.pdf>.
- \_\_\_\_\_. 2020, procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables, <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/oldo441.pdf>.
- ONS (2010), *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*.
- \_\_\_\_\_. (2021), [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Obtenido de <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- \_\_\_\_\_. (s.f.), *PROCEDIMIENTOS DE CUADRÍCULA*. (ONS) Obtenido de <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- \_\_\_\_\_. (s.f.), *PROCEDIMIENTOS DE CUADRÍCULA*. (ONS) Recuperado el 11 de 2020, de <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- \_\_\_\_\_. (s.f.), *Sobre o sin Sistemas Isolados*. (Operador del Sistema Eléctrico Nacional) Recuperado el 11 de 2020, de <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>.
- Ørum, Erik, Mikko Kuivaniemi, Minna Laasonen, Alf Ivar Brusest, Erik Alexander Jansson, Anders Danell, Katherine Elkington, and Niklas Modig. n.d. "Future System Inertia PARTICIPANTS." Accessed July 6, 2020. [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).
- OSINERGMIN (12 de Diciembre de 2013). <https://www.osinergmin.gob.pe>. Obtenido de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/energias-renovables/Subastas/TerceraSubasta/tercerasubasta\\_Acta%20de%20Adjudicaci%C3%B3n%20de%20Buena%20Pro%20\(12-dic-13\).pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/TerceraSubasta/tercerasubasta_Acta%20de%20Adjudicaci%C3%B3n%20de%20Buena%20Pro%20(12-dic-13).pdf).
- \_\_\_\_\_. (16 de Febrero de 2016), <https://www.osinergmin.gob.pe>. Obtenido de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf).
- \_\_\_\_\_. (1993), Decreto Supremo N°009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- \_\_\_\_\_. (2006), Ley 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- \_\_\_\_\_. (2010), Resolución del Consejo Directivo OSINERGMIN N°224-2010-OS/CD. Obtenido de <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/NrmasAprbdasOSIAPlcblesRglcionTrfria/GeneracionElectrica/ProcedimientosCoes/OSINERGMIN%20No.224-2010-OS-CD.pdf>.
- \_\_\_\_\_. (2014), Bases Definitivas para la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables en Áreas No Conectadas a Red. Lima.
- \_\_\_\_\_. (s.f.), OSINERGMIN. Obtenido de [https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/NTCSE\\_DS020-97-EM.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/NTCSE_DS020-97-EM.pdf).
- Pérez Najera, C. A. (2020), Encuesta regional de planificación energética. *Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos: Apoyando al entendimiento entre los planificadores de la región*. (M. R. Levy, Entrevistador).
- Pires da Ponte, G. (. (2020). Revisión del Informe.
- Poder Ejecutivo. (s.f.). *Reglamento de la Ley General de la Electricidad*.
- Poder Legislativo. (2009). *Ley General de Electricidad*. Obtenido de [https://www.cel.gob.sv/wp-content/uploads/2015/01/ley\\_general\\_de\\_electricidad\\_junio2009\\_o.pdf](https://www.cel.gob.sv/wp-content/uploads/2015/01/ley_general_de_electricidad_junio2009_o.pdf).
- Presidência da República. (2016). Decreto N° 8.828. Brasília.

- Presidencia de la Nación. (2012). *Reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad*.
- PriscilaCarvalho. (2015). Smart Metering Deployment in Brazil☆. *Energy Procedia*, págs. 360-369. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.211>.
- PROESA. (2016). *El Salvador realiza primer taller centroamericano sobre almacenamiento de energía*. Obtenido de <http://www.proesa.gob.sv/novedades/noticias/item/1026-el-salvador-realiza-primer-taller-centroamericano-sobre-almacenamiento-de-energ%C3%ADa>.
- Proyectos México, <https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyectos/>.
- Publications Office of the Eu. 2019. "Generation and System Adequacy Analysis." 2019. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/59a1b96c-713f-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF>.
- Rambow-hoeschele, Kira, Prof Bruce M Wood, Irene Walter, Kevin Braun, and Peter Hoch. 2017. "The Improvement of Grid Integration for Electromobility through Innovative Business Models." In *1st E-Mobility Integration Symposium*.
- REE Red Eléctrica. 2009. "Procedimiento de Operación 9." 2009. [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO\\_resol\\_18may2009.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_18may2009.pdf).
- Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/277-2002>.
- Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/278-2002>.
- Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/276-2002>.
- REN21, 2017. Renewable Energy Tenders and Community [Em]power[ment]: Latin America and the Caribbean (Paris: REN21 Secretariat). <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/06/LAC-Report.pdf#:~:text=The%20present%20report%2C%20Renewable%20Energy%20Tenders%20and%20Community,element%20to%20ensure%20the%20success%20of%20new%20projects>.
- República de Perú (1992). Decreto de Ley N°25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.
- \_\_\_\_\_. (2006), Ley N° 28749 - Ley General de Electrificación Rural. Lima.
- \_\_\_\_\_. (2010), Decreto Supremo N° 020-97-EM Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- \_\_\_\_\_. (2010), Decreto Supremo N° 064-2010-EM.
- \_\_\_\_\_. (2011), Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- RES LEGAL Europe (2019), "Renewable Energy Policy Database and Support: Single." 2019. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/greece/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-feed-in-premium/lastp139/>.
- revistaei (2017), *El futuro de los sistemas eléctricos medianos*. Obtenido de <https://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/>.
- \_\_\_\_\_. (2020), Transmisión: las características de la tecnología HVDC. Obtenido de <https://www.revistaei.cl/reportajes/transmision-las-caracteristicas-de-la-tecnologia-hvdc/>.
- Riesz, Jenny, and Jeff Palermo. 2016. "INTERNATIONAL REVIEW OF FREQUENCY CONTROL ADAPTATION Australian Energy Market Operator."
- Roberts, C. (2018). *Review of International Grid Codes*.
- \_\_\_\_\_. (2018). Review of International Grid Codes. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory. Room, Rocky Mountain Institute and Carbon War. n.d. "Renewable Microgrids: Profiles from Islands and Remote Communities across the Globe by Rocky Mountain Institute and Carbon War Room."
- RTE. n.d. "Respond to the Manual Frequency Restoration Reserve and Replacement Reserve Calls for Tenders - RTE Services Portal." Accessed July 2, 2020. <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/respond-to-the-manual-frequency.html>.
- Sanna Uski-Joutsenvuo, R. P. (2013). *Maximising power line transmission capability by employing dynamic line ratings – technical survey and applicability in Finland*.
- Secretaría de Energía, 2018, <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n565.pdf>.
- Senado de Gobierno de México, [https://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma\\_energetica/LIE.pdf](https://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma_energetica/LIE.pdf).
- SIGET (2005). *Boletín de Estadísticas Eléctricas N°7*.
- \_\_\_\_\_. (2014). ACUERDO No. 455-E-2014.
- \_\_\_\_\_. (2014). *Características Principales Del Mercado Eléctrico De El Salvador*.
- \_\_\_\_\_. (2014). *Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribucion*.

- \_\_\_\_\_ (2014). *SIPV No. 0232-2014*.
- \_\_\_\_\_ (2014a). *SIGET 8/2*. Obtenido de <https://216.184.107.62/documents/10100/277384/Acuerdo+455-E-2014.pdf/38ec9c56-bebc-4d54-9b60-1b37cf41c917>.
- \_\_\_\_\_ (2015). *Boletín de Estadística Eléctricas No. 17*.
- \_\_\_\_\_ (2019). *Generación Distribuida en El Salvador*. Obtenido de <https://www.siget.gob.sv/wp-content/uploads/2019/05/SIGET-Generacion-Distribuida-en-El-Salvador-7-may.pdf>.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista de electricidad*.
- \_\_\_\_\_ (s.f.). *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones*. Obtenido de <https://www.siget.gob.sv/>.
- Sistema Eléctrico Nacional redes generales de distribución (SENER), <https://base.energia.gob.mx/TalleresRE/archivos/Electricidad/1A.-%20Sistema%20Distribuci%C3%B3n%2020%20sep%2018.pdf>.
- Söder, Lennart, and Mikael Amelin. 2008. "A Review of Different Methodologies Used for Calculation of Wind Power Capacity Credit." *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596666>.
- Superintendencia de Competencia. (2016). *Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador*. Obtenido de [http://www.sc.gob.sv/uploads/est\\_24\\_inf.pdf](http://www.sc.gob.sv/uploads/est_24_inf.pdf).
