

Actualidad de las Redes Inteligentes de Distribución Eléctrica

Alberto Ríos Villacorta*
Manuel Gascó González**

SUMILLA

Los autores, a través de este artículo, analizan los sistemas de generación distribuida que consisten en la integración de novedosos sistemas de generación, control y acumulación en una red eléctrica convencional carente de sistemas de control inteligente. Los pequeños dispositivos de almacenamiento están en fase experimental y carecen de unos criterios homogeneizados. El creciente volumen de instalaciones de generación eléctrica distribuida requiere una mayor flexibilidad, toda vez que la integración de los sistemas de generación distribuida se incrementa y las tecnologías de acumulación empiezan a ser cada vez más necesarias y ya se muestran como una alternativa viable frente al concepto tradicional de generación centralizada. La liberalización de los mercados enfrenta al sistema a nuevas situaciones que requieren soluciones más eficientes para la producción y control de la energía, principalmente en los puntos cercanos al consumo de la energía, en la red de distribución.

I. Introducción

En la Unión Europea, los sistemas eléctricos han sufrido una profunda transformación en los últimos 10 años. En la Figura N° 1, se observa la potencia eléctrica total instalada en la Unión Europea según el tipo de fuente de generación desde el año 2000 hasta el año 2011.

La potencia eléctrica instalada en sistemas de generación renovable supera los 140.000 MW mientras que los sistemas de generación eléctrica de gas alcanzan los 116.000 MW. La cobertura del incremento de la demanda desde el año 2011 se ha realizado básicamente con sistemas renovables de generación eólica y fotovoltaica, y centrales de ciclo combinado.

En la Figura N° 2, se presenta el porcentaje de los sistemas renovables de generación eléctrica en la potencia eléctrica total instalada año a año en la Unión Europea desde 1995 hasta 2011.

En el año 1995, la potencia instalada en sistemas renovables de generación eléctrica era del 13,1% mientras que en el año 2011, el porcentaje de sistemas renovables superaba el 71%. Estas cifras, sin lugar a dudas, son un signo inequívoco de la transformación del modelo de generación eléctrica en la Unión Europea hacia un modelo más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

En la Figura N° 3, se muestra la potencia eléctrica instalada y desconectada en la Unión Europea en el año 2011. Se observa que en el año 2011, la potencia eléctrica en sistemas fotovoltaicos supero los 21.000 MW, superando la potencia instalada conjunta de parques eólicos y centrales de ciclo combinado. Es importante destacar que se han desconectado más de 6000 MW de potencia instalada de origen nuclear.

Asimismo, se han desconectado casi 2.000 MW de potencia eléctrica de centrales de carbón y de fuel. Los valores de potencia eléctrica presentados

* Ingeniero Eléctrico por el Instituto Politécnico de Bielorrusia en 1993. Máster en Energías Renovables por la Universidad Europea de Madrid en 2004. Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Carlos III de Madrid en 2007. Director Técnico de Energy to Quality, Laboratorio de Ensayos de Turbinas Eólicas y Simulación de Parques Eólicos. Director del Máster Oficial en Energías Renovables de la Universidad Europea de Madrid desde 2007 a 2011.

** Ingeniero Industrial por la Universidad Europea de Madrid en el año 2003. Máster en Energías Renovables por la Universidad Europea de Madrid en el año 2004. Director General de Shamash Energía S.L., Empresa de Ingeniería especializada en la elaboración, supervisión, ejecución y puesta en servicio de sistemas renovables.

