

ANEXO DE

Estudio de Regulación para los Futuros Mercados Eléctricos en América Latina y el Caribe

© istock/ libre de droit

GET.transform is co-funded by



Índice

1	ANEXO I: CONCEPTOS DE DISEÑO DE MERCADOS MAYORISTAS	4
1.1	Mercados de Energía	5
1.2	Mercados de Capacidad (o de Potencia Firme)	10
1.3	Mecanismos de Promoción y Primas Renovables	13
1.4	Mercados de Servicios Complementarios	14
1.5	Diseños de Mercado	15
1.5.1	Modelo de Comprador Único (Monopsonia)	18
1.5.2	Mercados de corto plazo basados en costos	20
1.5.3	Mercados de corto plazo con Ofertas Libres Vinculantes (o de precios)	21
1.5.4	Consideraciones respecto al diseño de mercado	23
2	ANEXO II: CONCEPTO DE LA OPERACIÓN DE LOS MERCADOS DE OFERTAS LIBRES VINCULANTES	25
2.1	Caso: Day ahead + operación real	26
2.2	Caso: Day ahead + Intradía #1 + Intradía #2 + operación real	27
3	ANEXO III: EXPERIENCIAS DE ESPAÑA, ITALIA Y TEXAS (ERCOT)	31
3.1	España	31
3.1.1	Política energética	32
3.1.2	Marco regulatorio en política renovable	33
3.1.3	Incentivos Renovables	34
3.1.4	Incentivos en subastas y participación de mercado	35
3.1.5	Organización del Mercado	36
3.1.6	Principales Instituciones	36
3.1.7	Mercados eléctricos	39
3.1.8	Productos que se comercializan	42
3.1.9	Transmisión	46
3.1.10	Distribución y Comercialización	49
3.1.11	Participación de la demanda	50
3.1.12	Incentivos de inversión en generación	53
3.1.13	Incentivos de inversión en transmisión	53

3.1.14	Estadísticas generales 2024	54
3.2	Italia	54
3.2.1	Política energética	55
3.2.2	Marco regulatorio en política renovable	56
3.2.3	Incentivos Renovables	56
3.2.4	Organización del Mercado	56
3.2.5	Mercados eléctricos	59
3.2.6	Productos que se comercializan	64
3.2.7	Transmisión	65
3.2.8	Distribución y Comercialización	66
3.2.9	Incentivos de inversión en generación	66
3.2.10	Incentivos de inversión en transmisión	67
3.2.11	Estadísticas generales 2024	68
3.3	Texas	68
3.3.1	Política energética y energías renovables	70
3.3.2	Organización del Mercado	71
3.3.3	Principales Instituciones	71
3.3.4	Mercados eléctricos	74
3.3.5	Productos que se comercializan	77
3.3.6	Transmisión	84
3.3.7	Distribución y Comercialización	87
3.3.8	Incentivos de inversión en generación	91
3.3.9	Incentivos de inversión en transmisión	95
3.3.10	Estadísticas generales 2024	95

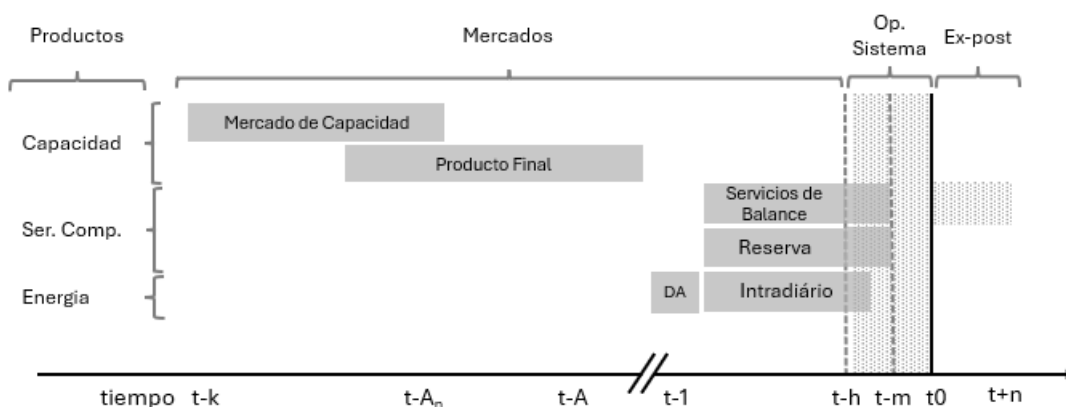
1 ANEXO I: CONCEPTOS DE DISEÑO DE MERCADOS MAYORISTAS

El proceso de toma de decisiones en un mercado eléctrico mayorista se desarrolla a lo largo de varias etapas temporales desde las decisiones iniciales de inversión hasta la operación en tiempo real. Estas etapas incluyen contratos y licitaciones a largo plazo, mercados de corto plazo y la operación real del sistema, integrando servicios complementarios. La correcta administración de estos procesos es crucial para garantizar la suficiencia, la seguridad y la eficiencia económica del sistema eléctrico.

El diseño de todo mercado incluye una visión de largo plazo para el fomento de inversiones (contratos de largo plazo y/o mercados de capacidad), un corto plazo orientado en el mercado de energía (en general, los mercados diarios e intradiarios) y un muy corto plazo (la operación real y servicios complementarios o mercados de reservas). La energía como producto, por lo general, se transa una vez terminada la operación real, cuando los operadores sacan cuentas de lo que sucedido en base a las reglas del mercado interno.

La Figura 1 presenta un ejemplo de temporalidad de las decisiones. Es importante señalar que diferentes mercados se comportan de maneras distintas. Algunos de ellos no operan con productos de capacidad, sino que los integran en la planificación futura únicamente como servicios complementarios. También hay diferencias temporales, donde la operación intradía puede variar desde horas antes del "tiempo real" hasta minutos antes de ese momento para el cierre del balance.

Figura 1 La temporalidad de las decisiones en el mercado eléctrico



Fuente: Traducido de (Creti & Fontini, 2019)

La literatura microeconómica establece que en un mercado eficiente existe un único precio para el bien, independientemente de quién lo produzca, resultante de la interacción de la oferta y la demanda. Es esperado que en ese mercado haya las siguientes condiciones para lograr esa competencia perfecta:

- Producto homogéneo: todos compran y venden el mismo producto, sin importar quién lo produjo
- Información completa: todos tienen información del producto y de los precios
- Elevada cantidad de compradores/vendedores: nadie puede influir por sí solo en el precio
- No hay barreras de entrada/salida: cualquiera puede entrar o salir del mercado cuando lo considere conveniente
- No hay costos de transacción: no se incurren en costos adicionales al cerrar una operación de compra o venta
- No hay externalidades: cada productor debe asumir en forma completa los costos de producir el bien.

1.1 Mercados de Energía

En general, la operación de los mercados de energía puede asumir diferentes niveles de elasticidad (variación de la demanda al precio) para el consumo del producto.

En aquellos inspirados en los mercados de *commodities*, se asume, en principio, que la electricidad es un bien como cualquier otro, y por lo tanto puede ser vendida y comprada libremente en mercados con distinto grado de organización. En este tipo de mercado, las condiciones de competencia se vigilan, como en otros mercados, de manera *ex post*, con órganos de monitoreo de mercado específicos o con instituciones de defensa de la competencia que también controlan el funcionamiento de otros mercados.

En forma simplificada, se los puede caracterizar como mercados de precios libres, aunque en la práctica tienen otras características adicionales. En estos casos el agente tiene libertad (bajo ciertos criterios) para realizar sus ofertas de venta de energía.

Por otro lado, existen aquellos que presuponen que la electricidad no es un bien como tantos otros, y que por sus características singulares requiere de regulaciones adicionales establecidas *ex ante* para lograr un funcionamiento competitivo del mercado. En estos diseños se interviene desde la regulación en la conformación de las ofertas y en la participación de los agentes en el mercado. Si bien también hay controles de competencia *ex post* se confía en la regulación de la participación como medio para garantizar condiciones de competencia.

En forma simplificada, se los puede caracterizar como mercados basados en costos de producción. En estos mercados el agente declara sus costos variables (siguiendo el procedimiento que indica la regulación y que predefine qué costos pueden ser incorporados a dicha declaración) y está obligado a poner a disposición del sistema su potencia disponible. La Figura 2 presenta un resumen de esos conceptos.

Figura 2 Tipos de diseños de mercado mayoristas

Mercados de Costos

- Aquellos que presuponen que la electricidad no es un bien como tantos otros, y que por sus características singulares requiere de regulaciones adicionales establecidas “**ex ante**” para lograr un funcionamiento competitivo del mercado
 - En estos diseños se interviene desde la **regulación en la conformación de las ofertas y en la participación de los agentes en el mercado.**
 - Si bien también hay controles de competencia ex post se confía en la regulación de la participación como medio para garantizar condiciones de competencia
 - En forma simplificada, se los puede caracterizar como mercados basados en costos de producción

Mercados de Ofertas (o Precios)

- **Aquellos inspirados en los mercados de commodities**
 - Asumen, en principio, que la electricidad es un bien como cualquier otro, y por lo tanto puede ser **vendida y comprada libremente** en mercados con distinto grado de organización
 - En este tipo de mercado, las condiciones de competencia se vigilan, como en otros mercados, de manera **ex post**, con órganos de monitoreo de mercado específicos o con instituciones de defensa de la competencia que también controlan el funcionamiento de otros mercados
 - En forma simplificada, se los puede caracterizar como mercados de precios libres, aunque en la práctica tienen otras características adicionales.

ERCOT, España e Italia

Fuente: Elaboración propia

Para el análisis de dichos mercados, se definen dos conceptos claves:

- Futuros: Operación financiera entre dos o más entidades que acuerdan pagos o compensaciones contra un determinado índice o precio de un mercado organizado utilizado como referencia.
- Forward: Operación pactada con anticipación para realizar la entrega de un producto en un determinado momento del futuro, y la correspondiente contraprestación (pago) a un precio determinado

Una característica común de varios mercados de electricidad es que la energía se intercambia antes de la entrega física. De hecho, es tan común que el mercado donde se intercambia la electricidad a menudo se llama mercado de Día-Anticipado (DA o day ahead en inglés). Por ejemplo, en Europa, los productos de energía horaria se intercambian en los mercados de día-anticipado: abren por la mañana y cierran en algún momento el día anterior a la entrega, generalmente a las 12:00; la energía que se entregará en cada hora del día siguiente se intercambia entre plantas y proveedores (o carga, DisCos, etc.). Se deben destacar dos elementos de estos mercados de electricidad:

- Independientemente de si los mercados de energía se llevan a cabo un día antes, varios días antes o solo unas horas antes, estos mercados siempre son mercados a plazo: en estos mercados, se intercambian forwards de energía específicamente definidos (es decir, energía que se entregará en un momento dado en el futuro por una duración determinada); esto implica que el mercado de día-anticipado es esencialmente un mercado financiero, aunque con una entrega física.
- Los mercados de día-anticipado son mercados mayoristas, en el sentido de que la energía se intercambia a nivel mayorista: las plantas y los proveedores (o DisCos, minoristas, carga, etc.) participan en ellos, dependiendo de las estructuras específicas del mercado adoptadas.
- En general funcionan como subastas que se realizan en forma anticipada y determinan cantidades y precios de la electricidad pactada para el día siguiente (24hs)
 - o Productores de electricidad presentan ofertas de venta especificando la cantidad de energía que desean vender y el precio mínimo al que están dispuestos a venderla.
 - o Comercializadores y consumidores directos presentan ofertas de compra indicando la cantidad de energía que desean adquirir y el precio máximo que están dispuestos a pagar.
 - o Proceso de Casación:
 - o A cierta hora de cada día, se cierra la recepción de ofertas.
 - o El operador del mercado utiliza un algoritmo de casación que cruza las ofertas de compra y venta para cada hora del día siguiente.
 - o Se establece un precio de equilibrio para cada hora, conocido como precio marginal, que es el precio al que se igualan la oferta y la demanda.
 - o Todas las ofertas de venta con precios iguales o inferiores al precio marginal y todas las ofertas de compra con precios iguales o superiores al precio marginal son aceptadas.

- Los vendedores reciben el precio marginal por la energía vendida, y los compradores pagan este mismo precio por la energía adquirida.
- Las ofertas de venta y compra aceptadas son compromisos físicos que los agentes deben cumplir en el día siguiente.

El día-anticipado, a menudo, se combina con los mercados intradiarios que permiten a los agentes ajustar sus posiciones y compromisos en la medida que se van acercando al momento de entrega y van ajustando sus predicciones (en el Anexo 2 se ejemplifica dicha operatoria). Estos son mercados para el intercambio de energía que abren después del cierre del mercado DA y cierran en el momento de *gate closure* (es decir, mucho más cerca de la entrega en tiempo real). En aquellos mercados donde existen posibilidades de intercambio de energía intradiaria, estos duran más que en el mercado DA. Por ejemplo, en varios mercados europeos, donde los mercados DA cierran a las 12:00 del día anterior a la entrega, los mercados intradiarios abren inmediatamente después del cierre del DA y duran hasta unas pocas horas o minutos antes de la entrega de cada producto, o cada grupo de productos. Hay dos otras características distintivas de los mercados intradiarios:

- en muchos casos, solo los agentes que han participado en el mercado de día-anticipado pueden participar en el intradiario;
- las reglas del mercado, en particular en relación con la formación de precios, pueden ser diferentes con respecto a las del mercado DA.

Los mercados anticipados constituyen compromisos forward que se ajustan en más o en menos en distintas instancias antes de la operación. La aceptación de esos compromisos puede realizarse mediante subastas organizadas o de forma bilateral en un trading continuo. Las operaciones de futuros pueden realizarse en plataformas organizadas, con liquidación bajo la jurisdicción de cámaras de compensación, en bolsas de valores, o bien en ambientes fuera de bolsa, como mercados OTC (*over the counter*, en inglés).

El trading continuo es un sistema de negociación en mercados financieros y de energía que permite la compraventa de activos de forma continua, a diferencia de las subastas puntuales que ocurren en horarios específicos. Este mecanismo es crucial en mercados eléctricos donde los precios de la energía y las necesidades de suministro pueden cambiar rápidamente a lo largo del día. Al operar de manera continua, los participantes pueden ajustar sus compras y ventas de electricidad de acuerdo con la demanda y oferta en tiempo real, adaptándose así a las variaciones inmediatas en la generación y el consumo.

En el contexto del mercado eléctrico, los principales actores (generadores, distribuidores, comercializadoras y grandes consumidores) realizan estas transacciones a través de plataformas electrónicas que facilitan el trading continuo. En Europa, por ejemplo, estas operaciones se gestionan en mercados intradiarios organizados por operadores como EPEX SPOT o, en el caso español, OMIE. Aquí, los participantes pueden introducir sus ofertas de compra o venta en cualquier momento, y la plataforma se encarga de casar automáticamente aquellas que coincidan en precio.

El sistema de trading continuo tiene la ventaja de proporcionar precios dinámicos y ajustados a cada momento. Si un comprador está dispuesto a adquirir energía a un precio específico y hay un vendedor que acepta ese precio o uno inferior, la operación se cierra inmediatamente, sin necesidad de esperar a una subasta programada. Esto permite a los actores del mercado una gran flexibilidad para reaccionar a las condiciones cambiantes, especialmente útil para los recursos renovables, que pueden ser variables por naturaleza, como la energía solar o eólica.

Las operaciones en bolsas de valores suelen ser hechas en plataformas organizadas y reguladas donde se compran y venden contratos de energía. Ejemplos incluyen la Bolsa de Energía de España (OMIE) y la Bolsa de Comercio de Chicago (CME). En estas bolsas, en general, se comercializan productos estandarizados, como contratos de futuros y opciones de energía. Estos productos están claramente definidos en términos de cantidad, calidad y vencimiento. Las principales ventajas de operar en este entorno están relacionadas con la seguridad de las transacciones. Estos ambientes regulados permiten una mayor transparencia en los precios y en los productos transaccionados e incentivan la liquidez del mercado debido a la estandarización y al gran número de participantes. Además, la centralización de la liquidación ayuda a reducir los riesgos de contraparte, lo que también suele aumentar la liquidez.

Aun así, este entorno suele implicar costos significativos de transacción, que incluyen comisiones y garantías financieras para asegurar la seguridad del sistema.

Las operaciones OTC o “extrabursátiles” son un tipo de negociación en la que la compra y venta de energía se realiza de manera directa entre las partes involucradas, sin la intermediación de una bolsa o mercado organizado. Estas transacciones permiten a las empresas pactar precios, condiciones de entrega y otros términos de manera personalizada, lo que otorga mayor flexibilidad en comparación con los mercados organizados. Sin embargo, al no estar estandarizadas ni centralizadas, estas operaciones suelen implicar más riesgo de contraparte (es decir, el riesgo de que una de las partes no cumpla con su parte del acuerdo). Los precios y riesgos son establecidos de forma bilateral, y la solvencia de las partes y la fijación de los productos son responsabilidad de los actores involucrados en la transacción.

En el mercado eléctrico, las operaciones OTC son particularmente útiles para actores que buscan contratos a medida, como acuerdos a largo plazo que aseguren un suministro de energía específico para un proyecto. También permiten a las empresas gestionar riesgos financieros a través de derivados energéticos o contratos de cobertura.

Aunque el trading continuo se realiza generalmente en plataformas organizadas, ambos mecanismos – trading continuo y operaciones OTC – contribuyen a la flexibilidad del mercado. Mientras que el trading continuo permite ajustes rápidos y dinámicos de corto plazo, las operaciones OTC ofrecen acuerdos de largo plazo más estables y a medida. En conjunto, estas herramientas permiten una mejor adaptación a las necesidades específicas de cada participante y al entorno volátil del mercado eléctrico.

1.2 Mercados de Capacidad (o de Potencia Firme)

Los Mercados de Capacidad, por su parte, se desarrollan en el largo plazo. Por "largo plazo" se entiende aquí el horizonte de tiempo en el que se llevan a cabo inversiones en el sector eléctrico. Este horizonte es central para lo que, en inglés, se define como *resource adequacy*, y que en español se traduce comúnmente como suficiencia. El mercado eléctrico debe enviar señales que maximicen la eficiencia, no solo de la operación del sistema, sino también de la inversión. La seguridad del suministro depende no solo de la disponibilidad de las centrales en tiempo real, sino también de decisiones que se tomaron muchos años antes. Si el marco regulatorio no proporciona señales eficientes y estables a los inversores, estas decisiones pueden verse afectadas, lo que podría reducir el margen de reserva del sistema y, finalmente, ocasionar problemas de suministro.

El principio de suficiencia se refiere a la capacidad del mercado de satisfacer la demanda de energía en todo momento, incluyendo los momentos más críticos del sistema asociados a las horas de menor reserva de este.

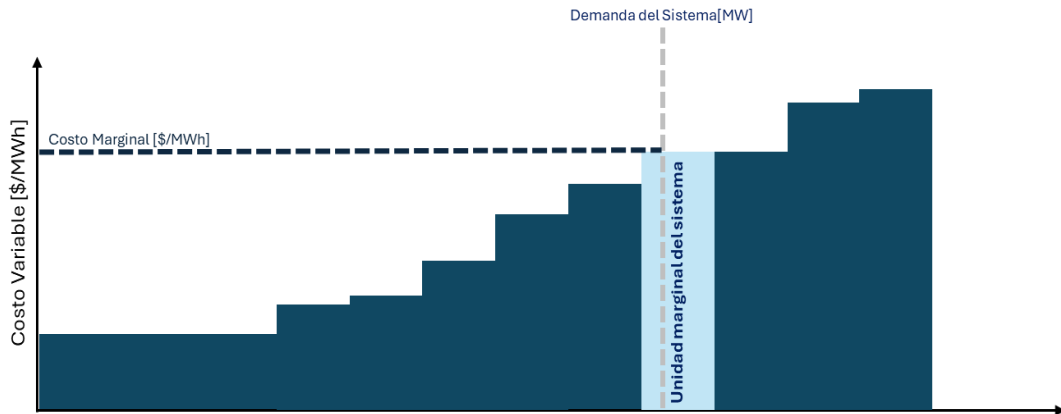
Los mercados de capacidad son los lugares donde se comercializa el producto "firmeza" o "garantía de suministro". Un elemento distintivo de los mercados de capacidad, en comparación con los mercados de energía y servicios auxiliares, es que la capacidad se comercializa por su disponibilidad en los momentos en donde se la necesita, no por la electricidad que generará.

En la literatura existe un debate sobre la necesidad de los mercados de capacidad para asegurar que haya suficientes inversiones en el sector eléctrico. Algunos argumentan que los mercados de energía y servicios auxiliares son suficientes para garantizar la compensación necesaria, tanto para cubrir las inversiones ya realizadas como para planificar nuevas. Para los propósitos actuales, es importante decir que, si existen mercados de capacidad, tienen un horizonte de largo plazo, donde se subastan o comercializa mucho antes de la operación real, para dar tiempo suficiente para que se realicen nuevas inversiones.

En los mercados eléctricos, específicamente, el precio de la energía queda fijado por el costo marginal del sistema. En los mercados de costos, dicho costo representa el costo variable de la unidad de punta del sistema (la que sólo es necesaria unas horas al año en el momento de mayor requerimiento) o el costo de oportunidad de la energía almacenada. La Figura 3 presenta un modelo de costo marginal del sistema.

La orden de mérito de costo es un principio utilizado en la operación de sistemas eléctricos, donde las unidades generadoras se despachan en función de sus costos de producción, comenzando por las más económicas. Cuando se integran fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, que tienen costos marginales cercanos a cero, estas unidades suelen ocupar los primeros lugares en la orden de mérito. Esto significa que, en momentos de alta producción renovable, las centrales más caras, como las de combustibles fósiles, son desplazadas del mercado.

Figura 3 Costo marginal del sistema

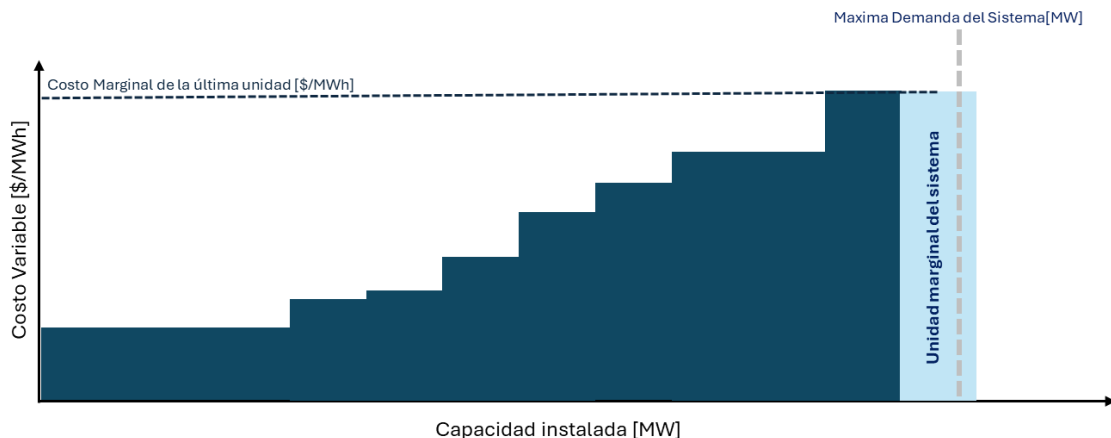


Fuente: elaboración propia

En ese modelo de operación, dicha unidad recibe un pago por sus costos variables cuando está operativa, lo que suele decir que sólo puede cubrir sus costos variables, no recuperando sus costos fijos de inversión, operación y su rentabilidad. Este mismo proceso se aplica hasta alcanzar la demanda máxima del sistema, que es atendida por la unidad marginal durante los picos de demanda, como la Figura 4. Pero si no existiera dicha unidad, el sistema tendría un déficit para suministrar la demanda en dichas horas.

La "renta de escasez" es un concepto económico aplicado a los mercados eléctricos, que se refiere a los ingresos adicionales que obtienen los generadores de electricidad cuando la oferta de energía es insuficiente para satisfacer la demanda, especialmente durante períodos de alta demanda o condiciones adversas. En estos momentos, los precios de la electricidad tienden a subir significativamente debido a la escasez de oferta disponible, lo que permite a los generadores obtener ingresos más altos de lo normal.

Figura 4 Unidad marginal del sistema

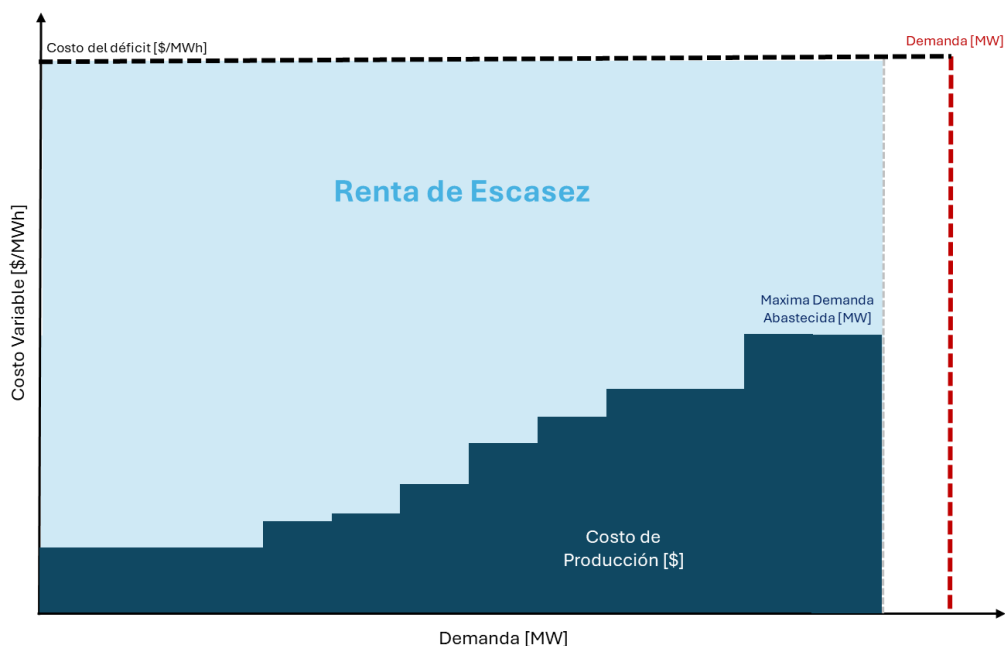


Fuente: elaboración propia

Esta renta de escasez se genera porque los precios de la electricidad en el mercado mayorista se determinan por el equilibrio entre la oferta y la demanda. Cuando la demanda supera la oferta disponible, los precios aumentan, y los generadores que pueden proporcionar energía en esos momentos críticos reciben un pago más alto por su producción. Estos ingresos adicionales actúan como un incentivo para que los generadores inviertan en capacidad adicional y mantengan sus plantas disponibles para operar en momentos de alta demanda, contribuyendo así a la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico.

Esto implica que, para generar incentivos al desarrollo de la unidad de punta, es necesaria la escasez durante algunas horas al año, lo que permite la recuperación de las inversiones. En mercados de costos, el precio de escasez se define como el costo que enfrenta la demanda cuando no es abastecida, presentado en la Figura 5 (costo de déficit). En equilibrio de mercado, la renta de escasez debería ser suficiente para remunerar el costo de capital de la unidad generadora de punta que previene la falla, presentándose como un costo elevado que debe ser asumido en esos momentos.

Figura 5 Renta de Escasez



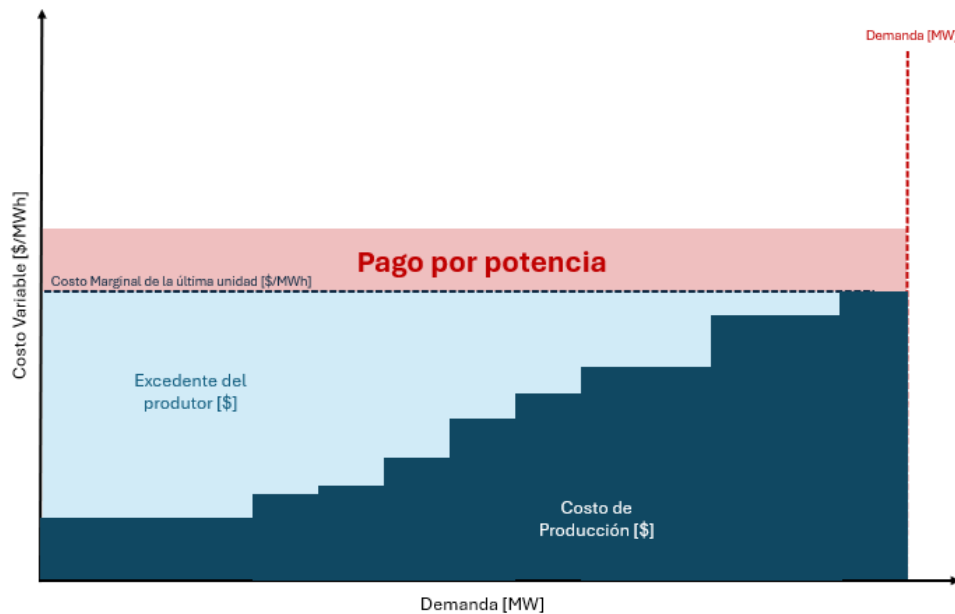
Fuente: elaboración propia

Para evitar dicha situación de déficit, se ha implementado en las diversas regulaciones un cargo por capacidad, que fomentan las inversiones en unidades de punta y que evite las condiciones críticas. Esto se ha implementado como un precio extra en la venta de energía (en mercados como ERCOT en donde no hay pagos por capacidad) o a través de mercados de capacidad.