- \_\_\_\_\_ (2016), *Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador*.
- Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones. (s.f.). <https://www.siget.gob.sv/> (SIGET) Obtenido de <https://www.siget.gob.sv/electricidad-revision-de-requerimientos-de-ingreso-de-la-empresa-transmisora-de-el-salvador/>.
- Tecoloco El Salvador (2016), *AES El Salvador trabaja comprometida con las comunidades*. Obtenido de <https://www.tecoloco.com.sv/blog/aes-el-salvador-trabaja-comprometida-con-las-comunidades.aspx>.
- The Economic Times (2020) "What Is Net Metering, Method of Billing and Its Advantages." 2020. <https://economictimes.indiatimes.com/small-biz/productline/power-generation/what-is-net-metering-method-of-billing-and-its-advantages/articleshow/74669293.cms?from=mdr>.
- The European Commission. n.d. "Electricity Interconnection Targets | Energy." Accessed July 30, 2020. [https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets\\_es](https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_es).
- THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL (2019), "Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and the Council of 5th June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU." *Official Journal of the European Union* 2019 (L 158): 18. [https://doi.org/http://eur-lex.europa.eu/pri/en/oj/dat/2003/l\\_285/l\\_28520031101en00330037.pdf](https://doi.org/http://eur-lex.europa.eu/pri/en/oj/dat/2003/l_285/l_28520031101en00330037.pdf).
- Ton, Dan T., and Merrill A. Smith (2012) "The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative." *Electricity Journal* 25 (8): 84–94. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>.
- Transelec (2020), *Glosario*. Obtenido de [https://www.transelec.cl/glosario/#:~:text=Sistema%20de%20transmisi%C3%B3n%20\(ST\),la%20barra%20de%20mayor%20tensi%C3%B3n](https://www.transelec.cl/glosario/#:~:text=Sistema%20de%20transmisi%C3%B3n%20(ST),la%20barra%20de%20mayor%20tensi%C3%B3n).
- Transición Energética (2018), <http://transicionenergetica.ineel.mx/Revista.mvc/CD3n1v1>.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). n.d. "Frequently Asked Questions (FAQs) How Many Smart Meters Are Installed in the United States, and Who Has Them?" Accessed July 30, 2020. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=3>.
- UNDP. n.d. "Carbon Markets." Accessed July 30, 2020. <https://www.sdfinance.undp.org/content/sdfinance/en/home/solutions/carbon-markets.html>.
- UT (2011). *Anexos ROBCP*.
- \_\_\_\_\_ (2011). *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción*. Obtenido de <https://www.jurisprudencia.gob.sv/DocumentosBodega/D/2/1990-1999/1999/07/89141.PDF>.
- VDE. 2014. "Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen," no. November.
- VDE/FNN. 2015. "VDE AR-N 4120:2015-01 - Technische Bedingungen Für Den Anschluss Und Betrieb von Kundenanlagen an Das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)."
- Veneri, Ottorino, ed. 2017. *Technologies and Applications for Smart Charging of Electric and Plug-in Hybrid Vehicles*. Cham: Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-43651-7\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-319-43651-7_3) T4 - Chapter 3 Chapter 3 Integration of Renewable Energy Sources into the Transportation and Electricity Sectors M4 - Citavi. [www.aemo.com.au](http://www.aemo.com.au) (2016), Obtenido de [https://www.aemo.com.au/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Reports/2016/FPSS---International-Review-of-Frequency-Control.pdf](https://www.aemo.com.au/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/FPSS---International-Review-of-Frequency-Control.pdf).



Este estudio forma parte de las actividades realizadas en el marco del Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Su objetivo es proporcionar a los países de la región las definiciones claves para poder avanzar en la adopción de las energías renovables y el necesario proceso de cooperación e integración eléctrica de la región. Asimismo, se incluyen ejemplos de la aplicación de dichas definiciones a nivel institucional en ocho países de la región. Este ejercicio pudo concretarse gracias a la cooperación con el programa GET.transform, que apoyó la realización de una extensa recopilación bibliográfica llevada a cabo mediante un amplio proceso de entrevistas a representantes de las instituciones de planificación de los países de la región. Se espera que esta iniciativa contribuya al entendimiento común de los planificadores del Foro, a fin de difundir el conocimiento necesario para el intercambio energético entre países y promover la cooperación.