Figura N° 1:
Potencia eléctrica instalada en la Unión Europea 2000 - 2011

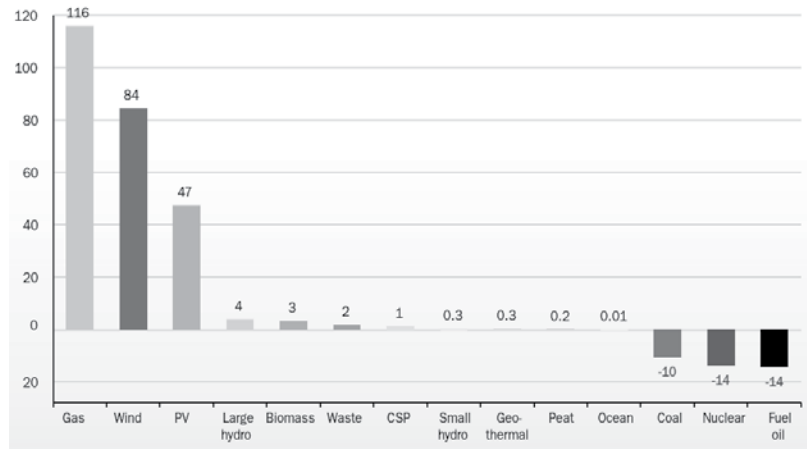


Figura N° 2:
Porcentaje de los sistemas renovables en la potencia eléctrica total instalada en la Unión Europea

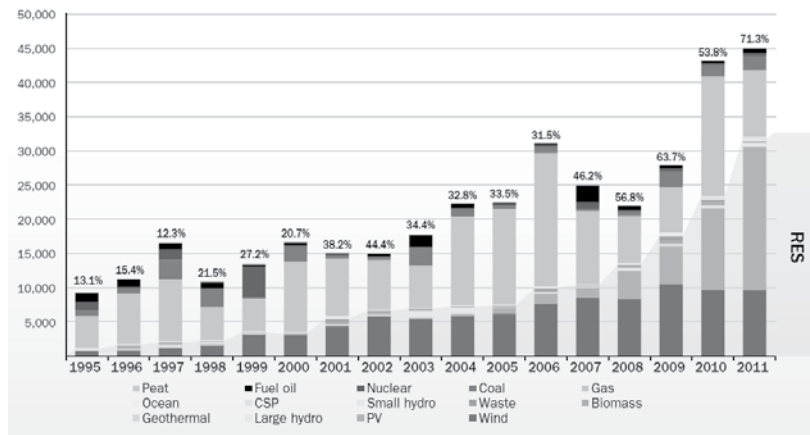
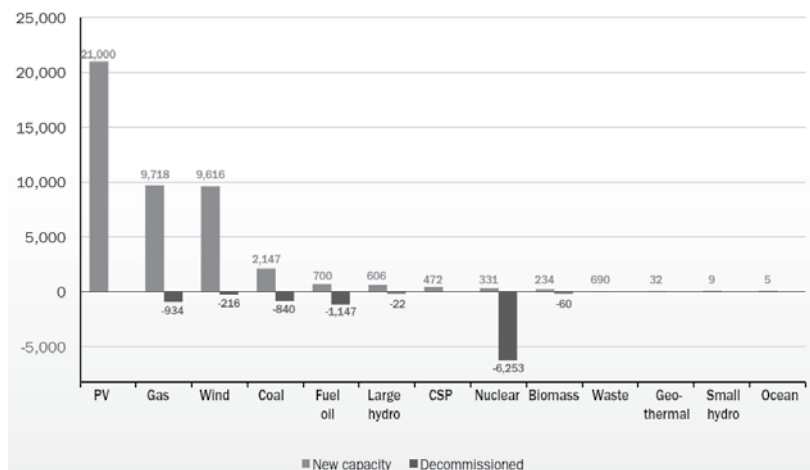


Figura N° 3:
Potencia eléctrica total instalada y desconectada en la Unión Europea en el año 2011



en la Figura Nº 3 demuestran una decidida apuesta por un nuevo modelo eléctrico basado en la masificación de los sistemas renovables de generación eléctrica y la paulatina sustitución de los sistemas de generación de origen fósil, exceptuando a los ciclos combinados.