Los pagos por capacidad se pueden interpretar como un “seguro” contra la escasez. Se paga una prima (pago por potencia instalada) a cambio de evitar situaciones de escasez. Idealmente, esos pagos por

capacidad deben permitir, entonces, sustituir la renta de escasez que las unidades marginales requieren para cubrir sus costos fijos, evitando una situación de déficit en el sistema.

Figura 6 Aplicación de un mecanismo de pago o un mercado de capacidad (potencia firme)



Fuente: Elaboración propia

1.3 Mecanismos de Promoción y Primas Renovables

Existen en los mercados diversos mecanismos de promoción que se han utilizado para promover la inserción de generación renovable. Los mecanismos de Subastas de Capacidad para Renovables, Feed-in Tariff (FIT) y Feed-in Premium (FIP) son esquemas diseñados para incentivar la inversión en energías renovables, cada uno con características y enfoques distintos para garantizar un suministro sostenible y competitivo.

- **Subastas de Capacidad para Renovables:** En este esquema, el gobierno o un operador del sistema eléctrico organiza subastas en las que los desarrolladores de proyectos de energías renovables presentan ofertas para instalar una cierta capacidad de generación. Las subastas son competitivas y, generalmente, se seleccionan las ofertas más económicas hasta cubrir la capacidad requerida. Este sistema permite controlar la cantidad de energía renovable que entra al sistema, asegurando un coste razonable para el consumidor y optimizando el crecimiento renovable en función de las necesidades del sistema eléctrico. Al ganar la subasta, el proyecto obtiene un contrato a largo plazo, lo que proporciona estabilidad de ingresos para el desarrollador.
- **Feed-in Tariff (FIT):** El FIT es un mecanismo en el que el gobierno garantiza a los productores de energías renovables un precio fijo por cada unidad de electricidad generada durante un período de tiempo determinado, sin importar el precio del mercado. Este precio suele ser superior al del

mercado convencional para cubrir los costes de inversión y operación de las tecnologías renovables y ofrecer un margen razonable de rentabilidad. Este esquema reduce el riesgo para los inversores y facilita la financiación de nuevos proyectos, ya que asegura ingresos predecibles, impulsando la adopción de tecnologías limpias.

- **Feed-in Premium (FIP):** A diferencia del FIT, en el esquema FIP los productores de energías renovables venden su electricidad en el mercado y reciben, además, una prima adicional sobre el precio de mercado por cada unidad generada. Esta prima puede ser fija o variable, dependiendo del diseño de la política, y busca compensar los costes adicionales de las renovables sin desligar a los generadores de los precios del mercado. El FIP incentiva a los productores a maximizar su eficiencia, ya que sus ingresos dependen tanto del precio del mercado como de la prima recibida, fomentando una integración más competitiva de las renovables en el sistema.

1.4 Mercados de Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son aquellos que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema en tiempo real, lo que incluye balance, control de tensión, y recuperación de servicio. **Se define como servicio complementario a todo aquello que deriva de decisiones del operador desde que éste toma el control del despacho (gate closure).**

Complementan a la compra y venta de electricidad *ex ante* (es decir, antes de que se entregue desde el generador al consumidor final). Los acuerdos que surgen en el predespacho o mercado diario/intradiario, según las reglas óptimas de despacho, son solo listas de derechos de inyección y retiros de electricidad hacia y desde la red.

Si todas las partes, en tiempo real, cumplieran esos derechos, no habría diferencia entre las operaciones *ex ante* programadas, que surgen a nivel mayorista, y las efectivamente ejecutadas en tiempo real. Sin embargo, este no es el caso en el sistema eléctrico. La electricidad fluye continuamente en el sistema según las leyes de Kirchoff y no sobre la base de acuerdos contractuales. Si hay una diferencia entre los dos, habrá un desequilibrio que debe ser gestionado por el Operador del Sistema (OS).

Cualquier desequilibrio entre lo que se está produciendo y consumiendo en cada momento provoca un desajuste técnico insostenible que hace peligrar el conjunto de todo el sistema si no se restablece inmediatamente el equilibrio.

En el caso de los mercados de costos, este desequilibrio se produce entre lo que fue programado (programación diaria o predespachos, y redespachos) y los requerimientos de la operación real.

En los mercados de ofertas, estos desequilibrios son ajustados en las diferentes etapas de mercado (intradiarias) hasta que se llega el *gate closure* (el momento a partir del cual, en pro de la seguridad del sistema, no se permite a los agentes realizar más transacciones económicas). En aquellos contextos (el caso europeo, por ejemplo) en los que se da la opción a los agentes de que renegocien sus despachos

vinculantes a través de mercados intradiarios, hay un total consenso que no es viable confiar en que estos mecanismos intradiarios puedan llevarse hasta el tiempo real.

Cuando consideramos la naturaleza aleatoria de la carga y también de la producción y transmisión, debido al impacto de factores externos en las condiciones de gestión y operación, pérdidas, tasas de eficiencia, etc., entendemos que los desequilibrios son ocurrencias normales en los sistemas eléctricos.

A partir del *gate closure* sólo el OS puede realizar ajustes ya que es el responsable de garantizar el buen funcionamiento del sistema y la calidad del suministro. Es por ello, que reforzamos la definición inicial y definimos **como servicio complementario a todo aquello que deriva de decisiones del operador desde que éste toma el control del despacho.**

1.5 Diseños de Mercado

La electricidad y los productos relacionados con la energía se intercambian entre los participantes en un entorno que va a depender de la estructura de mercado de cada país. En general, los países de América Latina han organizado sus mercados eléctricos en forma verticalmente integrada con un único comprador de electricidad, o a partir de la desintegración vertical del sector creando un mercado mayorista para que las partes interesadas participen a lo largo de la cadena de valor. En algunos casos, existe un mercado regional superpuesto a los mercados locales, como ocurre actualmente en Centroamérica.

La organización de los sistemas eléctricos varía de un país a otro. Las estructuras actuales de los sistemas eléctricos van desde las totalmente reguladas (la generación y venta de electricidad no están abiertas a la decisión y competencia entre privados) a las liberalizadas o desreguladas (abiertas a la competencia privada), con modelos híbridos intermedios, como presentados a seguir. Los países que comparten los mismos modelos pueden seguir teniendo discrepancias considerables en las estructuras de sus sectores eléctricos debido a la complejidad de las condiciones locales.

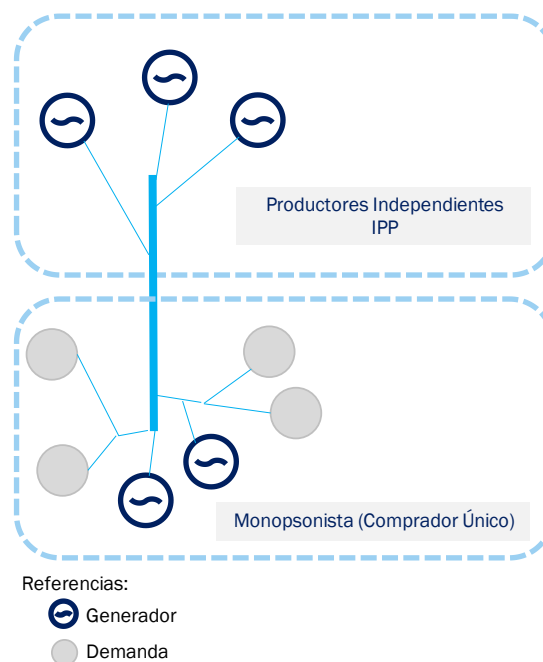
- **Sectores eléctricos regulados:** Una única compañía eléctrica posee y gestiona la generación, transmisión y distribución de electricidad. Las empresas de este modelo pueden ser públicas o privadas.
 - Modelo de integración vertical plena: Una empresa monopolística posee y explota todas las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. También se conoce como integración vertical.
 - Modelo de comprador único (Monopsonia)¹: Similar al modelo anterior, una empresa integrada verticalmente gestiona todo el sistema eléctrico, pero permite cierta competencia

¹ La monopsonia es una condición de mercado en la que existe un único comprador, el monopsonista. Al igual que un monopolio, una monopsonia también presenta condiciones de mercado imperfectas. La diferencia principal entre un monopolio y una monopsonia radica en las entidades que ejercen el control. Un comprador único domina un mercado monopsonizado, mientras que un vendedor individual controla un mercado monopolizado.

- comprando electricidad como comprador único a productores de energía independientes, mediante un proceso de licitación de acuerdos de compra de energía (PPA).
- **Sectores eléctricos desregulados:** Una o varias actividades de la cadena de la industria están abiertas a la decisión y competencia entre privados.
 - Mercado mayorista de electricidad: La electricidad y los productos relacionados con la energía se intercambian entre los participantes en un entorno competitivo. Los principales participantes son las autoridades reguladoras de la energía, los operadores del mercado y del sistema, los generadores, transportistas, distribuidoras, y los consumidores.
 - Desregulación completa de la comercialización: En algunos mercados competitivos, la actividad minorista se ha liberalizado permitiendo la participación de empresas suministradoras independientes del operador de la red de distribución. Estas empresas, también conocidas como suministradores minoristas, compran electricidad a través de los mercados mayoristas, los mercados de futuros y los productores de energía independientes o de sus propias centrales eléctricas para luego venderla a los consumidores finales. Los minoristas compiten ofreciendo diferentes estructuras tarifarias, precios y servicios de valor añadido; en algunos casos, caracterizando el origen de la electricidad que suministran (ejemplo renovable).

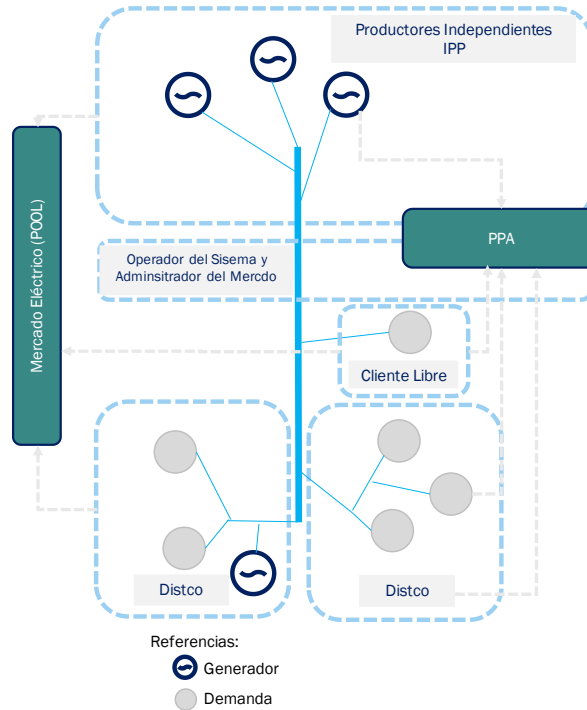
En Latinoamérica, los diseños más frecuentes son el Modelo de Comprador Único y los Mercados Mayoristas de Electricidad, que se muestran en las siguientes figuras.

Figura 7 Modelo de Comprador Único



Fuente: Elaboración propia

Figura 8 Modelo de Mercado Mayorista



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan los países con mercados eléctricos organizados y competitivos en contraste con aquellos donde empresas estatales mantienen el control predominante sobre la generación, transmisión y distribución de electricidad.

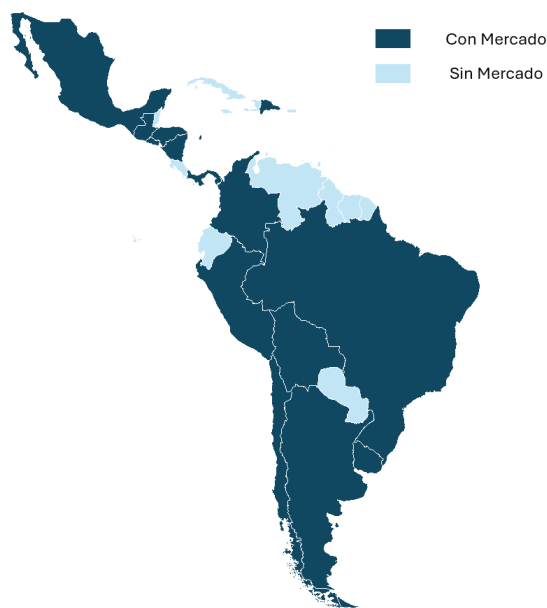
Tabla 1 Clasificación de los países de LATAM según su diseño de mercado

PAÍSES CON MERCADO ELÉCTRICO	PAÍSES SIN MERCADO ELÉCTRICO
Brasil, Chile, Colombia, México, Perú, Argentina, Uruguay, Panamá, Guatemala, Honduras, Nicaragua, República Dominicana, El Salvador y Bolivia.	Venezuela, Paraguay, Ecuador, Puerto Rico, Jamaica, Trinidad y Tobago, Barbados, Cuba, Haití, Belice, Granada, Guyana, Surinam y Costa Rica.

En los mercados eléctricos organizados, la competencia entre generadores, distribuidores y comercializadores está regulada por entidades independientes, asegurando transparencia y eficiencia. Estos mercados permiten generalmente que los grandes consumidores negocien directamente con los proveedores, promoviendo mejores precios y servicios. Además, el uso de subastas y otros mecanismos de mercado facilita la entrada de nueva capacidad de generación, especialmente de energías renovables.

La participación estatal en la generación de energía varía significativamente entre los países de América Latina y el Caribe. Mientras que en algunos países como Uruguay, Bolivia y México el estado juega un rol dominante, en otros como Chile y Guatemala la generación es mayormente privada. Las reformas en muchos de estos países han promovido la inversión privada y la competencia, aunque el estado sigue teniendo un papel importante en la regulación y en algunos casos, en la generación de energía.

Figura 9 Países con Mercado Eléctrico



Fuente: Elaboración propia

1.5.1 Modelo de Comprador Único (Monopsonia)

En general, los países que han seleccionado mantenerse bajo un esquema de comprador único verticalmente integrado, basan su decisión en tres paradigmas:

- La industria eléctrica debe ser un monopolio natural (superposición de sistemas no es eficiente)
- Las economías de escala en los tres segmentos (generación, distribución y posteriormente transmisión) no hacen posible la competencia
- La energía eléctrica es un «bien estratégico» para los países

Estas empresas monopólicas verticalmente integradas poseen tarifas reguladas y en general son estatales dado que son consideradas un bien estratégico (hay casos de empresas con participación privada).

La tarifa es aprobada por el Ente Regulador de cada país en función de los activos reconocidos para la actividad (desde la generación de energía hasta la distribución de esta). A fines de financiar desarrollos

de nueva generación se han implementado esquemas de contratación a productores independientes (en algunos casos a través de contratación directa y en muchos a través de licitaciones competitivas).

Como consecuencia de dicho diseño se observa:

- Dificultad en garantizar la eficiencia de la gestión por la falta de competencia
- Incrementos de costos por encima de los valores eficientes
- Dificultades en los procesos de toma de decisión de inversiones
- Interferencia política en las decisiones de inversión
- Sobreinversión y subinversión
- Pérdida de capacidad de financiamiento
- El financiamiento público es usualmente más barato que el privado, pero es un recurso escaso que puede tener otras aplicaciones de mayor prioridad
- Tarifas subsidiadas.

Esta falta de capacidad de los estados para financiar las inversiones e ineficiencias en la operación ha llevado a que muchos de los países hayan seleccionado un modelo de mercado mayorista.

La creación del mercado mayorista ha implicado la desintegración de la empresa vertical, abriendo la competencia en el segmento de generación, pero considerando monopolios naturales los segmentos de transmisión y distribución. Este nuevo modelo implica nuevos paradigmas:

- La competencia es posible en generación. Las economías de escala no son relevantes.
- Es factible separar las actividades de distribución (operación de la red de distribución) de la comercialización (venta del producto)
- Puede haber competencia en la expansión de la transmisión
- La energía eléctrica es un bien transable
- La operación de la red de distribución es un monopolio natural

Como consecuencia de la implementación de dicho modelo:

- Se elimina la integración vertical
- Se establece competencia en generación y comercialización, a través de un mercado mayorista
- Se permiten a «usuarios elegibles» comprar directamente el suministro en el mercado mayorista
- En algunos casos, el Estado se retira de la toma de decisiones en el campo de la generación y se privatizan las actividades

1.5.2 Mercados de corto plazo basados en costos

Como dicho anteriormente, los mercados basados en costos de producción asumen que la demanda no varía de acuerdo con el precio del producto en el corto plazo (inelasticidad), por lo tanto, cada productor podría influir en el precio.

Entonces se regula a través de reglas de participación en el mercado que:

- El precio ofertado por cada productor deba ser igual a su costo marginal de producción (control *ex ante* del precio ofertado).
- **Gross Pools:** cada productor está obligado a poner a disposición del mercado toda su capacidad disponible (control *ex ante* de la cantidad ofertada). **Toda la capacidad debe ser ofertada en el mercado.**
- El precio de cada transacción, en vez de surgir de una libre negociación de partes, surge de un mecanismo regulado que lo determina en cada sesión de mercado como el costo marginal de corto plazo de atender la demanda (que no varía por ser inelástica).
- Las cantidades efectivamente producidas por cada productor se determinan en forma centralizada, minimizando el costo total de producción.

En estos casos las ofertas están reguladas (se declara el costo variable) por lo que todo costo que el generador no pueda interiorizar en la misma (costos de arranque/parada, despacho a carga media, forzados) debe ser considerado como un sobre costo que resulta en pagos laterales (pagos adicionales a las ventas de energía).

De existir pagos laterales, generalmente son financiados por la demanda. Estos pagos pueden incluir compensaciones por desvíos en generación o servicios adicionales no cubiertos por el mercado principal de energía. El diseño de estos pagos debe ser transparente y equitativo para evitar distorsiones en el mercado.

Los mercados basados en costos operan directamente en tiempo real (*real time* según la expresión del mercado internacional), regulando en forma *ex ante* las ofertas, en precio (limitando a su costo variable) y cantidad (obligación de poner la potencia disponible a disposición del mercado). No se observan incentivos a una desregulación, creando mercados del tipo de día-anticipado, si se regulan en forma estricta las ofertas sin dejar al agente interiorizar su costo real de oportunidad.

En los mercados de costos de producción, los generadores poseen limitadas ofertas al mercado:

- En los mercados de costos incurridos: el generador debe declarar al OS sus costos variables de producción que usualmente sólo incluyen los costos variables de combustible y los costos variables de operación y mantenimiento.
- En los mercados de costos referenciales: el OS calcula para cada generador un costo de referencia que incluye la estimación de los costos variables de referencia de combustible y operación y

mantenimiento. Este valor de referencia actúa como un precio máximo, permitiendo al generador declarar por debajo de dicho valor.

En general, los países de la región funcionan bajo la lógica del mercado de costos incurridos. Por ejemplo, en Chile y Perú, entre otros países, los precios que declaran son entregados por los generadores pudiendo ser auditados por los operadores del sistema. Por eso se les denomina mercados de costos incurridos o auditados.

Brasil, por su característica de mercado en donde no existe un pago por potencia firme, ha flexibilizado el mecanismo. Los costos declarados deben ser aprobados por el regulador, pero en los mismos se permite la incorporación de algunos conceptos “no variables” (inversiones) o no relacionados directamente con la producción de electricidad (transmisión, impuestos, etc.). Esto se debe a que los generadores marginales no pueden recuperar sus costos fijos e inversiones a partir de los ingresos por potencia firme.

En estos mercados, el despacho de las unidades se realiza por orden de mérito, despachando primero las unidades de menor costo variable.

1.5.3 Mercados de corto plazo con Ofertas Libres Vinculantes (o de precios)

Existen dos formas principales de compra en estos mercados de corto plazo: las subastas, que casan ofertas de venta y compra para formar un único precio, y el trading continuo, que es eficiente en mercados líquidos ya que permite ajustes inmediatos según la entrada de ofertas. Los mercados intradiarios son cruciales para que los operadores ajusten sus posiciones tras el “Day-Ahead Market”, evitando desequilibrios y costos adicionales. Estos mercados permiten intercambios de balance entre los participantes del mercado, proporcionando flexibilidad y eficiencia en la operación.

El único ejemplo que se tiene en Latinoamérica y el Caribe de este tipo es Colombia. En este caso en particular, los generadores realizan sus ofertas el día anterior al compromiso de entrega de energía y no existen instancias de ajuste intradiarias. Las diferencias entre las ofertas realizadas y la operación real son saldadas a partir de reconciliaciones que actúan como pagos adicionales (o costos adicionales).

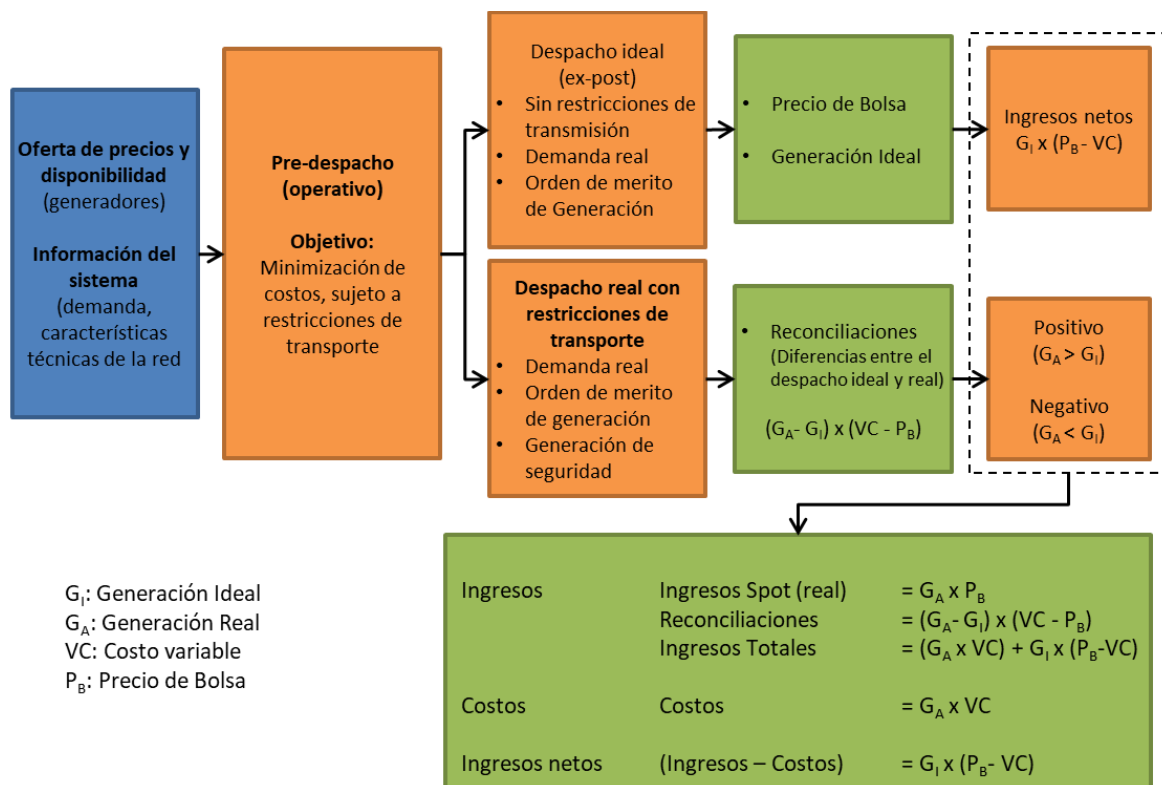
Las ofertas de precios realizadas por los generadores que participan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) representan costos variables de generación y costos de oportunidad. El precio de la última unidad de energía llamada a despacho para cubrir la demanda total de energía cada hora establece el precio para todos los generadores en esa misma hora (sistema marginalista).

Adicionalmente, las plantas térmicas ofertan los costos de arranque y parada por separado, con actualizaciones trimestrales. El precio de oferta es determinado libremente por los generadores en función de sus costos y percepción de riesgo.

Con la información sobre las ofertas de precios de los generadores y la demanda esperada, se programa el despacho para las siguientes 24 horas, optimizando los recursos para satisfacer la demanda al menor costo operativo.

El despacho ideal se realiza ex post por el administrador del sistema (ASIC) y la demanda real se cubre con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho considera las ofertas de precios en el mercado spot (mercado de energía de la “Bolsa”), las ofertas de costos de arranque y parada, los intercambios internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener el costo mínimo de generación para cubrir la demanda total del día sin considerar la red de transmisión. La liquidación de los créditos y obligaciones financieras de los participantes de la Bolsa es realizada por el ASIC. La siguiente figura muestra la metodología de oferta de precios diarios.

Figura 10 Mecanismos de Ofertas diarias de precio y despacho (Colombia)



Fuente: Elaboración propia

Las diferencias entre el despacho real y el despacho ideal de las plantas de generación se reconcilian (liquidan) a través de un proceso en el que se evalúan las desviaciones entre el “mundo comercial” (ideal) y el “mundo real” (real), y se definen compensaciones monetarias para los generadores. Estas compensaciones pueden ser positivas o negativas, dependiendo del despacho real vs el despacho ideal. Cada mes, el administrador del sistema es responsable de enviar las transacciones en la Bolsa

correspondientes a cada agente. Las facturas emitidas por el administrador del sistema y las órdenes de pago van acompañadas de una lista de las transacciones diarias realizadas por el agente.

1.5.4 Consideraciones respecto al diseño de mercado

En resumen, los modelos de costos auditados son adecuados en los sistemas en donde no se observan que se cumplan las condiciones de mercado perfecto, por falta de información, competencia, existencia de barreras de entrada o salida, etc. La falta de información conlleva a mercados con demanda inelástica al precio, lo que no permite una adecuada representación de la participación de la demanda en el mismo.

Los modelos de oferta libres son apropiados para sistemas más complejos en su estructura con una matriz de capacidad instalada diversificada y una competencia efectiva entre generadores y demanda. Aquí, las ofertas de precios y cantidades son libres, y el precio se determina por la casación de curvas de oferta y demanda.

Tabla 2 Mercados de Ofertas vs Mercado de Costos

MERCADO DE OFERTAS LIBRES	MERCADO BASADO EN COSTOS
Demanda corto plazo elástica (formula ofertas)	Demanda corto plazo inelástica (no varía)
Ofertas: precios y cantidades libres, para comprar y para vender	Ofertas: precios iguales al costo marginal de producción y obligación de poner a disposición la capacidad total para vender, no hay ofertas de compra
Precio: casación de las curvas de oferta y demanda	Precio: costo marginal de abastecer la demanda, calculado con mecanismo centralizado
Cantidades producidas: determinadas con mecanismo centralizado según casación de ofertas	Cantidades producidas: determinadas con mecanismo centralizado

Elaboración propia En ambos casos, los servicios complementarios son fundamentales pero su aplicación difiere. En mercados basados en costos, estos servicios se integran en la operación diaria del sistema. En mercados de ofertas, suelen manejarse a través de subastas específicas y mecanismos de remuneración independientes. Los mercados de ofertas permiten una mejor asignación de las señales

de costos asociados a la incertidumbre de pronóstico, lo que lleva a una mayor eficiencia de las señales de inversión y un mejor cálculo de las necesidades reales de servicios complementarios.

La inclusión de sistemas de almacenamiento afecta significativamente la operación y las reglas del mercado, aunque su incorporación es más simple en los sistemas de ofertas libres. Al ser un mercado de ofertas libres, le da libertad (hasta cierto punto) al agente para interiorizar en sus ofertas sus reales costos de oportunidad. Por otro lado, estos mercados en general permiten realizar ofertas complejas que son adecuadas para optimizar el uso de la batería o permiten realizar ofertas de diferentes servicios, nuevamente optimizando los ingresos de estas unidades, y por lo cual su desarrollo ha sido más importante.

En mercados basados en costos, el almacenamiento puede ofrecer flexibilidad adicional y reducir costos de operación, pero al estar las ofertas restringidas desde su concepción (usualmente combustible y O&M para térmicas y costos de oportunidad del agua para hidroeléctricas) la incorporación del almacenamiento implica la necesidad de una modernización de los marcos regulatorios, por ejemplo identificando quién define el costo variable de la energía almacenada o quién decide la estrategia de carga/descarga de las mismas (ciclos diarios). Esto ha demostrado ser una barrera para el desarrollo del almacenamiento en la medida que los marcos regulatorios no se modernicen.

La potestad para la operación de los activos de almacenamiento es un tema de discusión. Si las ofertas de estos pudieran representar sus costos reales de oportunidad (inclusive variaciones por mayor necesidad de ciclos, etc.) la discusión sería de segundo orden. Pero la limitación de las ofertas de los agentes dado el esquema de declaración de costos ha sido motivo de discusión y de la necesidad de generar una nueva regulación.

En los sistemas basados en ofertas, la optimización (o la interiorización de los costos de oportunidad) de los activos de almacenamiento la realiza siempre el agente. De esta forma no hay una necesidad de nueva regulación.

La existencia de la figura del comercializador es independiente a los mercados. Aunque se observa que es una figura activa en los mercados europeos y norteamericanos (por la competencia que existe en los segmentos minoristas) también es una figura que existe en algunos de los mercados de costos (con diferentes niveles de participación dependiendo el país), como agentes especializados en mitigar los riesgos en la compra de energía.

2 ANEXO II: CONCEPTO DE LA OPERACIÓN DE LOS MERCADOS DE OFERTAS LIBRES VINCULANTES

Los mercados de ofertas libres vinculantes asumen que electricidad es un bien como cualquier otro, y por lo tanto puede ser vendida y comprada libremente en mercados con distinto grado de organización. Estos mercados actúan como Net Pools, es decir que a partir de un auto despacho inicial (contratos físicos) se ofrece reducir o incrementar el despacho.

La negociación continua (trading continuo) es una forma eficiente de organizar los mercados siempre que tengan alta liquidez, porque es más fácil para los agentes cerrar órdenes y los agentes no tienen que esperar el cierre de la subasta para la ejecución de sus órdenes. En contraste, cuando hay poca liquidez, son más arriesgados, en el sentido de que puede ser menos probable que se cierren transacciones o pueden cerrarse a diferentes precios. Para los mercados de subasta, lo contrario es cierto: son útiles para proporcionar un precio de referencia para las transacciones, pero pueden ser ineficientes si el tiempo de apertura es largo y obliga a los agentes a esperar el cierre de la subasta.

Los mercados intradiarios se crean para permitir a los operadores del mercado que han participado en el DA ajustar sus posiciones. Por ejemplo, una planta que ha participado en el DA y que ha sido programada (es decir, que su oferta ha sido aceptada en el mercado), puede encontrar después del cierre del mercado DA que no podrá generar parte o toda su energía por alguna razón técnica. Esto implica que creará un desequilibrio que deberá ser abordado por el OS activando alguna reserva (posiblemente comprada en el mercado de balance o de reservas). Sin embargo, la energía para desequilibrios puede ser más costosa que lo que otros agentes están dispuestos a ofrecer en dicho momento. Por lo tanto, puede surgir una ineficiencia, que podría evitarse si se pudiera reemplazar esta indisponibilidad esperada con alguna otra carga antes de que se convierta en un desequilibrio. Este es el tipo de situación que los mercados intradiarios están destinados a abordar.

Las restricciones en la participación no son, sin embargo, una característica de todos los mercados intradiarios. Cuando la participación es libre, independientemente de si las plantas y la carga han participado en el mercado DA, la distinción entre intradiario y día-anticipado se debilita. La característica específica de los mercados intradiarios es que los agentes pueden elegir comerciar en diferentes períodos de tiempo, más o menos cercanos a la entrega. Por lo tanto, hay una especie de autoselección de intercambios entre agentes: los intercambios intradiarios que tienen lugar al comienzo del período intradiario tendrán esencialmente las mismas características que los intercambios DA y, por lo tanto, pueden analizarse de la misma manera.

Cuanto más cerca esté el tiempo del gate closure, más podrán los operadores hacer pronósticos adecuados y podrán predecir con más confianza si estarán desequilibrados o podrán proporcionar energía de equilibrio. Por lo tanto, los intercambios cercanos a la entrega en el mercado intradiario esencialmente se convierten en intercambios de balance y los mercados intradiarios esencialmente se convierten en mercados de servicios de balance. Sin embargo, los intercambios intradiarios ocurren

entre participantes del mercado (es decir, entre plantas y carga). Por lo tanto, en este caso, los mercados intradiarios pueden interpretarse como mercados de servicios de balance entre participantes del mercado (es decir, plantas y carga), y no como mercados de servicios de balance en los que la contraparte del mercado es el operador del sistema, como en los mercados de balance propiamente dichos.

A continuación, se desarrollarán a modo de ejemplo 2 casos de estudio para el caso de un generador solar:

- Un mercado del día-anticipado (day ahead) + mercado operación real
- Day ahead + dos sesiones de intradiario + mercado operación real

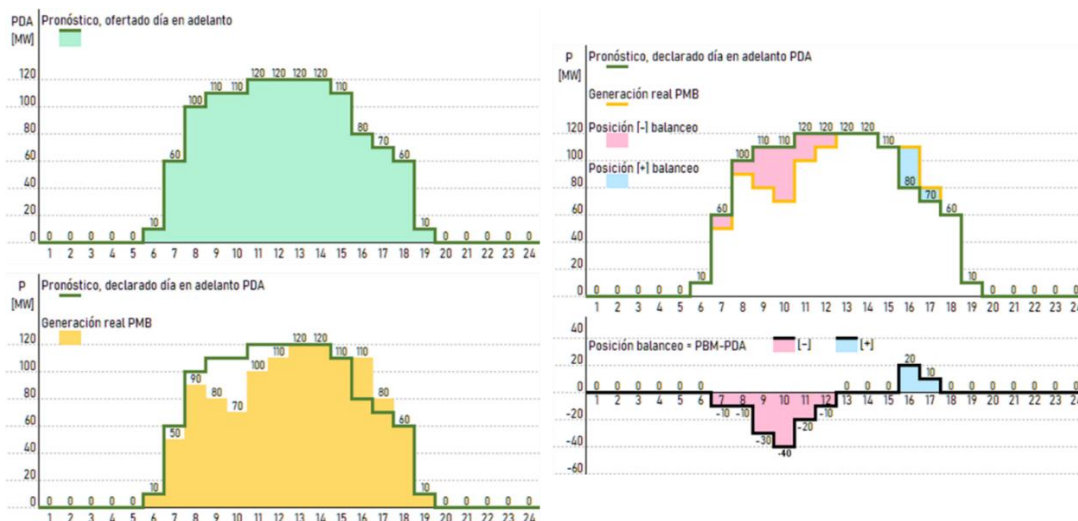
2.1 Caso: Day ahead + operación real

La Figura 11 muestra el pronóstico de generación de la planta solar PV para el mercado del DA y la inyección real de la misma. Se observa que, entre ambos, se producen diferencia de entre -40 MW y +20 MW.

Si la demanda del sistema es la misma, esto implica que en dichas horas el operador del sistema tuvo que despachar otra unidad por 40 MW a las 10am y tuvo que sacar del despacho otra unidad por 20 MW a las 16hs.

Para el generador, la venta de energía en el day ahead generó compromisos que debe cumplir en la operación real. Es decir, que la transacción en el day ahead genera un riesgo para el generador en el caso de errores en su pronóstico.

Figura 11 Caso Day ahead + Operación Real



Fuente: Elaboración propia

Para el generador, la transacción del generador sería:

$$I_{g,h} = \underbrace{PDA_{g,h} * PrDA_h}_{\text{Venta DA}} + \underbrace{(PBM_{g,h} - PDA_{g,h}) * PrBM_h}_{\text{Compensación BM}}$$

Donde:

- PDA_{g,h} Cantidad vendida en el DA por el generador g en la hora h
- PBM_{g,h} Cantidad vendida en la operación real o balancing market por el generador g en la hora h
- PrDA_h Precio en el DA en la hora h
- PrBM_h Precio en la operación real o balancing market en la hora h

Lo que es equivalente a:

$$I_{g,h} = \underbrace{PDA_{g,h} * (PrDA_h - PrBM_h)}_{\text{Arbitraje DA}} + \underbrace{PBM_{g,h} * PrBM_h}_{\text{Venta BM}}$$

En los mercados latinoamericanos sólo existe la “venta BM” sin arbitraje entre mercados adelantados vs. tiempo real. Si precio DA > precio BM hay incentivo a vender DA, con lo que bajaría el precio DA. Y viceversa.

2.2 Caso: Day ahead + Intradía #1 + Intradía #2 + operación real

En este caso, el generador Solar PV tiene dos mercados intradiarios en donde puede ajustar sus pronósticos y posiciones. La Figura 12 muestra el pronóstico de generación de la planta solar PV para el mercado del DA y en los momentos en que participa en los mercados intradiarios 1 y 2. Se observa que, que en el mercado intradiario 1, logra ajustar sus pronósticos por +/- 20 MW. En el segundo mercado intradiario, ajusta nuevamente su pronóstico en -10 MW en la hora 10am.

La Figura 13, muestra finalmente el ajuste necesario en la operación real y su delta a compensar en el balancing market.

En este caso, existen transacciones económicas en los mercados intradiarios que permite en Solar PV ajustar sus posiciones buscando minimizar los riesgos de la transacción. Lo que es equivalente a:

Day Ahead

$$I_{g,h} = PDA_{g,h} * PrDA_h$$

Intradiario #1

$$I_{g,h} = \underbrace{PDA_{g,h} * (PrDA_h - PrID1_h)}_{\text{Arbitraje DA vs ID1}} + \underbrace{PID1_{g,h} * PrID1_h}_{\text{Venta ID1}}$$

Intradiario #2

$$I_{g,h} = \underbrace{PDA_{g,h} * (PrDA_h - PrID1_h)}_{\text{Arbitraje DA vs ID1}} + \underbrace{PID1_{g,h} * (PrID1_h - PrID2_h)}_{\text{Arbitraje ID1 vs ID2}} + \underbrace{PID2_{g,h} * PrID2_h}_{\text{Venta ID1}}$$

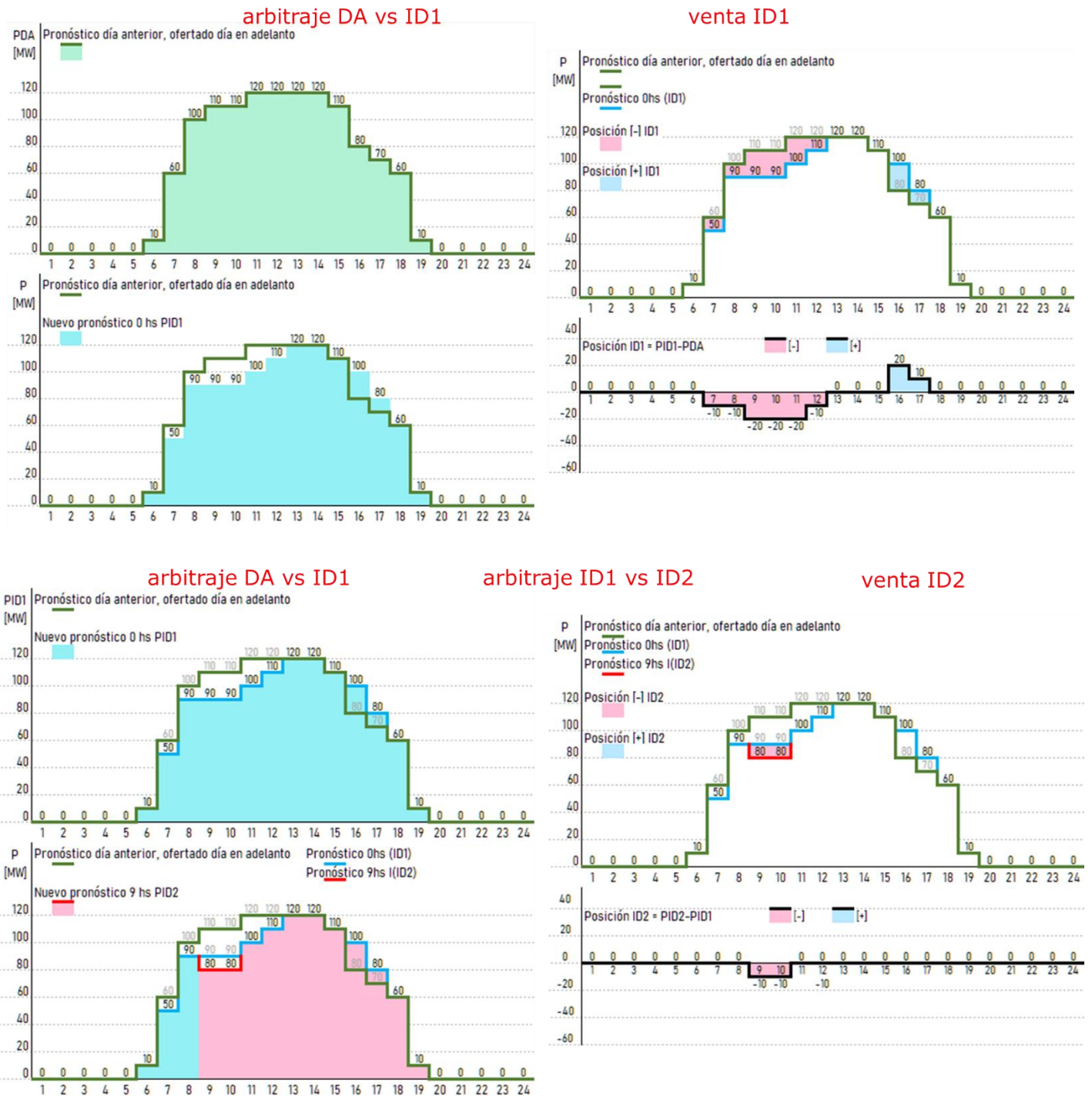
Balancing Market

$$I_{g,h} = \underbrace{PDA_{g,h} * (PrDA_h - PrID1_h)}_{\text{Arbitraje DA vs ID1}} + \underbrace{PID1_{g,h} * (PrID1_h - PrID2_h)}_{\text{Arbitraje ID1 vs ID2}} + \underbrace{PID2_{g,h} * (PrID2_h - PrBM_h)}_{\text{Arbitraje ID2 vs BM}} + \underbrace{PBM_{g,h} * PrBM_h}_{\text{Venta BM}}$$

Donde:

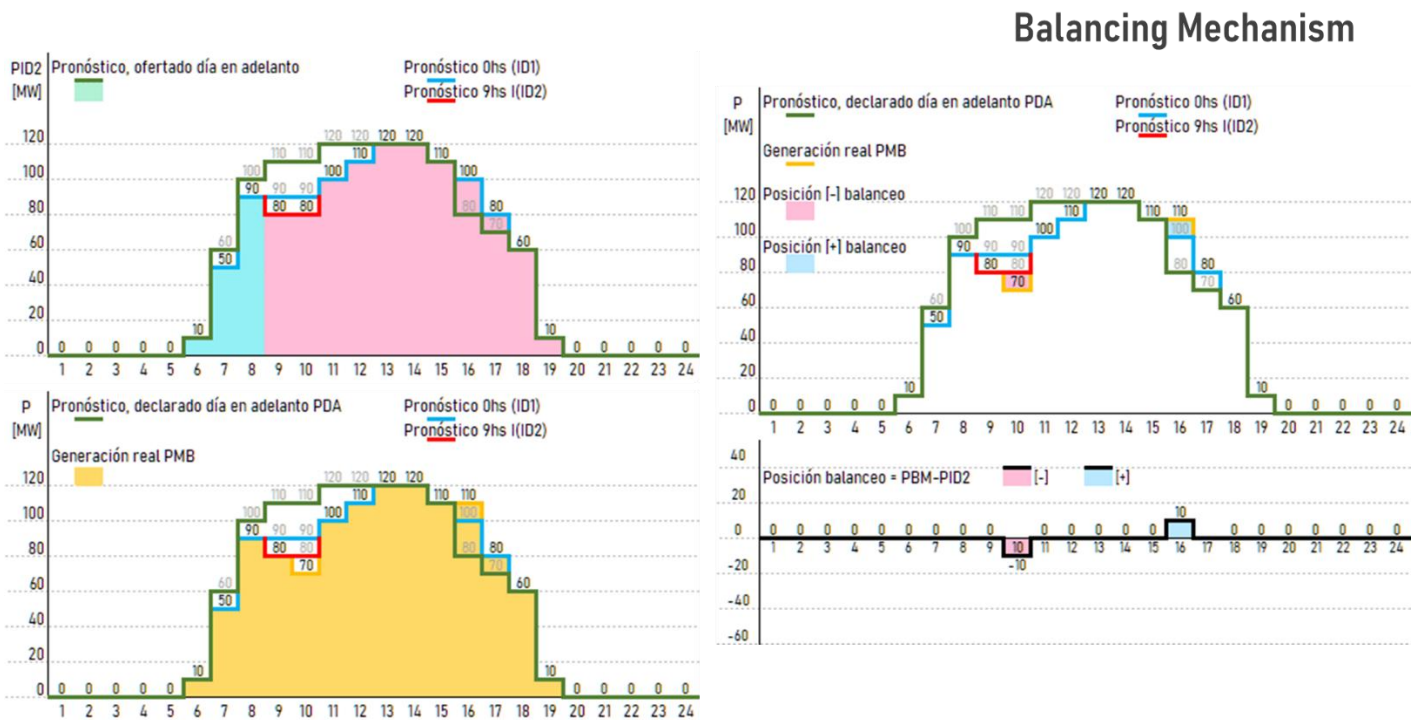
- PDA_{g,h} Cantidad vendida en el DA por el generador g en la hora h
- PrDA_h Precio en el DA en la hora h
- PID1_{g,h} Cantidad vendida en el ID1 por el generador g en la hora h
- PrID1_h Precio en el ID1 en la hora h
- PID2_{g,h} Cantidad vendida en el ID2 por el generador g en la hora h
- PrID2_h Precio en el ID2 en la hora h
- PBM_{g,h} Cantidad vendida en la operación real o balancing market por el generador g en la hora h
- PrBM_h Precio en la operación real o balancing market en la hora h

Figura 12 Caso: Day ahead + Intradiario #1 + Intradiario #2 + operación real / Intradiarios



Fuente: Elaboración propia

Figura 13 Caso: Day ahead + Intradía #1 + Intradía #2 + operación real / Balancing Market



Fuente: Elaboración propia

Es decir que ecuación general que refleja la transacción en el *balancing market* y los arbitrajes previos es:

$$I_{g,h} = \sum_{n=0}^n P n_{g,h} * (Pr n_h - Pr(n + 1)_h) + PN + 1_{g,h} * PrN + 1_h$$

3 ANEXO III: EXPERIENCIAS DE ESPAÑA, ITALIA Y TEXAS (ERCOT)

3.1 España

Mediante la Directiva 1996/92/CE², la unión europea estableció el objetivo de crear un mercado interno de electricidad y la liberalización de los sectores energéticos en los países miembros. A este respecto, España estableció un nuevo sistema legal con la promulgación de la Ley 54/1997³, conocida como Ley del Sector Eléctrico (LSE), cuyos principios regulatorios básicos son:

- a) Separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y libre competencia (generación y comercio).
- b) Libre elección del proveedor por parte del consumidor.
- c) Acceso abierto a la red de distribución.
- d) Creación de operadores del sistema técnico y económico.

La Directiva 2003/54/CE derogó la Directiva 96/92/CE, impulsando el proceso de desregulación y liberalización del sector energético. España se adhirió a ella promulgando la Ley 17/2007, avanzando hacia la eliminación de tarifas integrales e introduciendo el segmento de Suministro de Último Recurso (actualmente conocido como Suministro de Referencia).

La Directiva 2009/7/CE derogó la Directiva 2003/54/CE y lanzó una tercera propuesta con una serie de medidas, incluidas normas comunes para el mercado interno de la electricidad.

El déficit del sistema tarifario (diferencia entre el dinero recaudado de los usuarios finales y los costos reales del sistema), sostenido año tras año desde 2002, condujo a cambios regulatorios en el sector eléctrico durante 2012 y 2013, revirtiéndose este escenario en 2014. Algunas de estas normas buscaron la reducción de costos, mientras que otras medidas presentadas buscaban aumentar los ingresos, como la Ley 15/2012, relacionada con medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

A finales de 2013, se publicó la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013, adaptando y profundizando el compendio de regulaciones establecidas desde 1997. Durante los años siguientes, se establecieron diversas normativas para promover la eficiencia energética, el autoconsumo y la remuneración de fuentes renovables, cogeneración y biomasa.

Debido a esta sucesión de cambios regulatorios, se produjo una pausa en el desarrollo de energías renovables, superada mediante subastas de capacidad renovable para impulsar el desarrollo. Las

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092>

³ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-25340>

primeras subastas promovieron la instalación de 700 MW de renovables sin tarifas premium, y las subastas siguientes establecieron un ingreso mínimo, asignando miles de MW a nuevos PPAs (power purchase agreements, en inglés).

Recientemente, la Unión Europea ha publicado normas relacionadas con la energía limpia y lanzó el primer proyecto de ley sobre Cambio Climático y Transición Energética (PLCCTE), buscando la neutralidad de emisiones a más tardar en 2050.

3.1.1 Política energética

La política energética de España ha experimentado una transformación significativa a lo largo de los años, dirigida hacia la liberalización del sector, la integración de energías renovables y la promoción de la eficiencia energética, en consonancia con los marcos regulatorios de la Unión Europea.

Como se comentó en la sección previa, con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, España comenzó un proceso de liberalización energética, estableciendo la separación entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas bajo libre competencia (generación y comercialización), además de garantizar el acceso abierto a la red y la libre elección de proveedor por parte de los consumidores.

La evolución continuó con la adaptación a las sucesivas directivas europeas, que impulsaron aún más la liberalización y desregulación del mercado, culminando con la derogación de la Directiva 1996/92/CE por la Directiva 2003/54/CE, y posteriormente por la Directiva 2009/72/CE, buscando fortalecer las medidas para un mercado interno más competitivo y sostenible.

La preocupación por el déficit tarifario, que reflejaba la diferencia entre los costos del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos por tarifas, llevó a España a implementar una serie de reformas entre 2012 y 2013, dirigidas a la reducción de costos y la estabilización financiera del sistema eléctrico, incluyendo la eliminación de incentivos para ciertas formas de generación y la introducción de medidas para la sostenibilidad fiscal del sector.

En respuesta a los desafíos del cambio climático y la necesidad de una transición energética hacia fuentes más limpias, se ha dado un fuerte impulso a las energías renovables, mediante la reforma del sistema de remuneración y la introducción de subastas para la capacidad renovable, buscando fomentar la instalación de nuevas capacidades en tecnologías como la eólica y la solar fotovoltaica.

Además, se han adoptado políticas para promover la eficiencia energética y el autoconsumo, como el Real Decreto 56/2016, en alineación con la Directiva Europea 2012/27/UE, y el establecimiento de condiciones técnicas y económicas para el autoconsumo con el Real Decreto 244/2019.

Recientemente, la aprobación de la ley sobre Cambio Climático y Transición Energética refleja el compromiso de España con la neutralidad de emisiones para 2050, estableciendo un marco legal que

busca acelerar la transición hacia un modelo energético sostenible y resiliente, alineado con los objetivos climáticos globales y las directrices de la Unión Europea en materia de energía limpia.

3.1.2 Marco regulatorio en política renovable

Con el impulso del compromiso 20-20-20 de la UE⁴ para reducir el consumo de energías primarias y las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% y aumentar las energías renovables en un 20% para 2020, el gobierno español llevó a cabo una política de modificaciones regulatorias y técnicas para cumplir con los objetivos se establecieron a través del Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER⁵).

En 2015, España firmó el Acuerdo de París contra el cambio climático y en 2019 la Unión Europea presentó el Pacto Verde Europeo, que tiene como objetivo lograr la neutralidad climática para 2050. En este sentido, el gobierno español aprobó en 2024 la 'Ley de Cambio Climático y Transición Energética' y ha presentado el 'Plan Nacional Integrado de Energía y Clima' (PNIEC⁶), con objetivos y contribuciones cuantitativas definidas ajustadas a los objetivos de la Ley y su seguimiento a través de la 'Estrategia de Descarbonización al 2050'.

El PNIEC se revisó en 2024, incrementando los objetivos para 2030: alcanzar el 81% de energía renovable en la generación eléctrica, el 48% sobre el consumo final de energía y una reducción del 32% de emisiones GEI (respecto a 1990). Este plan implica una gran inversión en eólica (62 GW), solar (76 GW), hidrógeno verde y almacenamiento, con el fin de lograr la neutralidad climática y la independencia energética en España.

Tabla 3: ES - Objetivos para la Generación Eléctrica del PNIEC

CONCEPTO	OBJETIVO
Integración de renovables en la generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Con las medidas del Plan se logra el 81% de generación de origen renovable en el “mix” eléctrico en 2030. La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica una incorporación importante y sostenida de fuentes renovables, así como soluciones que aportan flexibilidad al sistema, tales como el almacenamiento energético o la gestión de la demanda.
Flexibilidad del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> Se promueven soluciones que aportan flexibilidad al sistema, incluyendo tanto el desarrollo del almacenamiento energético como la gestión de la demanda, claves para favorecer la integración de renovables en el sector eléctrico.

Fuente: PNIEC 2024

4 <https://www.eea.europa.eu/highlights/eu-achieves-20-20-20>

5 https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER_2011-2020_VOL_I_tcm30-178649.pdf

6 <https://www.miteco.gob.es/ca/prensa/pniec.html>

3.1.3 Incentivos Renovables

Durante el período 1998 a 2013, se desarrollaron 35 GW de generación renovable bajo los regímenes especiales Feed in Tariff (FIT) y Feed in Premium (FiP) optativo y luego a partir de 2013, un esquema basado en una retribución razonable para las instalaciones existentes y un sistema de subastas para las nuevas.

Bajo estos regímenes, los generadores de electricidad de origen renovable tienen derecho a vender toda su producción a un precio fijado legalmente en su totalidad (FIT o tarifa regulada total) o fijado solamente en parte (prima o incentivo regulado que se suma al precio del kWh en el mercado eléctrico).

Mientras que la primera variante (precio regulado total) se aplica como opción única en países como Francia, Portugal, Grecia, Austria, etc., el sistema regulatorio español permitía hasta 2013 a los generadores eólicos optar cada doce meses por seguir una u otra variante, esto es, la tarifa regulada total o la opción prima o incentivo compensatorio sobre el precio del mercado eléctrico. Con los cambios normativos sufridos en España a finales de 2012 y principios de 2013, se eliminó la opción de mercado más prima en el Real Decreto-ley 2/2013. Con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013 se modificó el régimen económico de las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos, eliminada la tarifa regulada y retribuyendo a las instalaciones de acuerdo a una rentabilidad razonable definida por el Gobierno (ver Regulación española de las energías renovables).

En cualquiera de sus variantes, los sistemas FIT se caracterizan por fijar administrativamente los precios o incentivos, cuyas cuantías varían adaptándose a las características de las diversas tecnologías renovables (eólica, minihidráulica, biomasa, solar, etc.).

Como se detallará en el capítulo 3.1.9 "Transmisión" las capacidades de intercambio de España con el resto de Europa son alrededor del 6% de su producción eléctrica. Por lo cual, en los hechos la península ibérica opera cuasi aislada del resto de Europa. Esto implica un desafío importante de operación cuando la participación de generación intermitente alcanza los niveles observados en la península. Por tal razón se han implementado una serie de normas técnicas para operar en forma segura la red eléctrica, imponiendo a los generadores renovables ciertos requisitos técnicos:

- Generador Renovable (RES) > 15 kW: Obligación de participar en el mercado y realizar un pronóstico de generación (a través de un representante que agrupe varias instalaciones) y tratar de cumplir con el pronóstico, utilizando los mercados diario e intradiario.
- RES > 5 MW: Obligación de pertenecer a uno Centro de Control privado (y estos están interconectados con el operador del sistema, TSO).
- RES > 2 MW: Cumplimiento con la regulación de huecos de tensión.
- RES > 1 MW: Obligación de enviar telemetría de generación al TSO.
- Factor de potencia entre $\pm 0,98$ (RES > 5 MW: seguir las instrucciones del TSO).
- Participación voluntaria en Servicios de Ajuste (habilitación del TSO si RES > 10 MW).

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, establece medidas en energía y otros ámbitos para la reactivación económica, habilitando al Gobierno a crear un nuevo marco retributivo alternativo al régimen retributivo específico. Este nuevo marco, denominado Régimen Económico de Energías Renovables (REER⁷), busca proporcionar previsibilidad y estabilidad en los ingresos y la financiación de nuevas instalaciones de energía renovable, impulsando así el desarrollo urgente de proyectos renovables para cumplir con los compromisos internacionales de España.

El REER se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, adjudicado mediante procedimientos competitivos donde se subasta la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas. La oferta se basará en el precio de retribución de la energía. El REER está regulado por el Real Decreto 960/2020.

Por tanto, el REER representa un nuevo marco retributivo que se llevará a cabo mediante subastas que cumplirán con los principios de transparencia, efectividad, proporcionalidad, objetividad y eficiencia. Antes de realizar una subasta, se establecerá la cuota máxima de energía y/o potencia a subastar. Cada subasta se realizará en sobre cerrado y el producto subastado se adjudicará al menor importe hasta alcanzar la cuota establecida.

El precio para cada adjudicatario exitoso coincidirá con el precio por el cual ofertaron ("*pay-as-bid*") y no se modificará.

Además, las subastas pueden diferenciarse por tecnologías de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestión, criterios de ubicación geográfica, madurez tecnológica, tamaño o componente innovador, entre otros factores.

El Real Decreto también permite que, en la convocatoria de la subasta, se establezcan criterios adicionales para que ciertos proyectos con características específicas, como proyectos de pequeño tamaño, proyectos de I+D y comunidades energéticas, puedan competir en igualdad de condiciones.

Dentro del mecanismo de subasta, se pueden establecer hitos de control intermedios para verificar el cumplimiento del compromiso de generación de energía asumido por las instalaciones adjudicadas en la subasta.