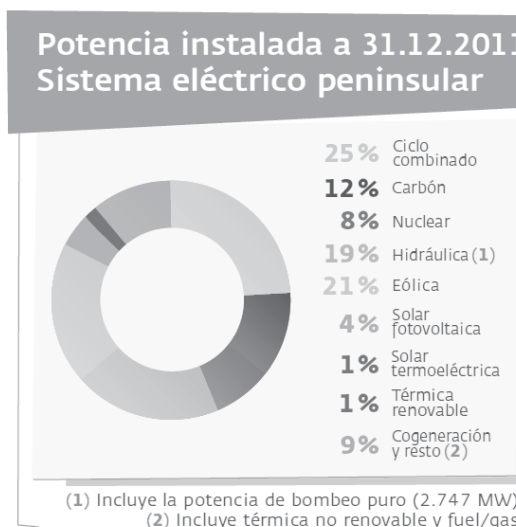
En España, el proceso de transformación del modelo energético ha sido uno de los más ambiciosos y ejemplares en Europa. La alta dependencia energética del exterior de España y la tendencia alcista de los precios de los recursos fósiles ha exigido la elaboración de innovadores planes de energías renovables que promocionan la masiva entrada al sistema eléctrico español de sistemas renovables, distribuidos y no gestionables y que permiten sustituir la generación eléctrica a partir de recursos energéticos externos y elevar la independencia energética del sector eléctrico español.

En la Figura Nº 4, se observa la potencia eléctrica instalada a finales del año 2011. La potencia eléctrica instalada en sistemas renovables de generación eléctrica alcanza un 46% del total de la potencia eléctrica instalada en España. La suma de la potencia eólica, fotovoltaica y solar termoeléctrica alcanza un 26% del total.

En la Figura Nº 5, se observa la evolución de la potencia eólica y solar instalada en España desde el año 1995 hasta inicios del año 2012.

En cuanto a la cobertura de la demanda, en la Figura Nº 6, se observa la evolución de la cobertura de la demanda eléctrica peninsular por sistemas renovables de generación eléctrica.

Figura Nº 4:
Potencia eléctrica total instalada en España a finales del año 2011



En año 2010, la cobertura de la demanda por sistemas renovables superó el 35% de consumo eléctrico total.

La introducción en el sistema eléctrico español de un importante volumen de energía intermitente, distribuida y no gestionable exige la implementación de una nueva filosofía de control de la generación distribuida y gestión de la demanda. Las redes inteligentes reflejan este nuevo enfoque de operación y control del sistema eléctrico de distribución en contraposición al sistema eléctrico convencional.

Esta nueva situación transforma profundamente el sistema eléctrico y lo encamina hacia un entorno

Figura Nº 5:
Evolución de la potencia eólica y solar instalada en España entre 1996 y 2012

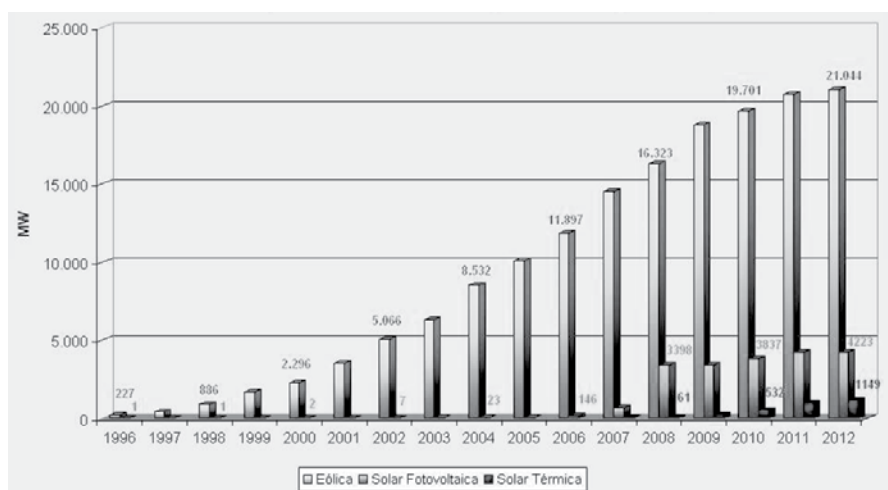
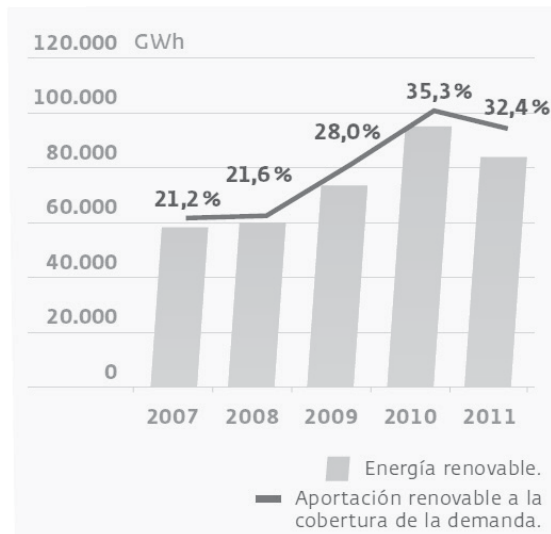