3.1.4 Incentivos en subastas y participación de mercado

Las instalaciones que se beneficien del REER participarán en el mercado diario e intradiario, recibiendo por la energía vendida en estos mercados el precio establecido en la subasta. Este precio será ajustado según la exposición al mercado, hasta un volumen determinado de energía y por un plazo máximo establecido. Es decir, los participantes ofrecerán el precio que desean recibir por la energía generada

⁷ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-economico-energias-renovables.html>

en el proceso de subasta. La normativa podrá adaptar el mecanismo de remuneración para aplicarlo en instalaciones de almacenamiento.

Además, se puede establecer que el precio de la subasta se ajuste con incentivos para que el adjudicatario participe en el mercado, exponiendo parcialmente las instalaciones al mercado eléctrico. Este enfoque incentivó a las instalaciones a ofrecer energía durante las horas más caras del mercado, desplazando así a otras formas de generación más costosas. También fomenta la instalación de plantas con capacidad de almacenamiento que pueden ajustar su producción a diferentes momentos. Finalmente, las instalaciones adjudicatarias podrán participar en los servicios de ajuste y balance, donde recibirán el precio de mercado correspondiente a estos servicios.

3.1.5 Organización del Mercado

Las políticas del sector están a cargo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), y la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC). Existe desde 2007, el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) que es el mercado conjunto de España y Portugal que es operado por OMIE (Operador del Mercado, que forma parte del grupo OMI, donde también se integra el operador del mercado a plazo, OMIP), basado en el mecanismo de *market splitting*. Desde 2014, el MIBEL se integra en el mercado europeo mediante el mecanismo *market coupling*, a partir del algoritmo *Euphemia*. Por último, OMIClear proporciona servicios de compensación y liquidación en relación con contratos de derivados de energía negociados y/o registrados en OMIP.

La gestión de las transacciones económicas del sector está a cargo de OMIE, mientras que su operación física depende de Red Eléctrica de España (REE).

3.1.6 Principales Instituciones

1. OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español

OMIE es el ente encargado de la gestión del mercado mayorista de electricidad en España, fue fundada en 1998 y desempeña el papel de administrador del mercado diario e intradiario de la electricidad, facilitando la compraventa de energía entre productores y comercializadores. Su principal objetivo es asegurar que la formación de precios sea transparente y competitiva. También es responsable de la integración del mercado español con otros mercados europeos de electricidad, a través de la cooperación transfronteriza⁸.



⁸ <https://www.omie.es/>

2. OMIP - Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués

Es el operador del mercado de futuros de electricidad en el ámbito ibérico, complementando las funciones de OMIE en España y de otros operadores en Portugal. OMIP facilita la negociación de contratos de futuros de electricidad, permitiendo a los participantes del mercado gestionar riesgos asociados a la volatilidad de los precios de la energía. A través de la plataforma de OMIP, se proporcionan herramientas para la cobertura y especulación, contribuyendo a la estabilidad y previsibilidad del mercado eléctrico ibérico⁹.



3. REE - Red Eléctrica de España

REE es el operador del sistema de transmisión eléctrico en España, fue fundada en 1985 y tiene la responsabilidad de garantizar el funcionamiento continuo y seguro del sistema eléctrico, gestionando la infraestructura de transmisión y supervisando el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad. Además, trabaja en la planificación y desarrollo de la red de transporte de energía, asegurando la adecuada integración de energías renovables y promoviendo la eficiencia energética. REE es fundamental para la estabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico en el país¹⁰.



4. CNMC - Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Es el organismo regulador que supervisa y controla los mercados y sectores en España, incluyendo el mercado eléctrico. Su misión es garantizar la competencia efectiva y la transparencia en los mercados, protegiendo los intereses de los consumidores y promoviendo un entorno de negocio eficiente. En el ámbito del mercado eléctrico, aprueba las reglas del mercado, supervisa el cumplimiento de la normativa, regula los precios y tarifas, y vela por la correcta ejecución de las operaciones de mercado. La CNMC juega un papel crucial en la estabilidad y transparencia del sector eléctrico¹¹.



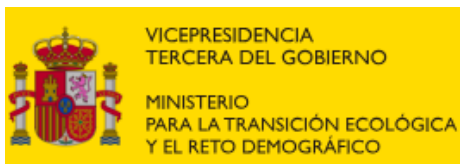
⁹ <https://www.omip.pt/es>

¹⁰ <https://www.ree.es/es>

¹¹ <https://www.cnmc.es/>

5. MITECO - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Entidad gubernamental encargada de la formulación y aplicación de políticas en materia de energía y medio ambiente en España. Desempeña un papel clave en la regulación del mercado eléctrico, estableciendo normativas y directrices para promover la sostenibilidad y la descarbonización del sector energético. Entre sus competencias se incluyen la promoción de energías renovables, la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático, así como la supervisión y coordinación de los actores del mercado eléctrico¹².



6. Enagás

Es el operador del sistema de transporte de gas en España y, aunque su principal enfoque es el gas natural, tiene una influencia indirecta en el mercado eléctrico, especialmente en lo que respecta a la generación de electricidad a partir de plantas de ciclo combinado. Enagás se encarga de la gestión y mantenimiento de la infraestructura de transporte y almacenamiento de gas, asegurando la seguridad del suministro y facilitando la integración del gas natural en el mix energético español. Su trabajo es esencial para la diversificación y seguridad del suministro energético en España¹³.



Las seis instituciones mencionadas juegan roles esenciales en la operatividad y regulación de mercado eléctrico en España. OMIE y OMIP gestionan las operaciones del mercado mayorista y de futuros en la península Ibérica. Por su parte, REE se encarga de garantizar la estabilidad del sistema de transmisión en España (mientras que en Portugal lo hace REN). MITECO y CNMC son responsables de la determinación y supervisión del marco regulatorio, lo que garantiza la sostenibilidad y sana competencia en el sector. Finalmente, Enagás, aunque se focalice en el gas natural, en forma indirecta, contribuye a la seguridad y diversidad de suministro eléctrico. En sí, estas instituciones juntas conforman la columna vertebral del mercado eléctrico español, promoviendo un ambiente de energía seguro, eficiente y sostenible.

¹² <https://www.miteco.gob.es/>

¹³ <https://www.enagas.es/es>

3.1.7 Mercados eléctricos

El mercado mayorista en España comenzó a funcionar en 1998. Desde finales junio de 2007, el mercado diario se ha integrado formalmente en la estructura del "Mercado Ibérico de Electricidad" (MIBEL) gracias a los acuerdos entre los gobiernos de España y Portugal para el desarrollo progresivo de un mercado único de electricidad en ambos países. Esto significa que los agentes españoles y portugueses presentan sus ofertas en el mismo mercado.

OMIE actúa como contraparte en las operaciones realizadas en los mercados diario, intradiario y continuo intradiario para el procedimiento de casación de oferta y demanda. Como consecuencia de su papel como contraparte, OMIE interviene en las obligaciones resultantes de las diversas operaciones, actuando como comprador frente al vendedor y como vendedor frente al comprador, según los términos establecidos en las Reglas del Mercado (Disposiciones Generales de la CNMC del 21 de octubre de 2019).

El mercado eléctrico en España, al igual que en otros países de Europa, está organizado en una secuencia de mercados en los que la generación y la demanda intercambian energía y servicios de reserva para diferentes plazos.

Días, semanas, meses e incluso años antes del momento en que se genera y consume la energía, los agentes intercambian contratos con periodos de entrega de diferente duración (anuales, trimestrales, mensuales, etc.) en los denominados mercados a plazo.

Al llegar al día D-1 (un día antes de que se genere y consuma la energía), los agentes intercambian energía para cada una de las horas del día D en el mercado diario organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMIE). Además, dentro de las 24 horas previas a la generación y el consumo, los agentes pueden ajustar sus posiciones contractuales comprando y vendiendo energía en los mercados intradiarios, también gestionados por OMIE. Desde 2025, las transacciones en los mercados diarios e intradiarios no son horarias sino cuarto-horarias.

En el muy corto plazo (desde unas pocas horas hasta unos minutos antes de la generación y el consumo), los generadores, y en algunos casos también la demanda, ofrecen una serie de servicios al sistema en diversos mercados organizados por el Operador del Sistema (REE). Estos servicios son necesarios para que la generación coincida exactamente con la demanda en todo momento, manteniendo así el sistema en equilibrio físico y con un nivel adecuado de seguridad y calidad de suministro.

El mercado de producción de electricidad está compuesto por cuatro mercados y procesos independientes, aunque interrelacionados:

1. **El mercado diario** ("Mercado Diario"), gestionado por el Operador del Mercado (OM). Este es el mercado fundamental de electricidad en España, y el resto de los mercados y procesos se basan en sus resultados. Este mercado también incluye el proceso de resolución de restricciones

técnicas, realizado en cooperación por el OM y el Operador del Sistema (OS).

- a. Límite de precio máximo de oferta: +4.000 EUR/MWh.
- b. Límite de precio mínimo de oferta: -500 EUR/MWh

Desde 2014, se han armonizado los mercados diarios europeos.

2. **El mercado intradiario**, gestionado por el OM, ofrece a los agentes la oportunidad de ajustar los resultados del mercado diario según los cambios en la situación de entrega/producción.

En 2024 se armonizaron los mercados intradiarios de Europa. Entró en vigor un cambio regulatorio significativo que impacta en los mercados intradiarios de electricidad en España y Europa. Antes de esta fecha, en la península Ibérica se contaba con el mercado diario y seis mercados intradiarios (aparte de un mercado intradiario continuo europeo), que permitía a productores y consumidores comercializar electricidad tanto para el día siguiente como para el mismo día, hasta una hora antes del tiempo real. A partir de esa fecha, estas seis sesiones de mercados intradiarios ibéricos, se redujeron a solo tres, pero totalmente armonizados en Europa, aparte del mencionado mercado continuo.

I1 (Intradiario #1): La primera sesión comienza a las 14:00 del día anterior al día de entrega y cierra a las 15:00 del mismo día. Durante esta sesión, los operadores pueden ajustar sus programas de producción y consumo para las 24 horas del día siguiente. Esta sesión inicial permite a los participantes del mercado realizar ajustes significativos basados en las previsiones de demanda y generación del día siguiente, proporcionando una base sólida para la planificación y la optimización de recursos.

I2 (Intradiario #2): La segunda sesión se inicia a las 21:00 del día anterior al día de entrega y finaliza a las 22:00 del mismo día. Al igual que en la primera sesión, los operadores pueden realizar modificaciones en sus programas de compra y venta, pero con información más actualizada sobre las condiciones del mercado y la demanda.

I3 (Intradiario #3): La tercera sesión comienza a las 09:00 del mismo día de entrega y cierra a las 10:00 del mismo día. Durante esta sesión, los operadores pueden negociar las horas restantes del día mismo día. Durante esta sesión, los operadores pueden negociar las horas restantes del día, desde las 13:00 hasta las 24:00.

Límite de precio máximo de oferta: +9.999 EUR/MWh.

Límite de precio mínimo de oferta: -9.999 EUR/MWh.

Tabla 4 ES - Sesiones de Mercado Intradía (subastas) España

El mercado intradía de subastas se estructura actualmente en tres sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

SESIONES	SESIÓN 1°	SESIÓN 2°	SESIÓN 3°
Apertura de la sesión	14:00	21:00	9:00
Cierre de la sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	15:20	22:20	10:20
Horizonte de programación (Períodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	12 horas (13-24 D+1)

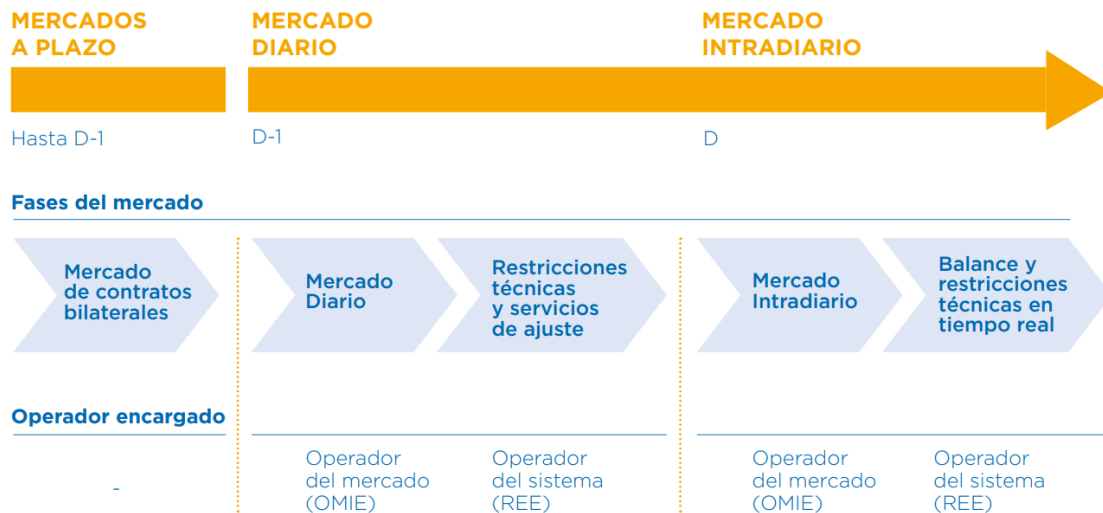
Veinte minutos antes del cierre de cada sesión, la negociación transfronteriza del mercado intradía continuo será interrumpida para los contratos que entran en el horizonte de la subasta, permitiendo la negociación local de estos períodos hasta el cierre de recepción de ofertas de la sesión.

En forma paralela existe un mercado intradía continuo que cierra (*gate closure*) una hora antes de la operación en tiempo real lo que facilita a los agentes ajustar sus pronósticos, especialmente a la generación renovable.

3. **El mercado de servicios auxiliares**, gestionado por Red Eléctrica (OS de España), maneja los servicios auxiliares necesarios.
4. **El proceso de desvíos en tiempo real**, gestionado por el OS, se ocupa de los desequilibrios de generación/carga que aparecen en tiempo real.

La retribución de la actividad de generación a cada agente por parte del operador del mercado se realiza sobre la base de un precio medio de mercado de la producción de electricidad (precio del pool), según el precio ofrecido al operador del mercado (OM) por las diferentes unidades de producción de electricidad.

Figura 14 ES - Secuencia de mercados en el mercado eléctrico español.



Fuente: Fundación Naturgy https://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/woocommerce_uploads/2024/04/regulacion-mercado-electrico-mayorista-qbd9ck.pdf

3.1.8 Productos que se comercializan

Mercado de energía: El mercado de energía es un mercado marginalista en el que el precio se establece por la casación entre las curvas de oferta y demanda (oferta más cara aceptada por la demanda). Es decir, es un sistema marginalista. En este tipo de mercados, la oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a un precio mínimo determinado. Así, las ofertas competitivas de un generador reflejan:

1. Volumen: las restricciones físicas de la unidad (capacidad disponible, compromisos de la unidad, restricciones operativas técnicas, restricciones de combustible, restricciones ambientales y sociales hidroeléctricas, rampas, etc.). Cabe mencionar que las Reglas del Mercado obligan a un generador a ofrecer toda su capacidad disponible a lo largo de toda la secuencia de mercados.
2. Precio Ofrecido: refleja el costo de oportunidad de generar electricidad:
3. Costos variables de producción: costos de arranque y parada de la planta, costos variables de operación y mantenimiento asociados con la producción, costos de ciclos, etc.
4. Cualquier otra fuente de ingresos evitada por el hecho de producir: reventa de combustible o certificados de emisiones de CO₂ para térmicas, el costo de oportunidad del agua para hidroeléctricas, etc.

Para que el mercado sea eficiente, es importante que el generador refleje adecuadamente su costo de oportunidad real en sus ofertas.

Para controlar la eficiencia del mercado (uno de los principales enfoques de los reguladores de electricidad), el regulador debe controlar el poder de mercado de los agentes, para evitar la posibilidad de que algún agente influya en el comportamiento del mercado o tenga control sobre los precios finales. Los generadores deben cumplir con los principios de la Ley de Defensa de la Competencia. Por esta razón, tanto la disponibilidad de las unidades de generación como los precios ofrecidos por ellas están sujetos a la supervisión de la institución encargada de la supervisión del mercado (CNMC). En caso de que la CNMC detecte prácticas restrictivas, tiene la facultad de actuar en el conflicto e imponer sanciones.

Mercado de Servicios Complementarios: Los servicios gestionados por el operador del sistema (REE) necesarios para garantizar la calidad, fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico pueden ser obligatorios u opcionales e incluyen los siguientes servicios:

1. Soluciones a las restricciones técnicas del sistema
2. Servicios complementarios o auxiliares
 - a. Flexibilidad (reserva de potencia adicional)
 - b. Regulación primaria de frecuencia
 - c. Regulación secundaria de frecuencia
 - d. Regulación terciaria de frecuencia
3. Control de voltaje y arranque en negro (blackstart)
4. Gestión de desbalances

La regulación primaria de frecuencia es la reserva de potencia que debe actuar en un plazo de 20 segundos y representa un servicio obligatorio que no se remunera y no implica un costo adicional para la demanda. En el caso particular de los generadores que no pueden proporcionar este servicio, deben contratar esta capacidad a otros generadores mediante contratos bilaterales. El estatismo requerido es del 1,5% de la potencia nominal (es decir que el generador debe tener 1,5% de su potencia nominal disponible para poder inyectar al sistema y recuperar la señal de potencia del mismo). La asignación de la reserva de regulación primaria de frecuencia la realiza anualmente el REE.

La regulación secundaria de frecuencia es un servicio opcional que tiene como objetivo mantener el equilibrio generación-demanda, corrigiendo automáticamente las desviaciones de la frecuencia del sistema y del programa de intercambio planificado. Su horizonte de acción varía de 20 segundos a 15 minutos. Este servicio se remunera a través de mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y uso (energía). La reserva de regulación secundaria corresponde al producto estándar europeo Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR).

La regulación terciaria de frecuencia también es un servicio opcional que requiere ofertas obligatorias, gestionadas y pagadas a través de mecanismos de mercado, cuyo objetivo es resolver las desviaciones

entre generación y consumo y restaurar la reserva para la regulación secundaria de frecuencia. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que una unidad de generación puede asumir en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede mantenerse durante al menos 2 horas. La potencia de regulación terciaria corresponde al producto estándar europeo Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR).

El control de voltaje y el arranque en negro (black start) son obligatorios en el sistema español y, por lo tanto, no se remuneran ni representan un costo adicional para el suministro eléctrico.

Otros países de Europa¹⁴ han desarrollado un mecanismo integrado de provisión de reservas en forma transnacional, pero España no forma parte de dicho mercado.

Mercado balance: El mecanismo de gestión de desvíos o desequilibrios es un servicio opcional gestionado y remunerado a través de mecanismos de mercado (subastas), cuyo objetivo es resolver los desequilibrios entre generación y consumo que puedan identificarse después del cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el comienzo del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. La energía de gestión de desequilibrios corresponde al producto estándar europeo de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR) y está descrita en el Procedimiento de Operación 3.3.

Mercado de capacidad: Desde la aprobación de la Ley 54/1997, el diseño del mercado eléctrico en España ha establecido señales económicas para garantizar ingresos adicionales regulados a los generadores, incentivando la inversión y operación de unidades de generación eficientes.

Hasta 2007, el "Pago por Garantía de Potencia" se basaba en la disponibilidad de los generadores, proporcionando aproximadamente 4 a 6 €/MWh para una unidad operando 5000 horas al año. Desde 2007, este fue reemplazado por un "Pago por Capacidad", estructurado en dos incentivos: uno para la inversión de nuevos generadores basado en un indicador de escasez de generación, y otro para la disponibilidad de generadores existentes a corto plazo.

La Orden TEC/1366/2018 derogó este mecanismo, anticipando un paquete legislativo de la Comisión Europea de noviembre de 2016, que incluye una modificación completa del marco regulatorio bajo el

¹⁴ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) es una organización que agrupa a los operadores de sistemas de transmisión (TSOs) de electricidad de Europa.

En el contexto de las Frequency Containment Reserves (FCR), ENTSO-E coordina y gestiona estas reservas de frecuencia para estabilizar la red eléctrica ante cualquier desviación de la frecuencia nominal (50 Hz). Las FCR representan un ejemplo de la capacidad de ENTSO-E para gestionar recursos de manera transfronteriza, permitiendo que los operadores de distintos países compartan responsabilidades y optimicen la respuesta a las fluctuaciones de frecuencia. Esta gestión conjunta fortalece la estabilidad y resiliencia de la red europea, reduciendo la necesidad de que cada país mantenga grandes reservas individuales y favoreciendo un sistema más eficiente y económico.

"Reglamento (UE) 2019/943". Este reglamento establece las reglas generales para el mercado eléctrico de todos los países miembros, prohibiendo los topes de precio y asegurando el acceso no discriminatorio para baterías y respuesta de demanda. Los artículos 21 y 22 permiten a los países adoptar un mecanismo de capacidad para incentivar la inversión y la disponibilidad, pero solo por un período de 10 años.

Desde 2021, el Ministerio de Transición Ecológica de España ha avanzado en la creación de un mecanismo de pagos por capacidad para resolver los problemas económicos de las centrales de ciclo combinado de gas y garantizar la seguridad del suministro. Desde la presentación de un borrador de orden en 2021, el Ejecutivo no ha avanzado significativamente en esta línea, fundamental para evitar el cierre de plantas de gas esenciales que operan actualmente muchas menos horas de lo previsto.

Los gestores de redes europeos advirtieron en 2021 que España podría enfrentar problemas de suministro si se cerraban cerca de 10.000 MW de centrales de gas debido a su falta de rentabilidad. Estas plantas, previstas para funcionar alrededor de 5.500 horas, operan apenas 1.500 horas, pero son cruciales para la seguridad del suministro energético.

Actualmente, el sistema energético español está en transición hacia un nuevo escenario de descarbonización, descentralización de la generación, electrificación de la economía, mayor participación de los consumidores y un uso más sostenible de los recursos. Con la creciente penetración de energías renovables y la próxima aprobación del paquete legislativo europeo, es prudente realizar un análisis profundo del servicio de disponibilidad según las directrices europeas y otros objetivos nacionales.

En 2024, el mecanismo de pagos por capacidad en España se encuentra en una fase de transición, buscando equilibrar la necesidad de garantizar la seguridad del suministro eléctrico con la reducción progresiva de estos pagos, conforme a las políticas de descarbonización y sostenibilidad.

Para las centrales de generación existentes, el mecanismo de pagos por capacidad sigue activo, pero con condiciones específicas. Las centrales que ya tenían compromisos de pagos por capacidad antes de las reformas recientes continúan recibiendo estos pagos. Este sistema se basa en acuerdos previos y está diseñado para garantizar que las instalaciones que contribuyen significativamente a la firmeza del suministro eléctrico reciban la compensación adecuada por su disponibilidad y capacidad de respuesta.

Aunque las centrales existentes aún pueden recibir pagos por capacidad, estos están sujetos a una reducción progresiva. Esto significa que los importes y las condiciones se ajustan periódicamente, con la intención de disminuir gradualmente la dependencia de este mecanismo.

La compensación se basa en la disponibilidad de la central para aportar capacidad firme al sistema. Se evalúa la capacidad de respuesta de estas centrales en periodos de alta demanda o de baja disponibilidad de energías renovables.

Para la nueva generación, las nuevas políticas se centran en promover la integración de energías renovables y soluciones de almacenamiento energético. Esto se refleja en los incentivos regulatorios y económicos que favorecen a estas tecnologías sobre las tradicionales de combustibles fósiles.

Desde 2023, Europa en general, y España en particular, están discutiendo la implementación de un mecanismo de capacidad para incentivar inversiones en flexibilidad. Entre las herramientas propuestas destacan el establecimiento de un objetivo nacional indicativo para la respuesta de la demanda y el almacenamiento, así como la creación de esquemas de apoyo específicos para la flexibilidad, tales como los mercados de capacidad y los pagos por disponibilidad. Estos últimos se orientan a promover la flexibilidad no fósil, incluyendo la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía.

Un componente clave es la realización de un análisis exhaustivo de las necesidades de flexibilidad a nivel nacional, considerando los requerimientos horarios, diarios y estacionales. Además, se plantea la necesidad de diseñar tarifas de acceso a las redes y de refuerzo basadas en CAPEX y OPEX, que respalden los servicios de flexibilidad y faciliten una gestión de la demanda más eficiente.

En cuanto a nuevos productos la propuesta contempla un servicio de *peak shaving product* (servicio de gestión energética que permite reducir los picos de demanda eléctrica en momentos de alta carga) dedicado exclusivamente a gestión de la demanda, recogándose además propuestas concretas para la definición, dimensionamiento y medida del producto y la utilización de un *dedicated metering device* (dispositivo de medición dedicado que permite analizar el patrón de consumo del cliente).

3.1.9 Transmisión

La Ley 24/2013 del "Sector Eléctrico" es el principal marco regulatorio para las actividades de transmisión y operación del sistema, responsabilidad de REE. La CNMC es responsable de establecer la metodología, los parámetros de remuneración, la base reguladora de los activos y la remuneración anual de la actividad de transmisión.

La Administración General del Estado (AGE), en colaboración con las comunidades autónomas, elabora un plan energético cada 6 años en el que se pronostica la evolución del sistema eléctrico a medio y largo plazo. Este plan identifica las necesidades de desarrollo de nuevas infraestructuras necesarias para garantizar el suministro eléctrico en todo el país, considerando aspectos de sostenibilidad ambiental, social y económica.

Actualmente, está vigente el Plan de Desarrollo de la Red Eléctrica para el período 2021-2026. Este plan fue elaborado por la AGE, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), y todas las comunidades autónomas y sujetos del sector, así como la CNMC y REE. Una vez preparado, el plan debe ser presentado al Congreso y, finalmente, aprobado por el Gobierno. Este plan es vinculante para REE, que es responsable de su implementación.

Por lo tanto, la expansión de las redes de transmisión y distribución en España se realiza mediante una planificación óptima vinculante. El nivel de inversión en la red está limitado por la regulación en función de la evolución del PIB del país. El Decreto 23/2020 flexibilizó las inversiones máximas aprobadas a corto plazo como una forma de impulsar la economía del país y realizar las inversiones que el sistema necesita para cumplir con los objetivos de energías renovables e incluir la posibilidad de incorporar almacenamiento como una alternativa en los planes de expansión.

Esto significa que la empresa de transmisión (REE), si es el resultado del plan óptimo, podrá introducir y gestionar el almacenamiento dentro de su red para mejorar y optimizar el uso de la red existente. El regulador deberá aprobar esta inversión (costos CAPEX más OPEX), incluyéndose en los peajes de transmisión pagados por la demanda.

REE también es responsable de gestionar los procedimientos regulados para los permisos de acceso y conexión a la red, y posteriormente la puesta en servicio de nuevos agentes o aquellos que modifiquen instalaciones existentes. El sistema de transmisión español se considera mallado, lo que le confiere robustez y seguridad en su operación. Esto no significa que no ocurran congestiones locales con frecuencia, especialmente con el aumento de la generación renovable local, lo que se espera que cambie los flujos en las redes de distribución con el tiempo, incluso con horas en las que las empresas de distribución inyecten energía en la red.

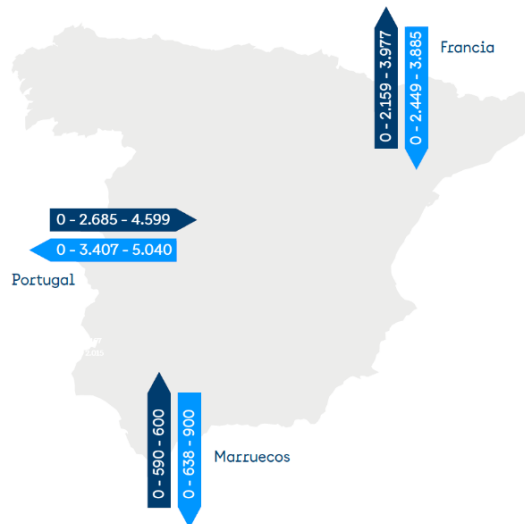
España está interconectada con Marruecos, Portugal, Andorra y Francia. La siguiente figura muestra las capacidades de intercambios en 2023. Se observa que la capacidad de intercambio de España es levemente superior al 6% de su capacidad de producción eléctrica, incumpliendo los objetivos de la Comunidad Europea fijados en 10% para 2020 y 15% para 2030¹⁵.

¹⁵ Fuente: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en

Figura 15 ES – Capacidad de Intercambios

Capacidad horaria mínima, media y máxima de intercambio comercial de las interconexiones

MW

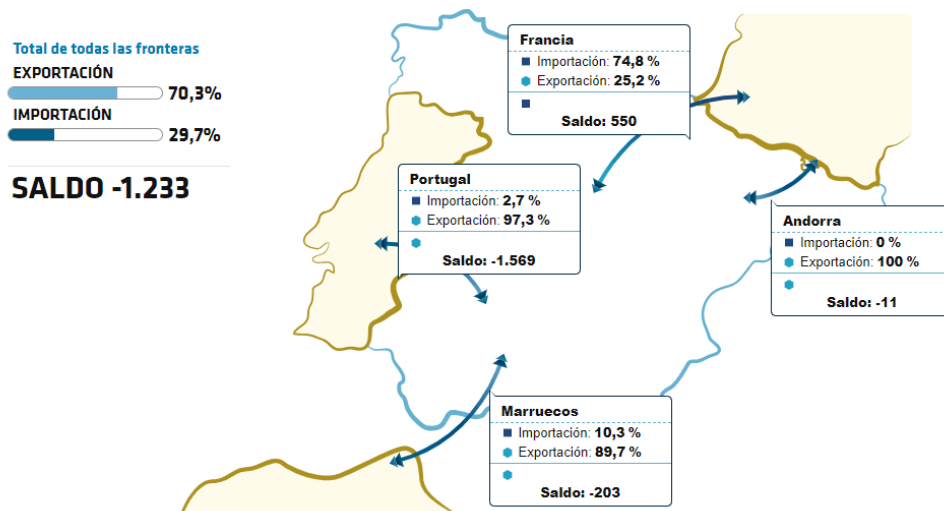


Fuente: Red Eléctrica

La siguiente figura muestra los niveles de intercambio en junio 2024, con saldo exportador a Portugal, Marruecos y Andorra e importador con Francia.

Como resultado, la península ibérica opera como un sistema cuasi aislado (isla), lo que conlleva dificultades adicionales operativas cuando se alcanzan alto niveles de generación intermitente renovable.

Figura 16 ES - Intercambios eléctricos internacionales, junio 2024



Fuente: Red Eléctrica

3.1.10 Distribución y Comercialización

En España, el sector eléctrico está dividido en dos actividades fundamentales: la distribución y la comercialización de energía eléctrica.

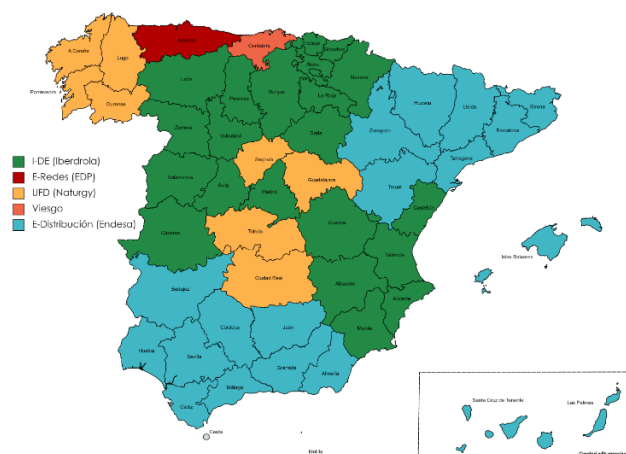
a) Distribución de Energía

La distribución de energía en España está organizada a través de concesiones otorgadas a empresas distribuidoras que operan en áreas geográficas específicas. Estas empresas son responsables de transportar la electricidad desde las redes de transporte de alta tensión hasta los puntos de consumo finales, asegurando que la energía llegue de manera segura y fiable a los hogares y negocios. Actualmente existen 5 distribuidores grandes y 328 pequeños (que cubren un municipio o unos municipios). Las principales distribuidoras de energía en España son:

- **Endesa Distribución Eléctrica:** Opera principalmente en Cataluña, Andalucía, Aragón, Baleares y Canarias.
- **Iberdrola Distribución Eléctrica:** Principalmente en la Comunidad Valenciana, Castilla y León, Madrid, País Vasco, Navarra, La Rioja y Extremadura.
- **Unión Fenosa Distribución:** En Galicia, Castilla-La Mancha y Madrid.
- **E-Redes Distribución Eléctrica:** En Asturias.
- **Viesgo Distribución:** En Cantabria y parte de Castilla y León.

Estas empresas tienen concesiones exclusivas en sus respectivas áreas, lo que significa que no compiten entre sí en la misma zona geográfica. Las tarifas de distribución están reguladas por la CNMC y se establecen para garantizar un servicio accesible y equitativo para todos los consumidores.

Figura 17 ES - Concesión geográfica de las distribuidoras de energía en España



Fuente: PlenaEnergía

b) Comercialización de Energía

La comercialización de energía eléctrica en España es un mercado liberalizado, lo que permite la competencia entre diferentes empresas comercializadoras. Los comercializadores compran electricidad en el mercado mayorista y la venden a los consumidores finales. Los consumidores pueden elegir libremente su proveedor de electricidad, lo que fomenta la competencia y lleva a mejores precios y servicios. Existen dos tipos de comercializadoras:

- **Comercializadoras de Referencia:** Actualmente hay 8 comercializadoras de referencia. Son aquellas designadas por el gobierno para ofrecer el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), una tarifa regulada para consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW y correspondientes a microempresas.
- **Comercializadoras de Mercado Libre:** Ofrecen diferentes tarifas y condiciones, permitiendo a los consumidores elegir la que mejor se adapte a sus necesidades. Actualmente existen más de 300 comercializadoras de mercado libre.

3.1.11 Participación de la demanda

Actualmente, la demanda puede participar en el mercado eléctrico únicamente a través del servicio de respuesta activa de demanda. Este servicio es una herramienta de gestión de la demanda que proporciona una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico, basándose en criterios técnicos (seguridad del sistema) y económicos (menor costo para el sistema). Este servicio se activa en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por REE a grandes consumidores que son proveedores de este servicio, principalmente grandes industrias.

A) Respuesta Activa de Demanda (SRAD)

El Servicio de Respuesta Activa de Demanda (SRAD) permite a los grandes consumidores de electricidad, como industrias y comercios, ajustar voluntariamente su consumo en respuesta a señales del operador del sistema, especialmente en momentos de alta demanda o escasez de suministro. Este mecanismo busca equilibrar la oferta y la demanda, promoviendo una operación estable y eficiente del sistema. Los consumidores pueden reducir su consumo de energía cuando los precios son altos o cuando el operador lo solicita directamente para prevenir problemas en la red, recibiendo compensaciones económicas a cambio.

Este servicio no solo permite a los consumidores obtener beneficios económicos, sino que también proporciona al sistema eléctrico una fuente adicional de flexibilidad y fiabilidad, especialmente valiosa en un contexto de alta penetración de energías renovables intermitentes. Al facilitar esta capacidad de ajuste en la demanda, el SRAD reduce la dependencia de plantas de generación adicionales para cubrir picos de consumo, optimizando los recursos del sistema y favoreciendo la sostenibilidad y eficiencia energética del mercado eléctrico español.

El Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), actualizado mediante la Resolución de la CNMC de 6 de noviembre de 2025, se rige por el nuevo procedimiento de operación P.O. 7.5 y modifica el P.O. 14.4 para continuar su adaptación a los requisitos de los Reglamentos europeos, incluyendo el Reglamento (UE) 2019/943 y el Reglamento (UE) 2017/2195.

Con la reciente actualización normativa, el SRAD ha ajustado la temporalidad de sus subastas, reduciendo el periodo de prestación del servicio a bloques de 6 meses. Asimismo, el mecanismo flexibiliza los requisitos de acceso para incentivar una mayor liquidez, permitiendo que los consumidores de menor tamaño puedan participar en el mercado de manera agregada. Por su parte, REE (Red Eléctrica de España) se mantiene como el operador responsable de organizar y gestionar el sistema de subastas para la asignación del servicio.

El SRAD busca:

- Fomentar la respuesta de la demanda: Permite a los consumidores participar activamente en la gestión del sistema eléctrico, incrementando así la flexibilidad y seguridad del sistema.
- Reducir el coste de los desvíos: Facilita la provisión de reserva de balance para la recuperación de la frecuencia mediante la activación manual, especialmente en momentos de escasez.
- Integración de Energías Limpias: Contribuye a una mayor integración de energías renovables, lo que ayuda a combatir episodios de precios elevados y avanzar en la transición energética

El SRAD establece un producto específico para la operación del sistema eléctrico con las siguientes características:

- Reserva de Balance: Provisión de reserva para situaciones de insuficiencia de regulación terciaria a subir.
- Participación de la Demanda: Incorporación de los consumidores como proveedores de servicios de ajuste del sistema.
- Flexibilidad y Competitividad: Incremento de la flexibilidad y competitividad en los mercados de operación mediante nuevos proveedores y criterios mejorados para subastas.

Los proveedores de SRAD reciben una compensación económica basada en las condiciones acordadas en la subasta, que incluye pagos por disponibilidad y por activación del servicio. Se aplican penalizaciones en caso de incumplimiento de los compromisos adquiridos, como no reducir la demanda cuando se les solicite o no cumplir con los niveles de reducción ofertados.

El tiempo de respuesta típico requerido para el SRAD es inmediato o en un corto plazo, generalmente dentro de los 12,5 minutos siguientes a la notificación por parte del operador del sistema. Esto asegura que las reducciones de demanda se implementen rápidamente para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

A) Agregadores Independientes y Almacenamiento

El marco regulatorio actual, consolidado mediante el Real Decreto 88/2026 que aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación, define formalmente la figura del agregador independiente. Según lo establecido por el MITECO, estos agentes podrán apalancarse en unidades de almacenamiento a nivel residencial, comercial e industrial para ofrecer tanto reserva de potencia a la baja como al alza, permitiéndoles acceder a los distintos productos gestionados por REE. Esto consolida las oportunidades para que el almacenamiento distribuido y las aplicaciones vehicle-to-grid (V2G) actúen como herramientas de gestión de la carga y generen beneficios adicionales. No obstante, tal como indica el Ministerio, la participación efectiva de esta figura surtirá efectos plenos una vez que la CNMC apruebe la adaptación normativa y los correspondientes procedimientos de intercambio de información.

Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)

Además de la participación en el mercado a través del servicio de interrumpibilidad, existe un acceso indirecto al mercado mediante el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). El PVPC es el mecanismo para establecer el precio de la electricidad aplicado a la factura de aquellos consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW y que sean microempresas o personas físicas (potencia ≤ 10 kW). El PVPC tiene en cuenta dos componentes:

- El precio de producir electricidad: que considera los precios del mercado diario, intradiario y servicios de ajuste de cada hora, más los precios del mercado a plazo.
- Un monto fijado por el Ministerio de Industria (costo de política energética) y la CNMC (peajes) para pagar todas las actividades necesarias para producir y transportar el suministro eléctrico a los hogares.

Con el PVPC, el consumidor paga por su consumo según el precio resultante en el mercado eléctrico durante un período de facturación. Alrededor de las 8:15 p.m. de cada día, REE publica en su sitio web los precios horarios de la electricidad que se aplicarán en cada una de las 24 horas del día siguiente. Estos precios se muestran considerando tres bandas:

- El periodo punta, en el que dichos peajes y cargos regulados serán más elevados.
- El periodo llano, con un impacto intermedio de estos costes regulados.
- El periodo valle, periodo en el que estos peajes y cargos serán más bajos.

Además, la facturación del PVPC 2.0 TD permite también que sea el consumidor quien elija dos potencias contratadas diferentes en función de su consumo: una de ellas se aplicará en el periodo valle y la otra lo hará en el periodo punta y en el llano.

3.1.12 Incentivos de inversión en generación

En el ámbito de la generación eléctrica, las inversiones en nuevas plantas de generación se promueven a través de diferentes mecanismos, incluyendo subastas y otros incentivos regulados. Las subastas de energía renovable son una herramienta clave en este proceso. A continuación, se describen algunos aspectos relevantes:

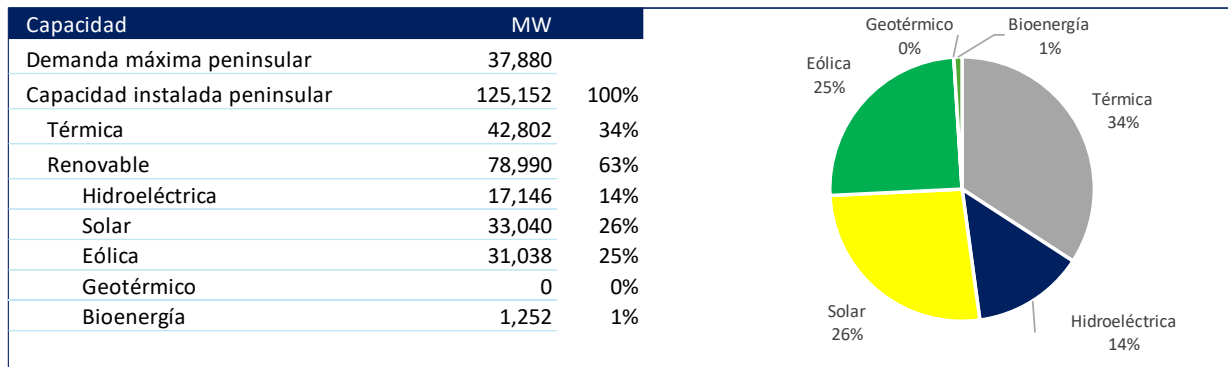
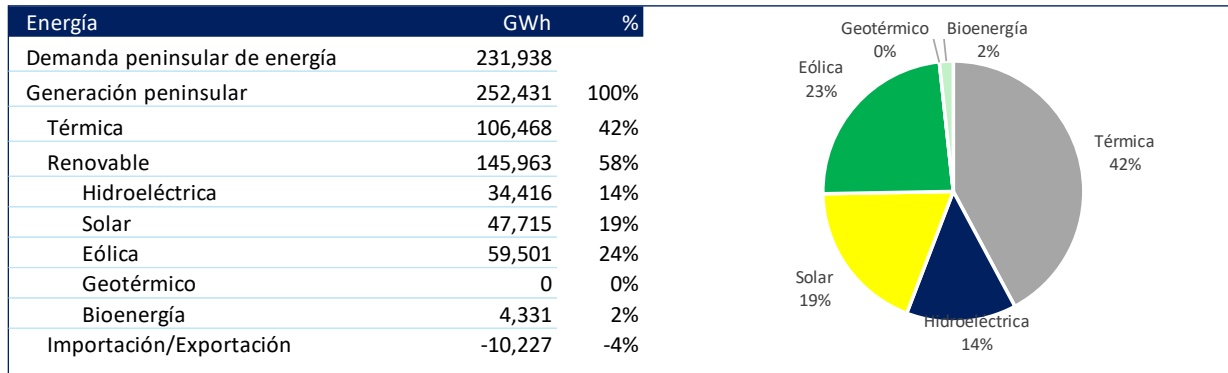
- **Subastas de Energía Renovable:** El gobierno español organiza subastas para asignar derechos de instalación de nueva capacidad renovable (eólica, solar, biomasa, etc.). En estas subastas, los promotores de proyectos compiten ofreciendo el precio más bajo al que están dispuestos a vender la energía generada. Los proyectos que resultan adjudicatarios reciben un contrato de venta de energía a largo plazo a un precio fijo, lo que proporciona estabilidad financiera y facilita la financiación de los proyectos.
- **Regulación e Incentivos:** Además de las subastas, existen otros mecanismos de apoyo, como los pagos por capacidad a través de licitaciones específicas, que pueden proporcionar ingresos adicionales a los generadores. Estos pagos están diseñados para asegurar que haya suficiente capacidad disponible para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

3.1.13 Incentivos de inversión en transmisión

En el ámbito de la transmisión eléctrica, la inversión se gestiona de manera diferente, ya que las redes de transmisión son infraestructuras críticas que requieren una planificación centralizada y regulada. Las principales características son:

- **Planificación Centralizada:** La expansión y mejora de la red de transmisión es planificada y gestionada por Red Eléctrica de España (REE), que es el operador del sistema y el único transmisor. La planificación se realiza a través de planes de desarrollo de la red, que son elaborados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) en colaboración con REE, la CNMC y las comunidades autónomas.
- **Inversiones Reguladas:** Las inversiones en la red de transmisión no se realizan a través de subastas. En cambio, están reguladas y aprobadas por la CNMC, que establece los parámetros de remuneración y los incentivos necesarios para asegurar que REE pueda financiar y ejecutar los proyectos de expansión y modernización de la red.
- **Real Decreto-Ley 23/2020:** Este decreto flexibiliza las inversiones a corto plazo y permite la inclusión de almacenamiento en los planes de expansión de la red, lo que facilita la adaptación del sistema eléctrico a las nuevas necesidades de integración de energías renovables.

3.1.14 Estadísticas generales 2024



Fuente: Red Eléctrica.

https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2025/01/downloadable/Boletin_mensual_diciembre_2024.pdf
REData - Potencia instalada | Red Eléctrica (ree.es)

3.2 Italia

El mercado eléctrico italiano ha experimentado importantes transformaciones desde la década de 1990, siguiendo las directrices europeas para la liberalización y desregulación del sector. El proceso de liberalización comenzó con la Ley 481 de 1995, que estableció la Autoridad de Regulación para Energía, Redes y Ambiente (ARERA). Esta entidad independiente tiene como objetivo promover la competencia y eficiencia en los servicios públicos y proteger los intereses de los usuarios y consumidores.

La liberalización del mercado se consolidó con el Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, conocido como Decreto Bersani. Este decreto implementó la Directiva 96/92/CE, que buscaba la apertura del mercado eléctrico en Europa. Antes de esta legislación, el mercado eléctrico italiano estaba monopolizado por ENEL, la empresa nacional de electricidad que controlaba toda la cadena de producción, transmisión, distribución y venta. El Decreto Bersani permitió la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y venta, promoviendo la entrada de nuevos actores en el mercado y fomentando la competencia.

El Decreto Bersani estableció que, a partir del año 2000, el mercado eléctrico debía abrirse progresivamente a la competencia. Inicialmente, solo los grandes consumidores industriales podían elegir su proveedor de electricidad, pero a partir de julio de 2007, todos los consumidores, incluidos los domésticos, tuvieron la posibilidad de escoger libremente su proveedor de energía. Esta apertura del mercado pretendía reducir los costos de la electricidad y mejorar la calidad del servicio a través de una mayor competencia.

El Decreto Legislativo 79/1999 marcó el inicio de la liberalización del mercado eléctrico en Italia. Sin embargo, para asegurar un mercado competitivo y eficiente, se implementaron varias reformas legislativas adicionales:

- **Decreto Legislativo 164/2000:** Este decreto liberalizó el mercado del gas natural en línea con la Directiva 98/30/CE, creando un marco regulatorio que complementa la liberalización del mercado eléctrico y promovía la competencia en ambos sectores energéticos.
- **Ley 290/2003 (Ley de conversión del Decreto-Ley 239/2003):** Transferencia de la gestión de la red eléctrica nacional de GRTN a Terna S.p.A., consolidando la separación de las actividades de transmisión y distribución. Terna se convirtió en el operador principal de la red de transmisión, responsable de garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico a nivel nacional.
- **Decreto Legislativo 73/2007:** Este decreto completó la liberalización del mercado eléctrico, permitiendo a todos los clientes, incluidos los domésticos, elegir libremente su proveedor de energía. Además, introdujo el "Mercato di Maggior Tutela", regulado por ARERA, para aquellos consumidores que no se hayan pasado al mercado libre. Este mercado regulado asegura que los consumidores tengan acceso a tarifas justas y razonables.

3.2.1 Política energética

Italia ha adoptado medidas significativas para fomentar la integración de energías renovables en su mix energético. A través de incentivos y mecanismos de apoyo, como *feed-in tariffs* y las subastas de capacidad renovable, se ha promovido la inversión en tecnologías limpias y sostenibles. El Decreto Ministerial FER1 de 2019, por ejemplo, promueve la instalación de plantas de energía renovable de pequeña, mediana y gran escala, ofreciendo incentivos económicos y tarifas garantizadas para la energía producida durante un periodo de 20 años.

Además, la política energética italiana también se ha centrado en la promoción del autoconsumo y la eficiencia energética. El Decreto Ministerial de 2016 estableció un marco para el autoconsumo colectivo y las comunidades de energía renovable, permitiendo a los consumidores generar y consumir su propia electricidad de manera más eficiente y sostenible. Estos marcos reguladores han facilitado la implementación de proyectos de energía renovable a pequeña escala y han incentivado a los consumidores a participar activamente en la transición energética.

3.2.2 Marco regulatorio en política renovable

Uno de los pilares de la política renovable en Italia es el Decreto Legislativo 28/2011, que implementó la Directiva 2009/28/CE de la Unión Europea. Este decreto establece objetivos nacionales para la participación de las energías renovables en el consumo total de energía, abarcando tanto el sector eléctrico como los sectores de calefacción y transporte.

El Decreto Legislativo 102/2014, que implementa la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética, también juega un papel crucial en el marco regulatorio de las energías renovables en Italia. Este decreto establece un marco de medidas para promover la eficiencia energética en todos los sectores, incluida la generación, transmisión y consumo de electricidad. Las medidas incluyen auditorías energéticas obligatorias para grandes empresas, mejoras en la eficiencia de los edificios y la promoción de tecnologías de ahorro energético. Este enfoque integral busca no solo aumentar la producción de energía renovable, sino también reducir el consumo energético total a través de la eficiencia.

Italia también ha adoptado el Reglamento (UE) 2019/943, que establece las reglas generales para el mercado interno de electricidad en la Unión Europea. Este reglamento promueve la competencia y elimina los topes de precios para productos energéticos específicos, fomentando un mercado eléctrico más integrado y competitivo a nivel europeo. Además, este reglamento refuerza el compromiso de Italia con la transición energética y la descarbonización.

3.2.3 Incentivos Renovables

El Decreto Legislativo 28/2011 introduce varios incentivos económicos, como las tarifas *feed-in* y los certificados verdes, para fomentar la inversión en tecnologías de energía renovable. Las tarifas *feed-in* garantizan un precio fijo para la electricidad generada a partir de fuentes renovables durante un período determinado, proporcionando seguridad financiera a los inversores. Además, el decreto simplificó los procedimientos administrativos para la autorización de nuevas instalaciones de energía renovable, reduciendo los tiempos de espera y los costos burocráticos.

3.2.4 Organización del Mercado

El mercado eléctrico italiano está organizado y regulado por varias entidades clave. Las políticas del sector están a cargo del Ministerio de Desarrollo Económico, que supervisa la estrategia energética nacional y la implementación de políticas.

La Autoridad de Regulación para Energía, Redes y Ambiente (ARERA) es responsable de regular y controlar los mercados de energía, estableciendo tarifas y protegiendo los intereses de los consumidores.

El mercado eléctrico en sí es gestionado por el Gestore dei Mercati Energetici (GME), que organiza el mercado mayorista de electricidad, incluyendo el mercado diario (MGP) y el mercado intradiario (MI).

La operación física del sistema eléctrico está a cargo de Terna S.p.A., que gestiona la red de transmisión y garantiza la seguridad y fiabilidad del suministro. Además, el Gestore dei Servizi Energetici (GSE) promueve el desarrollo de energías renovables y la eficiencia energética a través de diversos incentivos y mecanismos de apoyo. Este marco organizativo asegura un funcionamiento coordinado y eficiente del mercado eléctrico italiano, promoviendo la competencia y la sostenibilidad en el sector.

3.2.4.1 Principales Instituciones

1. GME - Gestore dei Mercati Energetici

GME es el operador encargado de la gestión del mercado mayorista de electricidad en Italia. Fundado en 2000, GME organiza y gestiona el mercado diario (MGP) y el mercado intradiario (MI) de electricidad. Su principal objetivo es asegurar la transparencia y competitividad en la formación de precios, facilitando la compraventa de energía entre productores y comercializadores. Además, GME promueve la integración del mercado eléctrico italiano con otros mercados europeos a través de la cooperación transfronteriza¹⁶.



2. Terna S.p.A.

Es el operador del sistema y operador de la red de transmisión eléctrica en Italia. Fundada en 1999 y privatizada parcialmente en 2004, Terna es responsable de garantizar el funcionamiento continuo y seguro del sistema eléctrico, gestionando la infraestructura de transmisión y supervisando el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad. Terna también trabaja en la planificación y desarrollo de la red de transporte de energía, asegurando la adecuada integración de energías renovables y promoviendo la eficiencia energética. Su papel es fundamental para la estabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico en Italia¹⁷.



3. ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

ARERA es el organismo regulador que supervisa y controla los mercados de energía, agua y residuos en Italia. Creada en 1995, ARERA tiene la misión de garantizar la competencia efectiva y la transparencia en los mercados, protegiendo los intereses de los consumidores y promoviendo un entorno de negocio

¹⁶ <https://www.gme.it/En/default.aspx>

¹⁷ <https://www.terna.it/it>

eficiente. En el ámbito del mercado eléctrico, ARERA supervisa el cumplimiento de la normativa, regula los precios y tarifas, y vela por la correcta ejecución de las operaciones de mercado¹⁸.



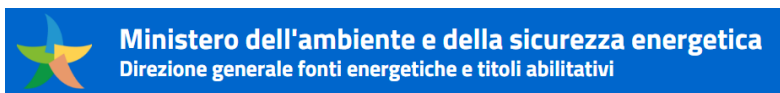
4. GSE - Gestore dei Servizi Energetici

GSE es la entidad encargada de promover el desarrollo de energías renovables y la eficiencia energética en Italia, gestiona diversos incentivos y mecanismos de apoyo para la producción de energía renovable, como las tarifas feed-in-tariff y los certificados verdes. Además, GSE supervisa y certifica la producción de energía renovable, asegurando el cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos en materia de energía limpia¹⁹.



5. MASE - Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

El Ministerio del Ambiente y de la Seguridad Energética es la entidad gubernamental responsable de la formulación y aplicación de políticas en materia de energía en Italia. El MASE desempeña un papel clave en la regulación del mercado eléctrico, estableciendo normativas y directrices para promover la sostenibilidad y la descarbonización del sector energético. Entre sus competencias se incluyen la promoción de energías renovables, la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático, así como la supervisión y coordinación de los actores del mercado eléctrico²⁰.



6. ENEL

Enel es una de las principales empresas de energía en Italia y una de las más grandes del mundo en términos de capacidad instalada y número de clientes. Aunque Enel fue originalmente un monopolio estatal, ahora opera en un entorno de mercado liberalizado, compitiendo en la generación, distribución

¹⁸ <https://www.arera.it/>

¹⁹ <http://www.gse.it/>

²⁰ <https://unmig.mase.gov.it/>

y comercialización de electricidad. Enel juega un papel crucial en la transición energética de Italia, invirtiendo significativamente en energías renovables y tecnologías de almacenamiento de energía²¹.



7. AU – Acquirente Unico

Es la entidad encargada de gestionar la compra de electricidad para los pequeños consumidores que no participan directamente en el mercado eléctrico. AU garantiza el suministro de electricidad a precios regulados y actúa como intermediario entre los productores y los consumidores minoristas. Su función es asegurar que todos los consumidores tengan acceso a electricidad a precios justos y razonables²².



8. RSE - Ricerca sul Sistema Energetico

Es una entidad que lleva a cabo actividades de investigación y desarrollo en el ámbito del sistema energético. RSE se centra en la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia energética, la integración de energías renovables y la sostenibilidad del sistema energético italiano. Colabora estrechamente con otras instituciones y actores del mercado para promover la investigación aplicada y el desarrollo tecnológico en el sector energético²³.



3.2.5 Mercados eléctricos

El mercado eléctrico italiano, conocido como IPEX (*Italian Power Exchange*), se organiza a través de varios mercados y procesos que permiten la compraventa de energía eléctrica entre generadores y consumidores. Este sistema está diseñado para asegurar la transparencia, competitividad y eficiencia

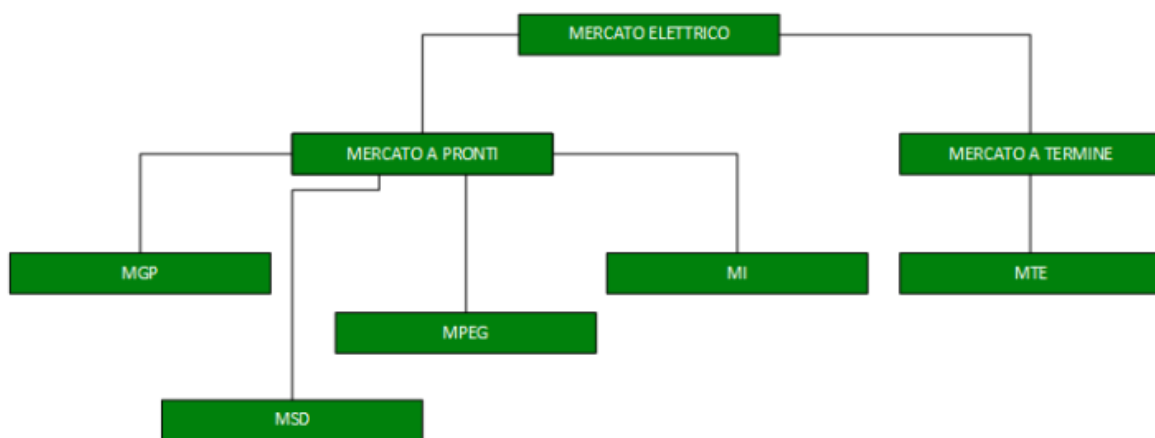
²¹ <https://www.enel.it/it>

²² <https://www.acquirenteunico.it/>

²³ <https://www.acquirenteunico.it/>

en la formación de precios, siguiendo un modelo híbrido que combina características de la bolsa eléctrica y el modelo pool.

Figura 18 IT - Organización del mercado eléctrico italiano



Fuente: Elaboración propia

Mercato del Giorno Prima (MGP): es el mercado diario en el cual se negocia la compraventa de energía con compromisos para el día siguiente. En este mercado, los operadores presentan ofertas de venta y compra de energía para cada hora del día siguiente. Las ofertas se organizan en función del precio, y GME acepta las ofertas en orden de mérito económico hasta que se equilibre la oferta y la demanda. Las ofertas aceptadas determinan los programas preliminares de inyección y retirada de energía para el día siguiente, y los precios de equilibrio se calculan para cada zona del mercado, resultando en precios zonales y un Precio Unico Nazionale (PUN). La sesión del MGP se abre a las 8:00 del noveno día antes del día de entrega y se cierra a las 12:00 del día anterior al día de entrega. Los resultados se comunican antes de las 12:58 del día anterior al día de entrega.

Mercato Infradiario (MI): Permite a los operadores ajustar sus posiciones después del cierre del MGP y antes de la entrega real de la energía. Funciona mediante sesiones de subastas y una plataforma de negociación continua, donde se pueden realizar nuevas ofertas para ajustar la producción y el consumo en función de las necesidades cambiantes del sistema. Las ofertas aceptadas en el MI se valoran según los precios zonales, sin considerar el PUN.

El Mercado Intradía (MI) en Italia permite a los operadores modificar los programas definidos en el Mercado Diario (MGP) mediante ofertas adicionales de compra o venta. Las negociaciones en el MI se realizan a través de tres sesiones de subasta (MI-A) y una sesión de negociación continua (MI-XBID).

Sesiones de Subasta MI-A: Durante las sesiones de subasta MI-A, se negocian las ofertas de compra y venta y se asigna la capacidad de interconexión intradiaria entre todas las zonas del mercado italiano y otras áreas geográficas interconectadas involucradas en el Market Coupling.

- MI-A1: Se lleva a cabo después del cierre del MGP. Se abre a las 12:55 del día anterior al día de entrega y se cierra a las 15:00 del mismo día. Los resultados se comunican antes de las 15:30 del día anterior al día de entrega.
- MI-A2: Se abre a las 12:55 del día anterior al día de entrega y se cierra a las 22:00 del mismo día. Los resultados se comunican antes de las 22:30 del día anterior al día de entrega.
- MI-A3: Se abre a las 12:55 del día anterior al día de entrega y se cierra a las 10:00 del día de entrega. Los resultados se comunican antes de las 10:30 del día de entrega.

Las ofertas de compra y venta se seleccionan siguiendo el mismo criterio que en el MGP, pero las ofertas de compra aceptadas se valoran al precio zonal.

Negociación Continua MI-XBID: Además de las sesiones de subasta MI-A, el MI incluye una sesión de negociación continua llamada MI-XBID, permitiendo ajustes continuos en los programas de compra y venta de electricidad.

Tabla 5 IT – Sesiones de Mercado

TIMELINE OF ACTIVITIES ON THE MPE IN RESPECT OF THE DAY D

Reference day	D-1						D									
	MGP	MI1	MSD1	MI-XBID (I fase)	MI2	MBn	RRn	aFRR	MI-XBID (II fase)	MSD2	MSD3	MSD4	MI3	MI-XBID (III fase)	MSD5	MSD6
Preliminary information	11.30	14.45	n.d.		21.45	n.d.	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.	9.45		n.d.	n.d.
Opening of sitting	08.00**	12.55	12.55	15.30	12.55	22.30*	22.30*	22.30*	22.30	°	°	°	12.55*	10.30	°	°
Closing of sitting	12.00	15.00	17.00	21.40	22.00	H-1	H-55	Q-25'	H-1 (ore 1-12) 9.40 (ore 13-24)	°	°	°	10.00	H-1	°	°
Provisional Results	12.45	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Final Result	12.58	15.30	21.00	n.d.	22.30	#	#	#	n.d.	2.00	6.00	9.45	10.30	n.d.	14.00	18.00

** the time refers to the day D-9

* the time refers to the day D-1

° use is made of bid/offers entered into the MSD1

Dispatching Rules

Fuente: Technical Rule no. 03 rev 10 MPE. Timing of Activities for the Sessions of the MGP, MI, MSD and Nomination Platform. Gestore Mercati Energetici

Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD): Es el mercado donde Terna, el operador del sistema y red de transmisión adquiere los recursos necesarios para gestionar, monitorear y controlar la red eléctrica. En el MSD, se negocian servicios auxiliares esenciales para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real, incluyendo la gestión de congestiones, la reserva secundaria y terciaria, y el balanceo de energía. Las ofertas en el MSD se remuneran según el precio ofrecido, aplicándose una tarifa de no-arbitraje para evitar especulaciones.

Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG): El Mercado de Productos Diarios (MPEG) es la plataforma destinada a la negociación de productos diarios con la obligación de entrega de energía. En este mercado, todos los operadores del mercado eléctrico son automáticamente admitidos y las negociaciones se realizan de manera continua.

En el MPEG se pueden negociar productos diarios con dos tipos de precios: el "diferencial unitario de precio" y el "precio unitario pleno". Para los productos con "diferencial unitario de precio", el precio indicado en las ofertas y el precio resultante de la negociación es una expresión del diferencial respecto al Precio Unico Nacional (PUN). Para los productos con "precio unitario pleno", el precio indicado y el resultante de la negociación reflejan el valor unitario de intercambio de la energía eléctrica negociada. Los productos en el MPEG se pueden negociar bajo los siguientes perfiles de entrega:

- *Baseload*: cotizado para todos los días del calendario, donde la energía eléctrica se entrega en todos los periodos relevantes del día negociado.
- *Peak Load*: cotizado de lunes a viernes, con entrega de energía en los periodos relevantes del noveno al vigésimo del día negociado.

Los operadores del mercado eléctrico que también sean operadores de la Piattaforma Conti Energia (PCE) pueden comprar y vender productos diarios en el MPEG, habilitados para registrar transacciones en sus cuentas de energía. La posición neta de entrega de energía resultante de la negociación en el MPEG se registra como transacciones correspondientes en la PCE, según las modalidades previstas en la Disciplina del mercado eléctrico.

GME actúa como contraparte central en el MPEG, y las sesiones de negociación se llevan a cabo en días laborables, permitiendo a las partes actualizar sus posiciones después del mercado del día anterior (MGP) con nuevas ofertas. Las ofertas de compra aceptadas en el MPEG se valoran al precio zonal, aplicándose una tarifa de no-arbitraje para evitar especulaciones.

Mercato a Termine dell'Energia (MTE): es un mercado clave en el sistema eléctrico italiano, donde se negocian contratos a término de energía eléctrica con obligación de entrega y retiro. Este mercado permite a los operadores gestionar sus riesgos y planificar a largo plazo mediante la compra y venta de contratos con diferentes periodos de entrega, proporcionando una mayor estabilidad y previsibilidad en el suministro de energía.

En el MTE, todos los operadores del mercado eléctrico están automáticamente admitidos y pueden participar presentando propuestas que indican la tipología y el periodo de entrega de los contratos, el número de contratos y el precio al cual están dispuestos a comprar o vender. Las negociaciones se realizan en modalidad continua, lo que permite a los operadores ajustar sus posiciones en tiempo real según las condiciones del mercado.

Los contratos negociados en el MTE pueden ser de tipo base-load, para la entrega continua de energía durante todos los periodos del día, o *peak-load*, para la entrega de energía durante los periodos de alta demanda (horas pico). Los periodos de entrega de estos contratos pueden ser mensuales, trimestrales o anuales. Para los contratos trimestrales y anuales, se utiliza un mecanismo de "cascada" que desglosa el contrato en subperiodos más cortos a medida que se acerca la fecha de entrega, facilitando así la gestión de los compromisos de suministro.

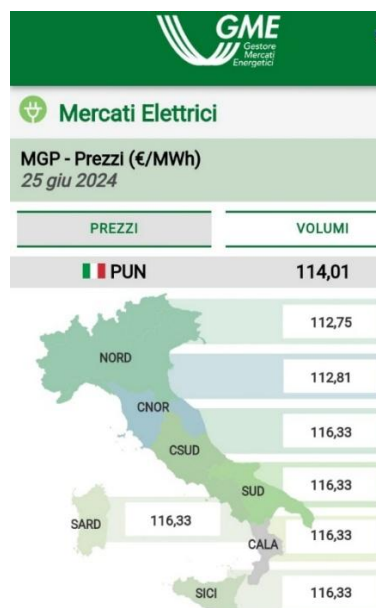
Una vez finalizado el periodo de negociación, los contratos con entrega mensual se registran en la Piattaforma Conti Energia (PCE) como transacciones correspondientes, previa verificación de conformidad según el reglamento de la PCE. Además, el MTE también permite el registro de contratos concluidos fuera de la bolsa, proporcionando flexibilidad adicional a los operadores para negociar condiciones personalizadas.

GME actúa como la contraparte central en estas transacciones, asegurando la transparencia y eficiencia del mercado. En conjunto, el MTE proporciona un entorno regulado y estructurado que facilita la negociación de contratos a término, ayudando a los operadores a gestionar el riesgo y a asegurar el suministro de energía en el largo plazo.

Piattaforma Conti Energia (PCE): Es la plataforma donde se registran los contratos bilaterales fuera de la bolsa. Estos contratos permiten a los productores y consumidores negociar directamente la compraventa de energía con términos personalizados, ajustándose a los requisitos de transporte y capacidades de la red gestionada por Terna.

Estructura Zonal del Mercado: Italia está dividida en varias zonas de mercado para gestionar las congestiones de la red debido a la geografía particular del país. Cada zona puede tener precios diferentes en función de la oferta y demanda locales, y las congestiones se gestionan a través de un proceso llamado *market splitting*. Terna calcula los flujos máximos de energía que pueden ser intercambiados entre zonas, y GME utiliza estos datos para resolver las congestiones y calcular los precios zonales.

Figura 19 IT - Precio Único Nacional y Precios Zonales de Italia



Fuente: Elaboración propia

3.2.6 Productos que se comercializan

El Mercato Elettrico Italiano (IPEX), gestiona la producción, distribución y consumo de energía eléctrica a través de varios mercados y procesos. Estos mercados están diseñados para asegurar la eficiencia, competitividad y estabilidad del suministro eléctrico en Italia.

Mercado de energía (Mercato di energia): Es un mercado marginalista en el que el precio se establece por la oferta más cara aceptada. En este mercado, los generadores presentan ofertas que reflejan:

- Volumen: Las restricciones físicas de la unidad, como capacidad disponible, compromisos de la unidad, restricciones operativas técnicas, restricciones de combustible y restricciones ambientales y sociales hidroeléctricas. Las reglas del mercado obligan a los generadores a ofrecer toda su capacidad disponible en toda la secuencia de mercados.
- Precio Ofrecido: Refleja el costo de oportunidad de generar electricidad, incluyendo costos variables de producción (arranque y parada de la planta, costos variables de operación y mantenimiento, costos de ciclos, etc.) y cualquier otra fuente de ingresos evitada por la producción (reventa de combustible, certificados de emisiones de CO₂, costo de oportunidad del agua para hidroeléctricas, etc.).

Para asegurar la eficiencia del mercado, es crucial que los generadores reflejen adecuadamente su costo de oportunidad real en sus ofertas. ARERA y GME supervisan la disponibilidad de las unidades de generación y los precios ofrecidos para evitar prácticas restrictivas y controlar el poder de mercado de los agentes.

Mercado de Servicios Complementarios: Como se comentó antes, Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) es el mecanismo mediante el cual Terna S.p.A. obtiene los recursos necesarios para la gestión y el control del sistema eléctrico. Esto incluye la resolución de congestiones intrazonales, la creación de reservas de energía y el balanceo en tiempo real. Terna actúa como contraparte central en el MSD, y las ofertas aceptadas se remuneran al precio ofrecido (*pay-as-bid*), aplicándose una tarifa de no-arbitraje para evitar especulaciones. El MSD se divide en dos fases: la fase de programación (MSD *ex-ante*) y el Mercado del Balance (MB). La fase de MSD *ex-ante* se estructura en seis sesiones de programación: MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 y MSD6. La presentación de ofertas para el MSD *ex-ante* comienza a las 12:55 del día anterior al día de entrega y finaliza a las 17:00 del mismo día. Los resultados de cada sesión se comunican a los operadores en diferentes momentos, desde las 21:45 del día anterior hasta las 18:15 del día de entrega.

Mercado del Bilanciamento (MB): El mercado de balance se ocupa de gestionar los desequilibrios de generación y carga en tiempo real. En este mercado, los operadores pueden presentar ofertas de ajuste (*upward* y *downward*) para balancear el sistema eléctrico. Las ofertas se pueden presentar hasta 60 minutos antes de la hora de entrega correspondiente, y Terna utiliza estas ofertas para garantizar que la generación se alinee con la demanda en todo momento.

Mercato della Capacità: El mercado de capacidad tiene como objetivo garantizar que haya suficientes recursos de generación disponibles para satisfacer la demanda máxima esperada. Esto se logra a través de subastas periódicas organizadas por Terna, el operador del sistema de transmisión. Estas subastas son competitivas, transparentes y no discriminatorias, y buscan minimizar los costos para los consumidores finales. Los participantes en estas subastas son remunerados por mantener disponible su capacidad de generación, aunque no la utilicen continuamente.

El proceso comienza con Terna evaluando las necesidades de capacidad y presentando una propuesta MASE. Esta propuesta incluye un plan de necesidades de capacidad basado en criterios geográficos y en el tipo de almacenamiento requerido. La finalidad es optimizar el uso de la energía renovable producida, facilitar su integración en los mercados y asegurar la flexibilidad del sistema eléctrico.

Las subastas para la adquisición de capacidad de almacenamiento son llevadas a cabo por Terna y se basan en los principios de neutralidad tecnológica y requisitos técnicos específicos. Los ganadores de estas subastas reciben una remuneración anual a cambio de la disponibilidad de su capacidad para terceros, quienes pueden participar en los mercados de energía y servicios relacionados. Además, los participantes deben proporcionar garantías antes de la adjudicación para asegurar su compromiso y capacidad.

3.2.7 Transmisión

El sector de transmisión eléctrica en Italia está regulado principalmente por Terna S.p.A., la empresa responsable de la operación y el mantenimiento de la Red de Transmisión Nacional (RTN). La red de transmisión italiana cuenta con aproximadamente 75,250 kilómetros de líneas eléctricas y más de 900 estaciones de conversión y distribución.

La Ley de 23 de agosto de 2004, n. 239, conocida como "Ley Marzano", establece el marco regulatorio para la transmisión eléctrica en Italia. Esta ley asigna a Terna S.p.A. la responsabilidad de gestionar y operar la RTN, garantizando la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico en todo el país. Terna es controlada en un 29,85% por CDP Reti, una entidad controlada por la Cassa Depositi e Prestiti, mientras que el 70,15% restante del capital pertenece al mercado. Terna posee el más del 99% de las líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de la RTN.

En julio de 2022, la Autoridad de Regulación de Energía, Redes y Medio Ambiente (ARERA) transmitió al Ministro de la Transición Ecológica los resultados de su evaluación sobre el Plan Decenal de Desarrollo de la Red de Transmisión Nacional 2021 (Piano 2021). Este plan incluye intervenciones clave como el desarrollo de la interconexión HVDC entre Sicilia y el continente, y otros proyectos de interconexión internacional, aunque algunos proyectos específicos no recibieron aprobación debido a su baja relación costo-beneficio o la disponibilidad de soluciones alternativas más eficientes.

3.2.8 Distribución y Comercialización

a) Distribución de Energía

La distribución de energía en Italia está organizada a través de varias empresas distribuidoras que operan en áreas geográficas específicas. Estas empresas son responsables de transportar la electricidad desde las redes de transporte de alta tensión hasta los puntos de consumo finales, asegurando que la energía llegue de manera segura y fiable a los hogares y negocios. Las principales distribuidoras de energía en Italia incluyen:

- e-distribuzione (grupo Enel): Es el principal operador de distribución, cubriendo aproximadamente el 85.3% de la energía distribuida.
- Unareti (grupo A2A): Opera en la región de Lombardía.
- Areti (grupo Acea): Distribuye en la región de Lazio.
- Ireti (grupo Iren): Activa en las regiones de Emilia-Romaña, Liguria y Piemonte.

Estas empresas operan en sus respectivas áreas geográficas, asegurando que no compiten entre sí dentro de las mismas zonas. La regulación y supervisión de la distribución están a cargo de la Autoridad de Regulación para Energía, Redes y Medio Ambiente (ARERA), que establece las tarifas y garantiza que el servicio sea accesible y equitativo para todos los consumidores.

b) Comercialización de Energía

La comercialización de energía eléctrica en Italia es un mercado liberalizado, permitiendo la competencia entre diferentes empresas comercializadoras. Los comercializadores compran electricidad en el mercado mayorista y la venden a los consumidores finales. Los consumidores tienen la libertad de elegir su proveedor de electricidad, lo que fomenta la competencia y lleva a mejores precios y servicios. Existen dos tipos de comercializadoras en Italia:

- **Comercializadoras de Referencia:** Designadas por el gobierno para ofrecer tarifas reguladas a los consumidores que no eligen un comercializador en el mercado libre.
- **Comercializadoras de Mercado Libre:** Ofrecen diferentes tarifas y condiciones, permitiendo a los consumidores elegir la que mejor se adapte a sus necesidades.

Este modelo de mercado liberalizado promueve una mayor transparencia y eficiencia, beneficiando a los consumidores finales con opciones más diversas y competitivas para el suministro de energía eléctrica.

3.2.9 Incentivos de inversión en generación

En el ámbito de la generación eléctrica, Italia ha implementado varios mecanismos para incentivar las inversiones en nuevas plantas de generación, especialmente en energías renovables. Algunos de los mecanismos clave son:

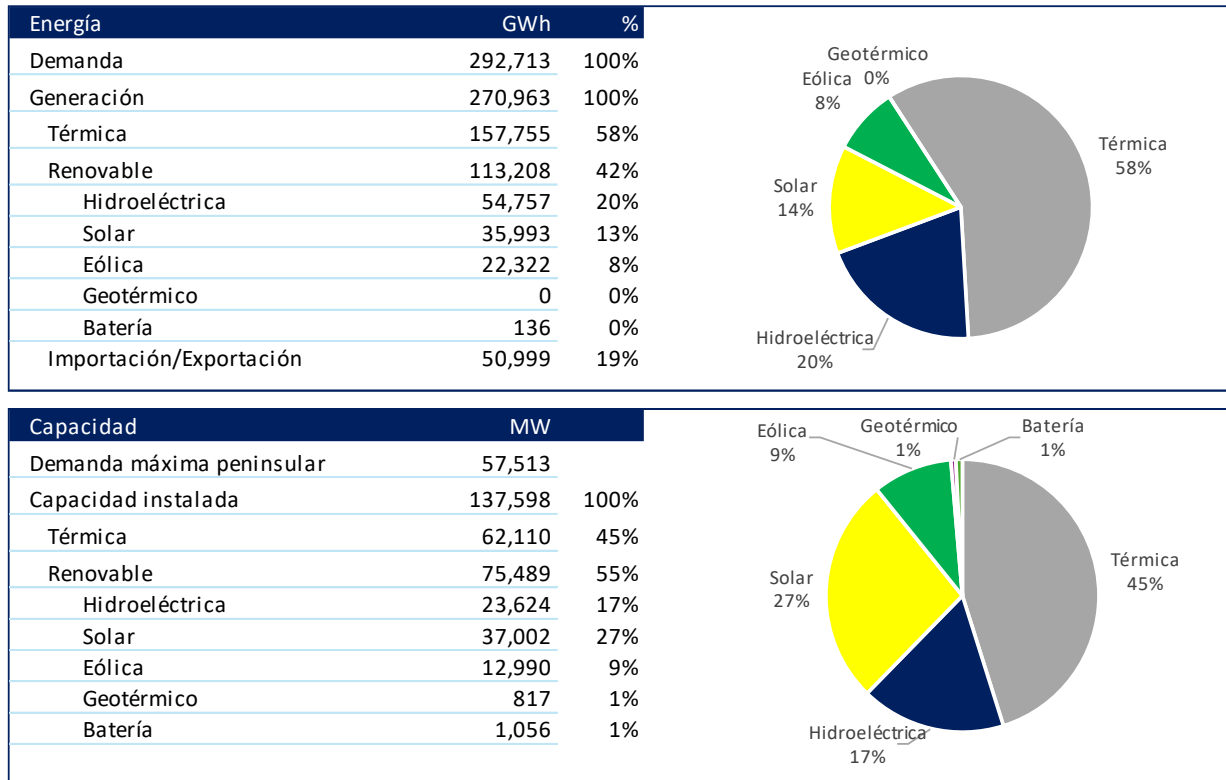
- **Subastas de Energía Renovable:** El gobierno italiano, a través del GSE, organiza subastas para asignar derechos de instalación de nueva capacidad renovable. En estas subastas, los promotores de proyectos compiten ofreciendo el precio más bajo al que están dispuestos a vender la energía generada. Los proyectos adjudicados reciben contratos de venta de energía a largo plazo a precios fijos, lo que proporciona estabilidad financiera y facilita la financiación de los proyectos.
- **Tarifas *Feed-in*:** Existen tarifas incentivadoras conocidas como *feed-in tariffs* (FIT) y *feed-in premiums* (FIP), gestionadas por el GSE, que garantizan a los productores de energía renovable un precio fijo por la electricidad generada. Este sistema ha sido fundamental para el crecimiento del sector renovable en Italia, asegurando retornos económicos predecibles para los inversores.

3.2.10 Incentivos de inversión en transmisión

En cuanto a la transmisión eléctrica, la planificación y las inversiones están centralizadas y reguladas para garantizar la expansión y modernización de la red. Las características principales son:

- **Planificación Centralizada:** La expansión y mejora de la red de transmisión es planificada y gestionada por Terna, el operador del sistema de transmisión. La planificación se realiza a través de planes decenales de desarrollo de la red, que son evaluados y aprobados ARERA en colaboración con el Ministerio de Transición Ecológica.
- **Inversiones Reguladas:** Las inversiones en la red de transmisión no se realizan a través de subastas. En cambio, están reguladas y aprobadas por ARERA, que establece los parámetros de remuneración y los incentivos necesarios para asegurar que Terna pueda financiar y ejecutar los proyectos de expansión y modernización de la red.
- **Incentivos Adicionales:** La regulación incluye mecanismos de incentivos para la realización de capacidad de transporte adicional y la promoción de la eficiencia en los costos de inversión. Por ejemplo, existen premios adicionales si las inversiones se realizan a costos inferiores a los de referencia definidos por ARERA.

3.2.11 Estadísticas generales 2024



Fuente:
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/publicazioni-statistiche>
 Terna Informe estadístico 2024

3.3 Texas

El proceso de desregulación del mercado eléctrico en Texas ha sido uno de los más significativos en los Estados Unidos. Antes de la desregulación, el mercado eléctrico de Texas estaba controlado por monopolios verticalmente integrados que poseían y operaban generación, transmisión y distribución de electricidad. La desregulación buscaba introducir competencia en el mercado para mejorar la eficiencia y reducir los costos para los consumidores.

Los Legisladores Estatales jugaron un papel crucial al aprobar la legislación necesaria para desregular el mercado.

En 1995, la legislatura de Texas aprobó la Senate Bill 373, que fue el primer paso hacia la reestructuración del mercado eléctrico. Esta ley permitió la competencia en la generación de electricidad y creó el marco para la desregulación del mercado mayorista.

La legislación clave que implementó la desregulación total fue la Senate Bill 7, aprobada en 1999. Esta ley desreguló el mercado minorista de electricidad a partir del 1 de enero de 2002 y permitió a los

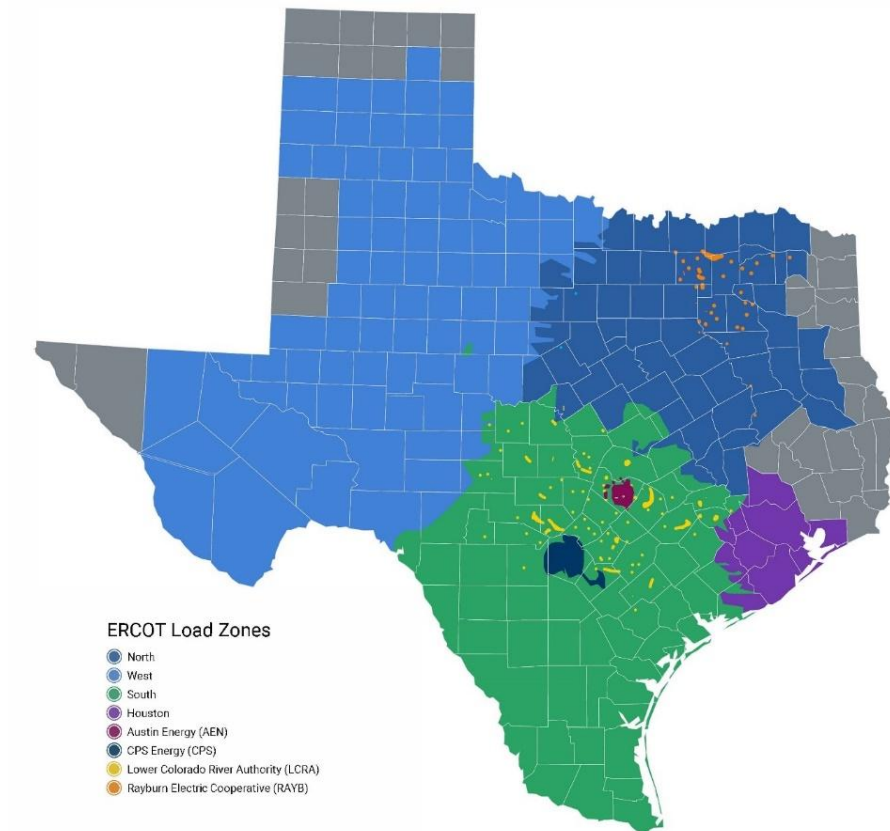
consumidores elegir su proveedor de electricidad. Además, requirió la separación de las operaciones de generación y venta minorista de las operaciones de transmisión y distribución, creando empresas independientes para cada función. Finalmente estableció metas para el uso de energías renovables en el matriz energética de Texas.

El Comité de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT, por sus siglas en inglés) fue fundado en 1970, pero su papel se expandió significativamente con la desregulación. ERCOT actúa como el operador independiente del sistema (ISO) para Texas, gestionando la red de transmisión y facilitando el mercado competitivo.

El 1 de enero de 2002, los consumidores de la mayoría de las áreas de Texas (excepto algunas áreas servidas por cooperativas eléctricas y servicios municipales) obtuvieron la libertad de elegir su proveedor de electricidad. Esto introdujo competencia entre los proveedores de electricidad minorista (Retail Electric Providers, REPs), ofreciendo a los consumidores diversas opciones de tarifas y servicios.

La competencia ha llevado a una mayor innovación en los productos y servicios ofrecidos, incluyendo tarifas de energía renovable y tarifas basadas en el tiempo de uso. La desregulación también ha incentivado la inversión en infraestructura de generación y transmisión, mejorando la fiabilidad y eficiencia del sistema.

Figura 20 TX - ERCOT Zonas de Demanda



Fuente: ERCOT Training Materials

3.3.1 Política energética y energías renovables

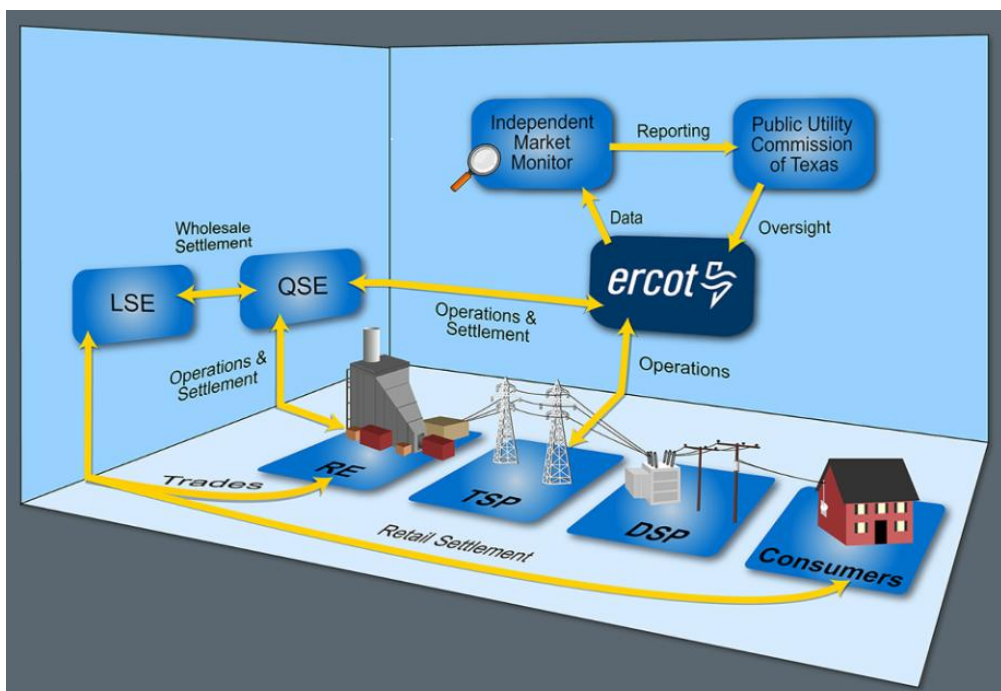
Texas ha implementado varias políticas para fomentar la integración de energías renovables en su mix energético:

- **Estándares de Energía Renovable (RES):** Establecidos por la Ley del Senado 7, estos estándares requieren que un porcentaje específico de la electricidad provenga de fuentes renovables. Texas ha superado ampliamente sus objetivos iniciales, convirtiéndose en el líder nacional en capacidad instalada de energía eólica.
- **CREZ (Competitive Renewable Energy Zones):** Iniciativa para desarrollar líneas de transmisión dedicadas que conecten áreas ricas en recursos renovables con los centros de demanda. Este proyecto ha facilitado el crecimiento de la capacidad eólica y solar en Texas.

3.3.2 Organización del Mercado

La figura siguiente muestra los principales actores del sistema eléctrico de Texas y como interactúan mutuamente para la coordinación conjunta del mercado.

Figura 21 TX - Actores del Mercado Eléctrico de Texas



Fuente: ERCOT

3.3.3 Principales Instituciones

1. PUCT (Comisión Reguladora Pública de Texas)

Es la agencia estatal responsable de la regulación de los servicios públicos en Texas, incluyendo la electricidad, el agua y las telecomunicaciones. Su misión principal es proteger a los consumidores, fomentar la competencia y promover una infraestructura eléctrica fiable y asequible. La PUCT supervisa y regula las operaciones de ERCOT, establece tarifas, garantiza la fiabilidad del suministro eléctrico y vela por la implementación de políticas energéticas estatales. Además, la PUCT²⁴ juega un papel crucial en la planificación y aprobación de inversiones en la red de transmisión eléctrica.

²⁴ <https://www.puc.texas.gov/>



2. Res (Entidades de Recursos)

Poseen o controlan Recursos en ERCOT. Los recursos pueden ser desde generadores convencionales que producen electricidad hasta cargas que pueden reducir el consumo de energía a demanda. Cada Entidad de Recursos (RES) debe estar representada por una Entidad de Programación Calificada (QSE). Tanto la RE como la QSE proporcionan telemetría a ERCOT para ayudar a ERCOT a gestionar el sistema eléctrico. Las RE son responsables de seguir las instrucciones que les envía su QSE. Las QSE reciben instrucciones directamente de ERCOT. Las RE deben proporcionar a ERCOT todas las capacidades técnicas y operativas de su recurso (incluidas las interrupciones) para que ERCOT pueda incorporar con precisión la RE en el modelo de red.

3. TSPs (Proveedores de Servicios de Transmisión)

Son responsables de las Instalaciones de Transmisión que son parte del Sistema de ERCOT. El Sistema de Transmisión se define como todas las líneas y equipos por encima de 60 KV. Los TSP operan su equipo y trabajan en conjunto con ERCOT para asegurar un sistema seguro y confiable. Los TSP también proporcionan telemetría a ERCOT para ayudar a gestionar el sistema eléctrico. Los TSP son responsables de operar y mantener el sistema de transmisión para asegurar la entrega confiable de energía. Los TSP son responsables de proporcionar datos de modelado de su sistema a ERCOT. ERCOT trabaja estrechamente con los TSP en la gestión del sistema de transmisión, conectando nuevos generadores, construyendo nuevas líneas de transmisión y coordinando las interrupciones del equipo para mantener el sistema ERCOT seguro y confiable.

4. DSPs (Proveedores de Servicios de Distribución)

Son responsables de la entrega de energía a los consumidores. El equipo de distribución se define como todas las líneas y equipos por debajo de 60KV. Los DSPs son responsables de operar y mantener el sistema de distribución para asegurar la entrega confiable de energía a los consumidores. Los DSP instalan y leen los medidores eléctricos individuales. ERCOT no gestiona ni modela ningún sistema de distribución.

5. REPs (Proveedores de Energía Eléctrica al Por menor)

Empresas que venden electricidad directamente a los consumidores finales.

6. Utilidades Municipales y Cooperativas Eléctricas:

No están obligadas a permitir la competencia en sus áreas de servicio. Los consumidores dentro de estas áreas de servicio son atendidos por su utilidad local.

7. LSEs (Entidades de Servicio de Carga)

Estas entidades venden energía a los consumidores y utilizan el Mercado Mayorista de ERCOT para atender su carga. Cada LSE debe estar representada por una QSE. La LSE puede transar directamente con una RE para obtener energía. La LSE depende de su QSE para todas sus transacciones. Las LSE son responsables de liquidar sus obligaciones de carga con su QSE. Recogen ingresos de los consumidores que representan. La LSE puede ser un minorista competitivo que atiende áreas abiertas a la elección minorista o pueden ser Utilidades Municipales o Cooperativas Eléctricas que atienden áreas no abiertas a la elección minorista.

Los consumidores están conectados a las líneas de transmisión o distribución y generalmente tienen medidores en sus ubicaciones. Son entidades que utilizan energía eléctrica, incluyendo clientes residenciales, comerciales e industriales. Los consumidores contratan con una Entidad de Servicio de Carga (LSE) para que les proporcione energía eléctrica a una tarifa minorista. Hay más de 26 millones de consumidores en la región ERCOT, que representan más de 80,000 MW. El 75% de la carga de ERCOT está en áreas de elección competitiva (Elección Minorista). Alrededor de 8 millones de instalaciones de consumidores tienen la capacidad de elegir su proveedor de electricidad.

8. QSEs (Entidad de Programación Calificada)

ERCOT interactúa con el mercado a través de QSE para casi todos los propósitos operativos. Tanto las LSE como las RE deben estar representadas por una QSE. La QSE es esencial para la comunicación de información operativa y de liquidación entre ERCOT, LSE y RE. Las QSE son responsables de transar en los Mercados Mayoristas de ERCOT y luego de liquidar con ERCOT en base a sus transacciones. Las transacciones de la QSE pueden basarse en sus compromisos de carga porque representan los compromisos de LSE y/o RE. La QSE también puede participar en los Mercados Mayoristas sin representar carga o generación en absoluto.

9. ERCOT (Comité de Confiabilidad Eléctrica de Texas)

Es la organización encargada de gestionar el flujo de energía para el 90% de la carga eléctrica en Texas. ERCOT²⁵ es el Operador del Sistema Independiente (ISO) en la región ERCOT y está regulado por la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) y la Legislatura de Texas. Como ISO, ERCOT se comunica directamente con los TSP y las QSE. Las responsabilidades de ERCOT se agrupan en cuatro categorías:

- Mantener la fiabilidad del sistema.
- Facilitar un Mercado Mayorista competitivo.
- Facilitar un Mercado Minorista competitivo.

²⁵ <https://www.ercot.com/>

- Asegurar el acceso abierto al sistema de transmisión.



3.3.4 Mercados eléctricos

En ERCOT existen fundamentalmente dos mercados: El Mercado en Tiempo Real (Real-Time Market) y el Mercado a Futuro (Forward Market), este último se divide en dos tipos más:

- Mercado del día siguiente o Predespacho (Day-Ahead Market: DAM)
- Transacciones Bilaterales (Bilateral Trades)
 - a) Mercado en Tiempo Real (Real-Time Market RTM)

Los objetivos principales del proceso de Despacho en Tiempo Real son gestionar la confiabilidad y operar el sistema ERCOT al menor costo posible. En términos de la confiabilidad se debe, en todo momento, igualar la generación con la demanda, así como mantener los flujos de energía de transmisión dentro de los límites. Para operar el sistema al menor costo: ERCOT debe operar la generación más económica disponible.

El proceso de Despacho en Tiempo Real se basa en el **Despacho Económico Restringido por la Seguridad (SCED)**, por sus siglas en inglés). SCED produce un despacho económico restringido por las necesidades de seguridad del sistema. Cada cinco minutos, SCED produce instrucciones de despacho conocidas como Puntos Base y su conjunto correspondiente de precios.

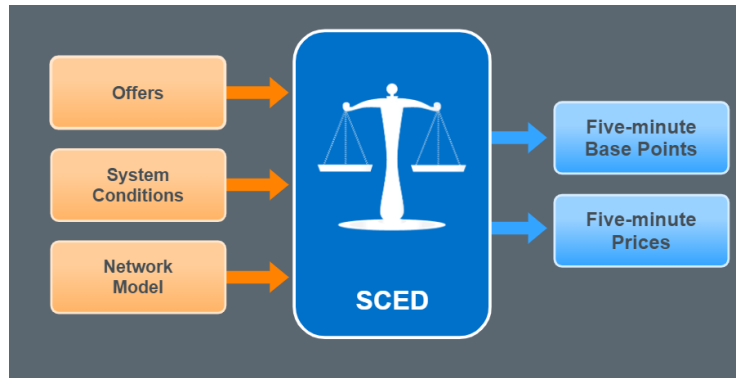
SCED produce cada cinco minutos:

- Puntos Base (MWs a despachar)
- Conjunto de Precios asociados (\$/MWh)

Entradas para realizar el SCED:

- Ofertas (Curvas de Oferta de Energía)
- Condiciones del Sistema
- Modelo de red (Topología de la Red modelada en ERCOT)

Figura 22 TX - Despacho Económico Restringido por la Seguridad (SCED)



Fuente: ERCOT

SCED espera una Curva de Oferta de Energía. La Curva de Oferta de Energía representa los costos incrementales de operar un recurso de generación en varios niveles de producción de MW. La curva debe tener las siguientes características:

- Curva de oferta monótonamente creciente
- Un máximo de 10 ofertas (pares precio/cantidad)
- Un MW es la cantidad mínima ofrecida
- Los precios deben estar entre -\$250/MWh y \$5000/MWh.

El Modelo de Operaciones de la Red es un modelo basado en computadora que representa la red de transmisión física.

b) Mercados a Futuros (Future Markets)

Un mercado a futuro simplemente se refiere a un mercado que establece el precio de un instrumento financiero o activo para una entrega futura. El mecanismo de **Cobertura** es realizar una transacción a un precio conocido ahora para protegerse de tener que transaccionar a un precio desconocido en el futuro.

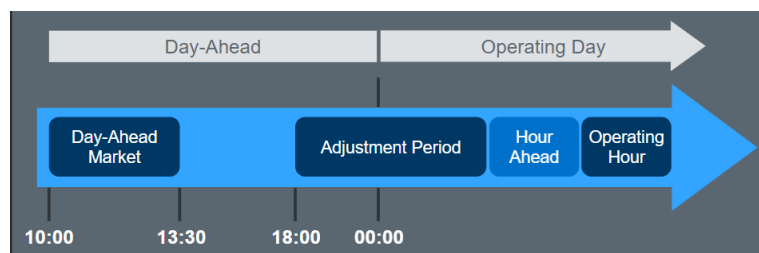
b.1) DAM (Mercado del día siguiente o Predespacho)

Es un mercado a futuro centralizado donde los compradores puján para comprar, los vendedores ofrecen para vender y la casación es organizada por ERCOT. El DAM se lleva a cabo diariamente, el día anterior al día de operación. Los compradores y vendedores son QSE.

La presentación de las ofertas para el DAM comienza a las 06:00 y el periodo de presentación de ofertas cierra a las 10:00 del día anterior momento en el cual el motor de compensación comienza a despejar las ofertas adjudicadas. Los resultados deben publicarse a las 13:30. El DAM se identifica por tener tanto ofertas de compra como ofertas de venta como insumos. El DAM optimiza la compensación de ofertas de compra y venta para producir adjudicaciones y precios

horarios. Existe un periodo de ajuste de las ofertas que va desde las 18:00 del día anterior hasta una hora antes de la hora operativa. Aunque el mercado produce adjudicaciones y precios horarios, la solución está optimizada para todo el día. Aunque el DAM es un mercado financiero a futuro puro, su optimización todavía está restringida por el Modelo de Red.

Figura 23 TX- Tiempos de Operación del Mercado del Siguiete Día (DAM)



Fuente: ERCOT Training Materials

Existen diferentes tipos de ofertas que pueden emitirse en el DAM las cuales son:

1. **Oferta de Suministro:** es una oferta para iniciar y vender energía de un recurso de generación y está conformada por tres partes:
 - **Oferta de Arranque (\$/Arranque):** Representa todos los costos asociados con iniciar un recurso y alcanzar su nivel de operación.
 - **Oferta de Energía Mínima (\$/MWh):** Representa los costos horarios para operar el recurso en su nivel mínimo de operación.
 - **Curva de Oferta de Energía (Par de Puntos: \$/MWh, MW):** Representa los costos incrementales para operar el recurso en varios niveles de salida por encima de su nivel mínimo de operación.

2. **Oferta de Solo Energía del DAM:** Esta oferta no está asociada con un generador real. Esto significa que solo se ofrece vender energía que no está respaldada por capacidad de generación física.
 - Propuesta para vender energía en el DAM.
 - Ofrecida en cualquier Punto de Liquidación (Settlement Point).
 - La QSE se le pagará al Precio del Punto de Liquidación del DAM por la energía que vende.
 - Esta oferta incurre en una obligación financiera por la energía adjudicada en Tiempo Real. Si la QSE no suministra la energía por algún medio en Tiempo Real, entonces simplemente la comprará de nuevo al Precio Tiempo Real en el punto de compra.
 - Este tipo de oferta genera una oportunidad para las QSE que creen que el precio de la energía será más alto en el DAM. Pueden vender energía en el DAM que tienen la plena intención de comprar RTM. Si el precio del DAM es más alto que el precio en Tiempo Real, entonces ganan dinero con la diferencia. Esto tiende a acercar los precios del Mercado Diario y los precios en Tiempo Real.

3. **Oferta de Compra de Energía del DAM:** Es una oferta para comprar energía del Mercado del siguiente día. Puede ser ofertada en cualquier Punto de Liquidación. Si es adjudicada, la QSE pagará el Precio del DAM en Punto de Liquidación por la energía que compra. Pero también recibirán un crédito financiero por la energía adjudicada en Tiempo Real. Si la QSE tiene carga en Tiempo Real, este crédito compensará la energía que debe comprar en Tiempo Real para atender su carga. Si la QSE no tiene carga en Tiempo Real, entonces simplemente se le pagará por la energía al Precio en Tiempo Real en el Punto de Liquidación. Ofertar para comprar energía en el DAM permite a las QSE con demanda fijar un precio conocido para la energía antes de Tiempo Real. Pero las QSE sin carga pueden optar por comprar energía en el DAM porque creen que el precio de la energía será más alto en Tiempo Real. Si el precio en Tiempo Real es más alto que el precio del Predespacho, ganan dinero con la diferencia.

b.2) Transacciones Bilaterales

Este es un tipo de Mercado a Futuro Descentralizado. Estas son simplemente transacciones financieras entre dos QSE que se documentan para propósitos de liquidación de ERCOT. Las transacciones bilaterales de energía transfieren la responsabilidad financiera de proporcionar energía del comprador al vendedor. El comprador finalmente recibirá un crédito por la energía durante el proceso de liquidación de ERCOT y el vendedor será financieramente responsable por la energía. Tanto el comprador como el vendedor deben confirmar las transacciones antes de que ERCOT las reconozca. Las transacciones ni siquiera existen en el sistema de liquidación de ERCOT hasta que ambas QSE acuerdan la ubicación de entrega, la cantidad y el rango de horas especificadas en la transacción.

3.3.5 Productos que se comercializan

Mercado de energía: El Mercado mayorista de electricidad en la interconexión de ERCOT funciona de la siguiente manera:

- Primero cada RE debe estar representada por una Entidad de Programación Calificada (QSE) para operaciones y liquidaciones financieras. Cada consumidor en ERCOT es asignado, ya sea por elección o ubicación, a una Entidad de Servicio de Carga (LSE) para la liquidación en el mercado minorista.
- Cada LSE debe ser asignada a una QSE para la liquidación mayorista. Las QSE son financieramente responsables de la carga, y financiera y operativamente responsables de los recursos.

La economía de oferta y demanda determina cuánto volumen se transa en el mercado de Texas y cuál debe ser el precio de liquidación:

- El representante económico de la demanda es la Oferta de Compra (Bid):

- La Oferta de Compra es una propuesta para comprar algún producto en una ubicación específica por un precio particular que el comprador está dispuesto a pagar.
- El representante económico de la oferta es la Oferta de Venta (Offer).
 - La Oferta de Venta es una propuesta para vender algún producto en una ubicación específica por un precio particular que el vendedor está dispuesto a aceptar.

Las transacciones de compra/venta están optimizadas por el valor que producen. El DAM es un ejemplo principal de esto, ya que los compradores presentan Ofertas de Compra y los vendedores presentan Ofertas de Venta. Estos procesos se optimizan despachando primero las Ofertas de Compra de mayor precio y las Ofertas de Venta de menor precio.

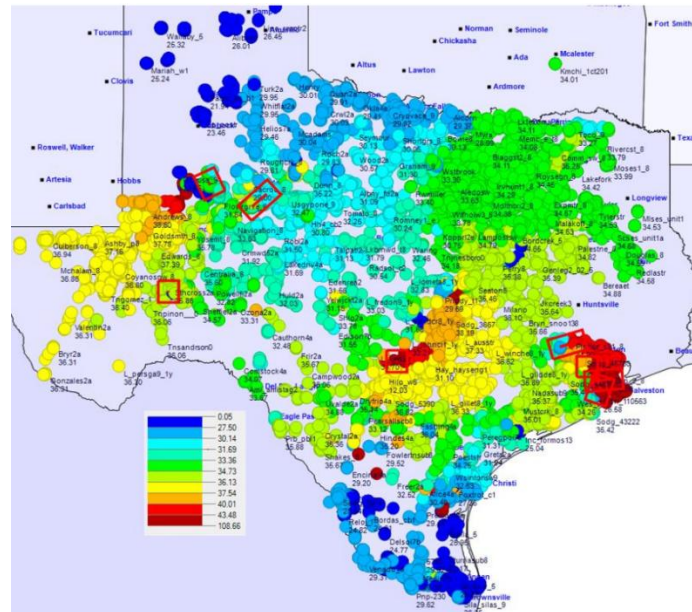
Otros procesos están optimizados orientados al costo. Estos procesos están enfocados en la confiabilidad, donde algunos objetivos de confiabilidad deben lograrse al menor costo. Un ejemplo principal de este tipo de proceso es el Mercado en Tiempo Real (RTM). Estos procesos se optimizan comenzando con las ofertas de menor precio y despachando la curva colectiva de ofertas hasta que se hayan despachado los MW requeridos.

ERCOT liquida financieramente los mercados mayoristas en tres tipos diferentes de Puntos de Liquidación:

- Los Nodos de Recursos: representan subestaciones específicas donde los generadores y otros recursos están conectados al sistema. La producción de cada generador se valora y liquida en su respectivo nodo de recursos.
- Las Zonas de Carga: son colecciones geográficas de subestaciones de carga. Toda la carga se asigna a una zona de carga para valoración y liquidación.
- Los Hubs: son colecciones geográficas de subestaciones de 345KV. Los Hubs solo pueden usarse para valorar y liquidar transacciones financieras.

El mercado de la energía es un mercado de precios nodales, por lo cual la ubicación de los recursos y la congestión de las redes de transmisión están representada en el precio de la energía. Se muestran a continuación los Precios Marginales Locales por barra (LMPs) promedios anuales y sus máximas restricciones de transmisión para la región de ERCOT para 2023 como un mapa de gradiente. Los Precios de Zona de Carga promedios son más altos en la zona de Houston seguidos por la zonas South, North y West.

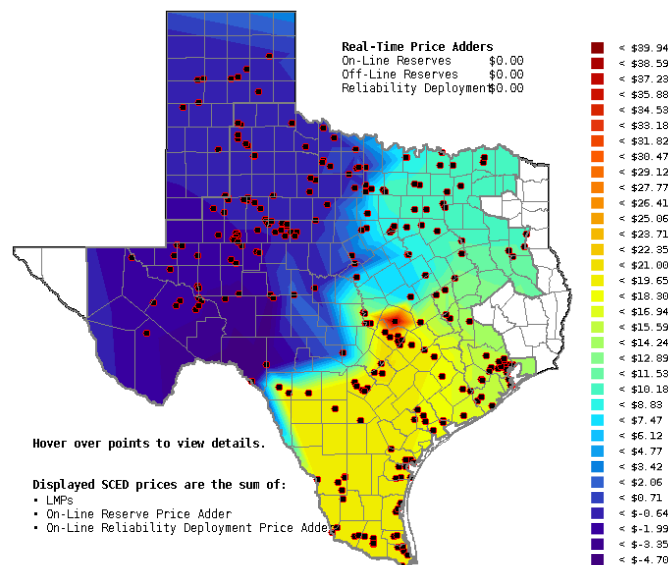
Figura 24 TX - Precios Marginales Locales por barra (LMPs) promedios anuales 2023



Fuente: Informe 2024 ERCOT Outlook de LCG Consulting.

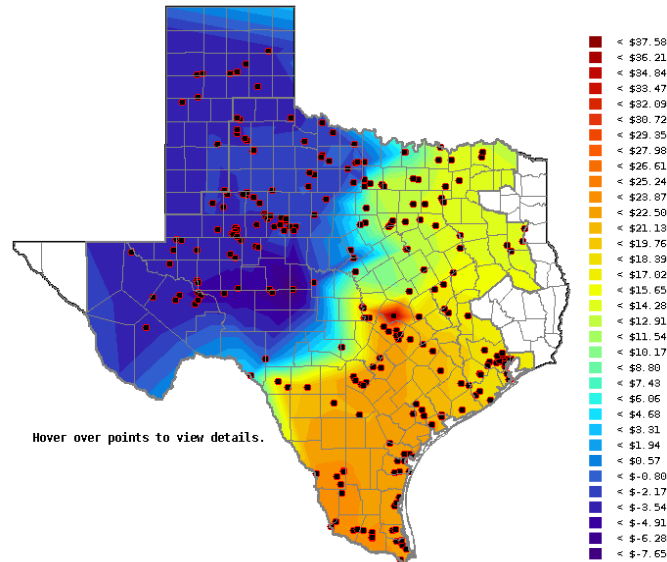
Finalmente se presenta una gráfica de gradiente donde se muestran precios para el Predespacho y precios en Tiempo Real para un día en particular (Jun 18 2024). Los precios de Punto de Liquidación (SPP) del DAM son precios presentados por hora y la hora elegida fue las 10:00 AM CST. Los precios Marginales Locales (LMPs) del Mercado en Tiempo Real se actualizan cada 5 minutos, los precios presentados fueron de las 9:10 AM CST.

Figura 25 TX - Precios Marginales Locales (LMP) del Mercado de Tiempo Real (RTM)



Fuente: ERCOT Dashboard.

Figura 26 TX - Precios Marginales Locales (LMP) del Mercado Day Ahead



Fuente: ERCOT Dashboard.

Mercado de Servicios Complementarios: Los Servicios Auxiliares son servicios adicionales que ERCOT adquiere para gestionar la confiabilidad del Sistema de Transmisión.

ERCOT ofrece actualmente cuatro Servicios Auxiliares principales entre los que se encuentran:

1. Servicio de Regulación (Regulation Service)

El objetivo de este servicio es igualar la Generación con la Demanda en un lapso de segundos.

Responde a desviaciones de frecuencia de 60 Hz. Si la frecuencia es baja, se despliega la Regulación Ascendente. Si la frecuencia es alta, se despliega la Regulación Descendente.

El Servicio de Regulación gestiona pequeños cambios en la carga del sistema y también pequeños cambios en la salida de generación, como los encontrados en la energía eólica y solar.

2. Servicio de Reserva Responsiva (Responsive Reserve Service RRS).

Este Servicio Auxiliar debe responder en minutos y debe estar completamente entregado dentro de los 10 minutos.

Se utiliza para responder a la pérdida de un generador grande.

Se utiliza para responder a un aumento de carga mayor de lo esperado.

3. Servicios de Reserva No Rotativa (Non-Spin Reserve Service).

Este servicio tiene un tiempo de respuesta más largo y debe responder dentro de los 30 minutos.

La Reserva No-Rotativa puede desplegarse en todo el sistema cuando la carga es mayor de lo esperado.

Puede desplegarse regionalmente para ayudar a resolver problemas de transmisión locales.

4. Servicio de Reserva de Contingencia de ERCOT (ECRS)

El Servicio de Reserva de Contingencia es un mecanismo de respaldo diseñado para asegurar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico frente a contingencias imprevistas mediante la activación rápida de recursos energéticos adicionales, es decir la inyección rápida de nueva generación.

Este Servicio Auxiliar nuevo fue aprobado en febrero de 2019 e implementado en junio de 2023 con el objetivo de estabilizar la frecuencia y reducir la inercia en el sistema. Como parte de la misma decisión, ERCOT aprobó y completó anteriormente cambios en el Servicio de Reserva Responsiva (RRS) existente.

Todos los subconjuntos de RRS se adquieren con la intención de detener grandes variaciones de frecuencia después de una pérdida de generación.

Por diseño, ECRS puede ser despachado por el SCED y debe de responder dentro de 10 minutos para abordar errores de pronóstico o para reemplazar reservas desplegadas, utilizando capacidad que puede mantenerse a un nivel especificado durante dos horas consecutivas

ERCOT adquiere Servicios Auxiliares principalmente en el Mercado Diario, aunque puede haber mercados suplementarios más cerca del Tiempo Real si es necesario. Las QSE con Recursos que están calificados para proporcionar Servicios Auxiliares pueden ofrecerlos en el DAM junto con las Ofertas de Suministro de Tres Partes.

Las Ofertas de Servicios Auxiliares son un tipo de oferta específica del Recurso y se proporcionan por separado para cada tipo de Servicio Auxiliar. La QSE debe especificar el tipo de Servicio Auxiliar que se ofrece, la Potencia ofrecida (MW) y los Precios ofertados (\$/MW). Las QSE pueden realmente proporcionar múltiples ofertas de un solo Recurso, lo que significa que un solo Recurso puede ofrecerse para múltiples Servicios Auxiliares. También significa que un solo Recurso puede ofrecerse tanto para Servicios Auxiliares como para Energía.

El Mercado Diario está co-optimizando porque, a través de las ofertas económicas proporcionadas por las QSE, el DAM determina la compensación óptima de los Recursos tanto para la Energía como para los Servicios Auxiliares simultáneamente.

Tipos de recursos proporcionan servicios auxiliares

Muchos tipos diferentes de recursos tienen las características operativas requeridas y pueden calificar para ofrecer diferentes servicios auxiliares:

- Recursos de Generación (GR): unidades generadoras que producen energía
- Recursos de Carga No Controlable (LR): grandes cargas que pueden ser interrumpidas automáticamente en respuesta a una baja frecuencia o en respuesta a la instrucción de ERCOT
- Recurso de Carga Controlable (CLR): grandes cargas que ofertan en el mercado en tiempo real y pueden reducir o aumentar el consumo según el despacho del mercado de 5 minutos
- Recurso de Carga Agregada (ALR): una agregación de sitios medidos individualmente, cada uno de los cuales tiene menos de 10 MW de capacidad de respuesta a la demanda y todos los cuales están ubicados dentro de una sola zona de carga y pueden funcionar como un CLR
- Recurso de Almacenamiento de Energía (ESR): principalmente grandes baterías que funcionan como GR cuando descargan energía y como CLR cuando cargan

Mercado de capacidad: En contraste con otros mercados donde existen mecanismos para asegurar que haya suficiente capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda máxima, ERCOT no dispone de un mercado de capacidad. Los generadores en ERCOT no reciben pagos adicionales por simplemente estar disponibles para generar energía. En su lugar, los ingresos de los generadores provienen únicamente de la venta de electricidad y de los servicios auxiliares que proporcionan al sistema.

Curva de Demanda de Reserva Operativa (Operating Reserve Demand Curve ORDC): Al no contar con pagos por capacidad, ERCOT implementó un adicional al precio de la energía para representar la señal de escasez que permita incentivar las inversiones. El mismo fue implementado en 2014 y es un mecanismo de precios que se utiliza para ajustar los LMPs en función de la cantidad de reservas operativas disponibles en el sistema. Su objetivo es incentivar a los generadores a mantener reservas suficientes para garantizar la confiabilidad del sistema, especialmente durante periodos de alta demanda o escasez de suministro.

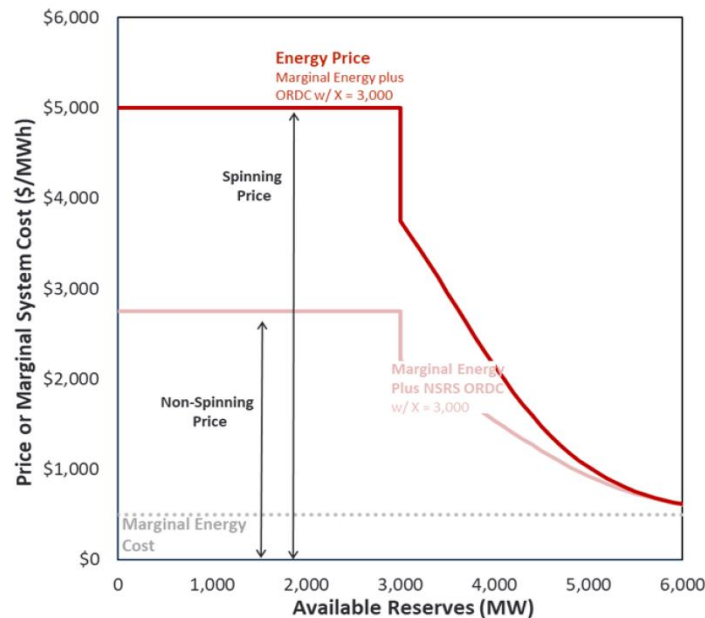
El ORDC se calcula utilizando una curva de demanda que asigna un valor monetario a las reservas operativas disponibles, teniendo en cuenta el riesgo de escasez de suministro.

Cuando las reservas operativas son bajas, el ORDC incrementa los LMPs para reflejar el mayor valor de la energía en esas condiciones. A medida que las reservas disminuyen, el valor del ORDC aumenta.

Cuando las reservas del sistema caen por debajo de 7 GWs, ERCOT activa el sumador de precio a todos los LMPs en todo el sistema basado en la ORDC, inicialmente sumando pocos centavos a los precios de la energía. Cuando ERCOT llega a su Nivel Mínimo de Contingencia (MCL) que actualmente es de 3 GWs o menos de reservas del sistema, esto indica condiciones de emergencia. En esta etapa, todos los precios del sistema se fijan en el límite máximo de oferta del sistema de \$5000/MWh.

En la siguiente figura se muestra el esquema de remuneración de la ORDC en función de la capacidad de reserva del sistema:

Figura 27 TX - Curva de Demanda de Reserva Operativa de ERCOT



Fuente: 2022-ERCOT-ELCC-Study-Final-Report-12-9-2022.pdf

El ORDC proporciona incentivos económicos para que los generadores mantengan reservas disponibles y respondan rápidamente a cambios en la demanda o condiciones operativas.

Adicional por Despliegue de Confiabilidad (Reliability Deployment Price Adder RDPA): Este adicional de precios fue implementado en 2015 y de igual forma que el ORDC el RDPA es un mecanismo de ajuste a los LMPs que refleja el costo adicional de implementar medidas de confiabilidad, como la activación de recursos adicionales durante situaciones de emergencia o escasez de suministro.

Entra en juego cuando ERCOT toma ciertas acciones de confiabilidad fuera del mercado para reducir la demanda o aumentar la oferta. La más común es el Compromiso de Unidad de Confiabilidad (RUC). Esto ocurre cuando ERCOT compromete generadores para que estén en línea cuando de otro modo habrían estado fuera de línea. El uso del RUC puede en realidad suprimir los precios en ERCOT, esto se debe a que ERCOT puede terminar con un exceso de oferta en línea que en realidad no necesita.

Para calcular este sumador de precio, ERCOT comienza encontrando cuál habría sido el Precio Marginal del sistema (Lambda del sistema) si estas acciones de confiabilidad no se hubieran tomado. A los generadores se les paga la diferencia entre ese valor y del Marginal del Sistema real (Lambda del sistema con acciones de confiabilidad tomadas).

Vale la pena señalar que la mayoría del tiempo estos sumadores de precio tienen un valor nulo. Esto significa que no afectan los precios en todo el sistema y cuando cualquiera de estos sumadores de precio está por encima de cero, se aplican a todos los LMP en ERCOT.

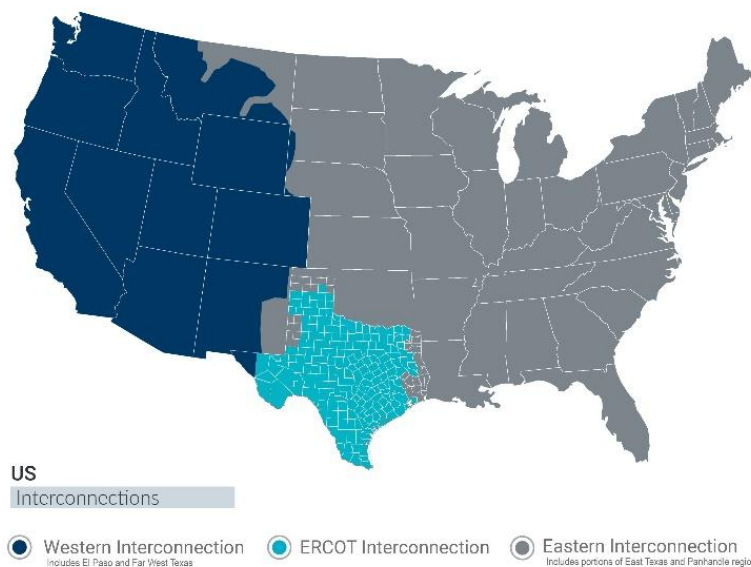
3.3.6 Transmisión

En Estados Unidos existen tres Interconexiones eléctricas: Interconexión Este, Interconexión Oeste e Interconexión ERCOT, las cuales se muestran en la siguiente figura.

Como sus contrapartes, ERCOT opera ambos mercados eléctricos: el mercado del día siguiente o predespacho (Day-Ahead Market DAM) y el Mercado en Tiempo Real (Real-Time Market RTM). Sin embargo, a diferencia de los otros ISOs/RTOs en norte américa, ERCOT tiene muy pocas conexiones con otros estados. Esto genera una isla eléctrica la cual no está sujeta a regulaciones federales por la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC).

ERCOT gestiona el flujo de energía eléctrica para más de 27 millones de clientes en Texas, representando aproximadamente el 90% de la carga eléctrica del estado. Como el Operador Independiente del Sistema para la región, ERCOT programa la energía en una red eléctrica que conecta más de 54,100 millas de líneas de transmisión y 1,250 unidades de generación, incluyendo Redes de Uso Privado (PUN).

Figura 28 TX - Interconexiones Eléctricas en USA



Fuente: ERCOT

También realiza la liquidación financiera para el competitivo mercado mayorista de energía y administra el cambio de red minorista para más de 8 millones de instalaciones en áreas de elección competitiva.

Tabla 6 TX - Líneas de Transmisión por tipo de Voltaje

VOLTAJE (KV)	MILLAS (APROX)
345 kV	11,000 millas
138 kV	29,000 millas
115 kV	1,000 millas
69 kV	< 5,000 millas

Fuente: ERCOT Snapshot - Comptroller of Texas y ERCOT Fact Sheet

Además, ERCOT divide las regiones de interconexión de su propia región tanto por zonas de Carga (Load Zones), Zonas Climáticas (Weather Zones) así como puntos conocidos como ERCOT Hubs. Esta distinción permite a ERCOT gestionar eficazmente el suministro y la demanda de electricidad, asegurando la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en Texas.

1. Zonas Climáticas (Weather Zones)

— Las Zonas Climáticas en ERCOT se refieren a regiones geográficas que comparten condiciones meteorológicas similares. Estas zonas son utilizadas para predecir y gestionar la demanda de electricidad, ya que el clima tiene un impacto significativo en el consumo de energía. Se utilizan principalmente para predecir la demanda basada condiciones climáticas locales, crucial para la planificación operativa y la gestión del sistema. Entre estas zonas tenemos las siguientes:

- Coast
- East
- Far West
- North
- North Central
- South
- South Central
- West

Figura 29 TX - Mapa de Zonas Climáticas (Weather Zones) de ERCOT



Fuente: ERCOT

2. Zonas de Carga (Load Zones)

- Las Zonas de Carga son áreas definidas en el mercado eléctrico de ERCOT donde se agregan las cargas eléctricas. Estas zonas reflejan la demanda total agregada de electricidad en una región específica y son esenciales en la determinación de precios y para el despacho de generación en el mercado mayorista. Estas zonas están divididas de la siguiente manera.
 - a. Zonas de Carga Competitivas (Competitive Load Zones):
 - North: Incluye el área de Dallas-Fort Worth.
 - South: Cubre el área alrededor de San Antonio y Austin.
 - West: Abarca el oeste de Texas.
 - Houston: Incluye el área metropolitana de Houston.
 - b. Zonas de Carga para Entidades No Participantes (Non-Opt-In Entities, NOIEs):
 - CPS: Zona de la distribuidora CPS Energy.
 - LCRA: Zona de la distribuidora Lower Colorado River Authority.
 - Austin: Zona de la distribuidora Austin Energy.
 - RAYBN: Zona que incluye varias cooperativas y municipalidades.

c. Zonas de Carga de Corriente Continua (DC Load Zones):

- Estas zonas específicas gestionan las interconexiones de corriente continua dentro de ERCOT.

3. ERCOT Hubs

— Los ERCOT Hubs son puntos de referencia virtuales en el mercado de electricidad donde se comercializan contratos de electricidad. Estos Hubs representan ubicaciones centralizadas para la fijación de precios y la liquidación de transacciones comerciales utilizados para la liquidación de contratos y la gestión de riesgos en el mercado mayorista. Se muestran a continuación los 7 Hubs del sistema que ERCOT ha definido:

- **Houston:** Comprende alrededor de 20 buses.
- **North:** Comprende de 75 buses.
- **South:** Comprende de 31 buses.
- **West:** Comprende de 17 buses.
- **ERCOT Bus Average:** Comprende de 143 buses.
- **ERCOT Hub Average:** Comprende de 143 buses.
- **Panhandle Hub:** Comprende de 12 buses.

3.3.7 Distribución y Comercialización

En el pasado, cada empresa de servicios eléctricos poseía y operaba su propio grupo de plantas generadoras para atender su carga. También poseían y operaban un sistema de transmisión que cubría su territorio de servicio y una red de distribución para conectar a todos sus clientes a la red de transmisión. Estas entidades controlaban la entrega de electricidad a los clientes, desde la generación hasta el medidor de las instalaciones de consumo.

Estas empresas de servicios eran monopolios supervisados por Comisiones de Servicios Públicos o Municipalidades. Todas tenían tasas de retorno reguladas, basadas en sus costos demostrados más un margen de ganancia razonable. Cada empresa tenía un territorio de servicio definido. Los clientes dentro de este territorio estaban conectados a su empresa local y no podían elegir su proveedor de electricidad. Cada empresa tenía su propia área controlada y era responsable de mantener el equilibrio entre su generación y demanda con flujos muy limitados entre estas áreas. En Texas había 10 áreas de control de este tipo.

Las empresas de servicios integradas verticalmente se desagregaron en sus componentes funcionales separados. Las Entidades de Servicio de Carga (LSE) que servían áreas competitivas, conocidas como Proveedores de Electricidad Minorista (REPs), pudieron entonces inscribir clientes y comprar generación para satisfacer su carga.

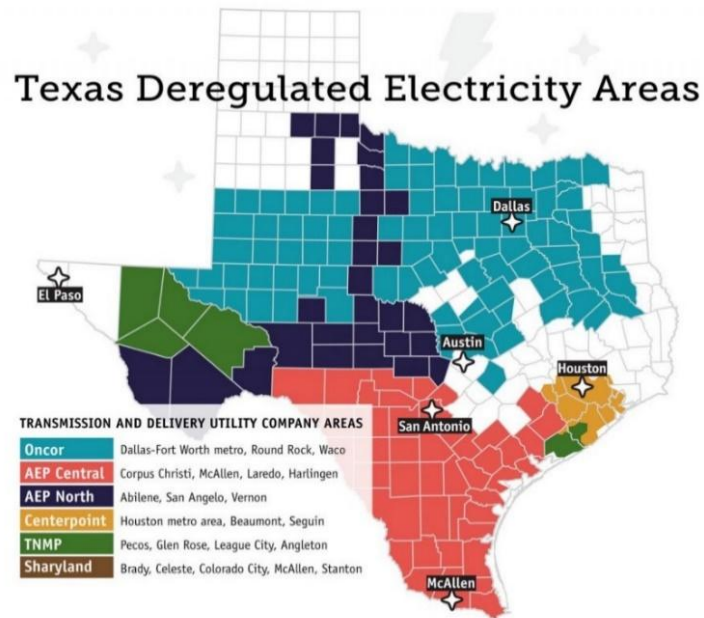
Los clientes en áreas competitivas tienen la opción de múltiples REPs. Pueden elegir la oferta de electricidad que mejor se ajustara a sus necesidades. La carga del REP se compone del total de las instalaciones que atienden. Dentro del territorio de servicio de cada Entidad de Distribución en un área competitiva, cada instalación será atendida por su REP seleccionado. De esta manera, toda la carga en un área competitiva particular está contabilizada. Una combinación de REPs compra la energía necesaria para atender a estos clientes. Eso no cambia la cantidad total de carga que existe dentro del área competitiva. Después del día de operación, la carga de cada REP se totaliza para los clientes que están atendiendo. Esto crea una obligación para el REP de comprar energía para cubrir su carga.

Aunque el modelo anterior cubría todas las empresas de servicios públicos de propiedad de inversores, no todas las empresas de servicios públicos eran de propiedad de inversores. Estas otras entidades eran conocidas como Municipalidades y Cooperativas. Las municipalidades y las cooperativas no estaban obligados a desagregarse y podían optar por permanecer como empresas de servicios verticalmente integradas. Los clientes dentro de estas áreas de servicio no pueden elegir su REPs. Estas empresas son llamadas "Entidades que No Optan" o "NOIEs" (Por sus siglas en inglés) y aunque sus clientes no participan en la elección minorista, estas entidades compran y venden electricidad en el Mercado Mayorista. Cabe señalar que no todas las Municipalidades y Cooperativas son NOIEs ya que hay algunas que si optan por ofrecer elección minorista.

Dentro del área de influencia de ERCOT, hay clientes eléctricos tanto dentro como fuera de las áreas minoristas competitivas. Se muestra en siguiente figura que los clientes que residen en las áreas coloreadas están dentro del área de influencia de las empresas de servicios públicos de propiedad de inversores y pueden elegir su REPs. Las áreas blancas son aquellas que están atendidas por Entidades que No Optan y no participan en la elección del cliente. El 75% de la carga en Texas se encuentra dentro de un área competitiva, lo que equivale aproximadamente a 8 millones de instalaciones de consumo.

En el Mercado Minorista existen entidades conocidas como: Minoristas Competitivos (CRs). Los CRs compiten por clientes minoristas a través de ofertas competitivas basadas en las preferencias del cliente, como precios, términos de servicio y contenido de energía renovable. Los CRs son responsables de atender a sus clientes eléctricos, así como de hacer acuerdos con las QSE para comprar y programar la energía para sus clientes. Pueden comprar energía a través de varios métodos, incluidos contratos a largo plazo, el DAM o en el RTM. Los CRs venden energía a los clientes finales y son los únicos que interactúan con los consumidores en relación con la facturación del servicio eléctrico. Los CRs finalmente facturan a sus clientes finales por la energía que han consumido. La facturación generalmente es mensual, pero puede realizarse en otros períodos de tiempo. Los CRs también son responsables de inscribir a nuevos clientes que eligen utilizar sus servicios.

Figura 30 TX - Áreas Competitivas donde existe Elección Minorista



Fuente: Texas Deregulation Map, Powerwizard.com

Los TDSPs son las entidades responsables de recolectar la mayoría de las lecturas de los medidores de los consumidores y enviar esas lecturas a ERCOT a través de transacciones electrónicas. Estas lecturas de medidores se transmiten a los CRs que representan a esos clientes y también se agregan por ERCOT para su uso en liquidaciones financieras.

En la siguiente tabla se muestran las principales TDSPs de Texas mostrando un número aproximado de líneas de Transmisión, Millaje de líneas y número aproximado de consumidores.

Tabla 7 TX - Principales TDSPs en Texas

PRINCIPALES TDSPS EN TEXAS	NÚMERO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	MILLAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (APROX)	NÚMERO DE CONSUMIDORES CONECTADOS (APROX)
Oncor Electric Delivery	100	15,000	3,500,000
CenterPoint Energy	80	12,000	2,500,000
AEP Texas	70	10,000	1,500,000
Texas-New Mexico Power	60	8,000	800,000
Sharyland Utilities	50	6,000	400,000

Fuente: Elaboración basado en información pública de PUCT <https://www.puc.texas.gov/>

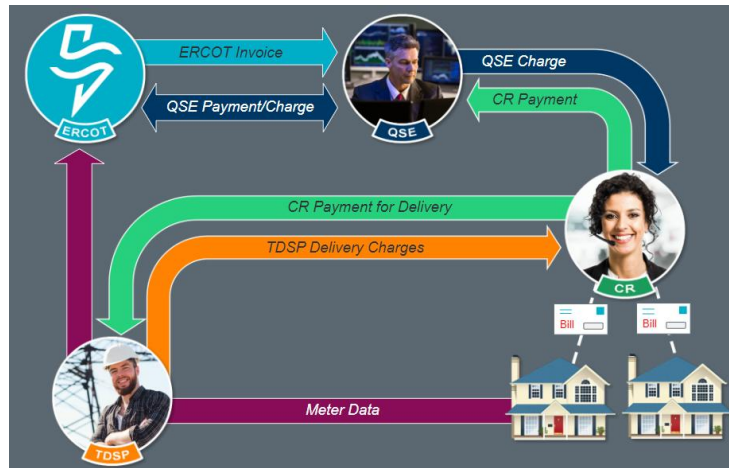
Proceso de Liquidación:

Para facilitar el procesamiento de transacciones minoristas, ERCOT mantiene el repositorio central del REP de registro y los historiales de servicio de cada instalación en las áreas competitivas de ERCOT. Cada instalación en el sistema ERCOT se identifica mediante un número conocido como ESIID, un Identificador de Servicio Eléctrico. Adjuntos a cada ESIID en la base de datos están el REP actual que sirve a ese ESIID, el historial de servicio del ESIID y todos los datos de consumo. A medida que los TDSPs leen los medidores eléctricos, esos datos se envían a ERCOT, quien los distribuirá al REP de registro y los usará para agregarlos para las liquidaciones.

Cuando termina el día de operación, ERCOT liquida el mercado mayorista de compras y ventas de energía con las QSEs. ERCOT utiliza la carga del medidor enviada por los TDSPs y los SPPs para determinar la facturación por la energía utilizada por las QSEs. Esto se combina con cualquier transacción o compra que la QSE haya realizado. ERCOT luego envía una factura diaria a cada QSE por pagos y/o cargos. Las QSEs luego pagan o reciben pagos de ERCOT. La QSE facturará a sus CRs por cualquier energía consumida, después de lo cual el CR liquidará con su QSE. Cada TDSP enviará cargos a los CRs por las tarifas de entrega de Transmisión y Distribución, que los CRs son responsables de pagar directamente al TDSP, y finalmente el CR facturará a sus clientes finales.

En la siguiente figura se muestra el proceso de liquidación descrito anteriormente con las relaciones entre las entidades en el mercado minorista.

Figura 31 TX - Proceso de Liquidación del Mercado Minorista.



Fuente: ERCOT

3.3.8 Incentivos de inversión en generación

En el estado de Texas ha habido una serie de incentivos de inversión de diferente naturaleza para implementación de nuevos proyectos renovables.

El **Estándar de Cartera Renovable (RPS)**, por sus siglas en inglés) y el **Crédito Fiscal por Producción (PTC)**, por sus siglas en inglés) han influido en gran medida en el desarrollo de la generación eólica en Texas. Un RPS es un mandato aprobado por la Legislatura de Texas para establecer una cantidad mínima de recursos renovables en la cartera de generación del estado. El objetivo de RPS de Texas era de 10,000 MW de generación renovable para 2025. Este objetivo se superó en 2010. Además, el Crédito Fiscal por Producción (PTC) federal ha sido vital para mantener la viabilidad económica de los proyectos de generación eólica. El PTC es un incentivo federal que proporciona apoyo financiero para el desarrollo de instalaciones de energía renovable.

Sin embargo, estos incentivos no solo son importantes para la implementación de proyectos eólicos sino también para la inclusión masiva de proyectos solares y de sistemas BESS.

Se pueden clasificar los diferentes tipos de incentivos dependiendo del nivel de alcance de este. Hay incentivos Federales que abarcan todo el país y hay incentivos específicos Estatales que solo abarcan el estado para el cual son emitidos. También se pueden clasificar dependiendo del tipo de tecnología a la cual el incentivo va dirigido.

Por el tipo de recurso podemos clasificar los siguientes incentivos que pueden encontrarse en el estado de Texas:

Incentivos para Generación Renovable

A. Créditos Fiscales Federales

1. Crédito Fiscal de Inversión (Investment Tax Credit ITC):

- Solar: Este crédito ofrece hasta un 26% de reducción en los costos de instalación para sistemas solares fotovoltaicos.
- Baterías: A partir de la aprobación de la Ley de Reducción de la Inflación de 2022, las baterías que no están conectadas directamente a sistemas de generación solar también pueden calificar para el ITC.

2. Crédito Fiscal por Producción (Production Tax Credit PTC):

- Eólica: Proporciona un crédito por cada kilovatio-hora (kWh) de electricidad generada por la energía eólica durante los primeros 10 años de operación de una instalación.

B. Incentivos Estatales

- Créditos de Energía Renovable (Renewable Energy Credits RECs): Texas utiliza un sistema de certificados de energía renovable que permite a los generadores de energía renovable obtener créditos por cada megavatio-hora (MWh) de electricidad producida. Estos créditos pueden venderse a otros generadores que necesitan cumplir con los requisitos de energía renovable del estado.
- Exenciones de Impuestos a la Propiedad: Texas ofrece exenciones de impuestos a la propiedad para instalaciones de energía renovable, lo que reduce significativamente los costos operativos a largo plazo.

C. Programas de Financiamiento y Subvenciones

- Plan de Reducción de Emisiones de Texas (Texas Emissions Reduction Plan TERP): Proporciona subvenciones y otros incentivos financieros para proyectos que ayudan a reducir las emisiones, incluyendo la generación de energía renovable.
- Fondo de Energía Limpia (Clean Energy Fund): Proporciona financiamiento para proyectos de energía limpia, incluyendo energía renovable y almacenamiento de energía.

Además, existen para el caso de Recursos de Almacenamiento de Baterías (BESS) otros tipos de incentivos activos que pueden clasificarse como:

Incentivos para Sistemas de Almacenamiento de Baterías (BESS)

A. Incentivos Fiscales

- Crédito Fiscal de Inversión (Investment Tax Credit ITC): Como se mencionó, a partir de la Ley

de Reducción de la Inflación de 2022, las instalaciones de almacenamiento de energía mediante baterías ahora pueden calificar para el ITC, ofreciendo hasta un 30% de crédito fiscal.

B. Programas de Financiamiento y Subvenciones

- Alianza para el Avance de la Tecnología de Almacenamiento de Energía (Energy Storage Technology Advancement Partnership ESTAP): Un programa que proporciona financiamiento y soporte técnico para proyectos de almacenamiento de energía, gestionado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

C. Mecanismos de Mercado

- Participación en Servicios Auxiliares: Los sistemas de almacenamiento pueden participar en mercados de servicios auxiliares como el ERCOT Contingency Reserve Service (ECRS), proporcionando ingresos adicionales mediante la oferta de capacidad de respuesta rápida y estabilización de la red.
- Programas de Respuesta a la Demanda: Los BESS pueden participar en programas de respuesta a la demanda, permitiendo a los operadores de sistemas de almacenamiento obtener ingresos adicionales al reducir o aumentar su carga en respuesta a las señales de precios del mercado.

Se pueden obtener una lista detallada de estos incentivos en el estado de Texas en la “**Base de Datos de Incentivos Estatales para Energía Renovable y Eficiencia Energética (DSIRE)**”, así como en la página de “**Créditos de Impuestos, Reembolsos y Ahorros**” del Departamento de Energía. A continuación, se muestran los enlaces para referencias futuras:

1. <https://programs.dsireusa.org/system/program/tx>
2. <https://www.energy.gov/tax-credits-rebates-savings-0>

En la siguiente tabla se muestra una lista de algunos incentivos tanto para proyectos de gran escala (sin embargo, hay una cantidad importante de incentivos para proyectos residenciales y comerciales de pequeña escala).

Tabla 8 TX - Tabla de Incentivos para Proyectos de Gran Escala

NÚMERO	NOMBRE DEL INCENTIVO (DETALLADO)	TIPO	TECNOLOGÍA APLICABLE	TAMAÑO DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	ORGANIZACIÓN PROVEEDORA
1	Federal Production Credit	Wind Tax Credit	Wind	Grande	Proporciona créditos fiscales para proyectos de energía eólica a gran escala.	Federal Government

NÚMERO	NOMBRE DEL INCENTIVO (DETALLADO)	TIPO	TECNOLOGÍA APLICABLE	TAMAÑO DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	ORGANIZACIÓN PROVEEDORA
2	Texas Battery Storage Incentive Program	Incentive	Battery Storage	Grande	Incentivos para instalaciones grandes de almacenamiento de energía mediante baterías.	State of Texas
3	Texas Renewable Energy Property Tax Exemption	Tax Exemption	Solar, Wind, Battery Storage	Todos	Exención de impuestos a la propiedad para instalaciones de energía renovable de todos los tamaños.	State of Texas
4	Houston Commercial Solar Incentive	Incentive	Solar	Grande	Incentivos para instalaciones solares a escala comercial.	Local Utilities
5	Federal Solar Investment Tax Credit	Tax Credit	Solar	Todos	Crédito fiscal federal para instalaciones solares de todos los tamaños.	Federal Government
6	Federal Wind Energy Production Tax Credit	Tax Credit	Wind	Grande	Crédito fiscal para la producción de energía eólica a gran escala.	Federal Government
7	Texas Energy Storage Property Tax Exemption	Tax Exemption	Battery Storage	Todos	Exención de impuestos a la propiedad específicamente para instalaciones de almacenamiento de energía mediante baterías.	State of Texas

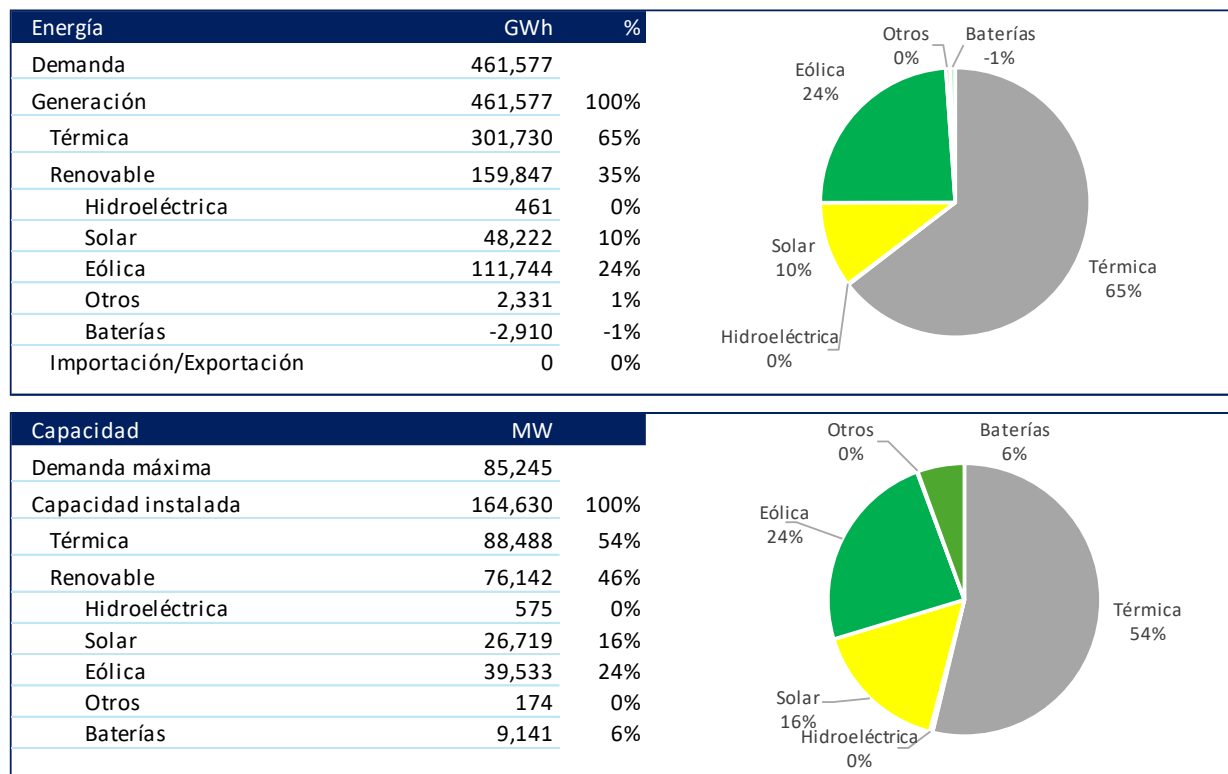
Fuente: Elaboración propia basada en Base de Datos del de DSIRE.

3.3.9 Incentivos de inversión en transmisión

Como se comentó antes, el programa CREZ fue implementado para desarrollar líneas de transmisión dedicadas que conecten áreas con altos recursos renovables, principalmente eólicos, con los centros de demanda. El proyecto CREZ permitió la construcción de más de 3,600 millas de líneas de transmisión nuevas y ha sido crucial para la integración de energía renovable en el sistema de Texas.

Por otro lado, el mecanismo Transmission Cost of Service (TCOS) permite a los operadores de transmisión recuperar los costos de inversión en infraestructura de transmisión a través de tarifas reguladas, aprobadas por la PUCT. Esto asegura que las empresas puedan financiar proyectos necesarios para mantener y expandir la red.

3.3.10 Estadísticas generales 2024



Fuente:
ERCOT – Demand and Energy Report 2024
ERCOT – MORA January 2025

Nota: Demanda Bruta (Incluye pérdidas)