Figura Nº 6:
Porcentaje de cobertura de la demanda peninsular en España en el año 2010



con nuevos planteamientos favorecidos por la reestructuración, la evolución tecnológica y las nuevas políticas que son la base para el progreso de la generación distribuida como una importante alternativa en un futuro cercano. Se hace necesario establecer un diseño específico para cada una de las nuevas tipologías con diferentes tecnologías que se incorporan a las redes que dote de una mayor capacidad de control principalmente a los pequeños sistemas distribuidos de generación, acumulación, conversión y consumo de energía.

II. Descripción de las Redes Inteligentes

La red eléctrica se ha convertido, desde su nacimiento, en el sistema más extenso y complejo de la actualidad. Su crecimiento está ligado al crecimiento de la sociedad y, en la actualidad, gestiona cerca del 40% del total de la energía primaria consumida en España. La energía eléctrica se puede transportar con gran rapidez y eficiencia a largas distancias y posee una gran flexibilidad, por ello está previsto que el sistema eléctrico siga siendo uno de los pilares del sector energético. Sin duda alguna, en la actualidad, este sistema constituye el mayor de los construidos en la historia de la humanidad.

La actual red de distribución carece de las consignas con que se gestionan las redes de transporte, y en ellas la demanda responde a la suma de las cargas positivas y negativas que suma la red, entendiéndose por ellas las unidades de generación y la potencia en los puntos de entrega de energía respectivamente. En el caso de una generación centralizada con cargas que

se corresponden con puntos de suministro de energía y carente de las tecnologías que ahora se integran, el resultado parece satisfactorio. Sin embargo, con la aparición de las tecnologías de generación y acumulación que se detallan a lo largo del desarrollo de estas páginas, resulta interesante el estudio de un nuevo concepto de red de distribución capaz no sólo de consumir energía sino también de generarla con la consecuente aparición de flujos bidireccionales.

Tanto las tecnologías de generación, como las tecnologías de acumulación y además las cargas de la red pueden ahora ser reguladas, conectadas, desconectadas y ajustadas a fin de optimizar el funcionamiento de la propia red mediante consignas de comunicación con los operadores de la red eléctrica bajo las premisas de seguridad en el suministro, optimización de costes y eficiencia energética. Nace el concepto de red de distribución como una red de distribución de energía eléctrica inteligente, capaz de equilibrar la oferta y la demanda por restricciones técnicas o beneficios económicos, basándose en:

- Sistemas de comunicación y control.
- Planificación óptima de las instalaciones.
- Control masivo y distribuido de generadores y cargas.
- Nuevos servicios y mejoras en eficiencia energética.

No hay una única definición única de las redes inteligentes. Así, por ejemplo, La *Plataforma Tecnológica de las Smart Grids en la Unión Europea* define las redes inteligentes como: “*las redes eléctricas que pueden integrar inteligentemente las acciones de todos los usuarios conectado–generadores, consumidores y aquellos que pueden actuar como generadores y consumidores a la vez – para el suministro eléctrico de forma eficiente, sostenible, económica y segura*”.

III. Generación distribuida

La generación distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación eléctrica centralizada. A fin de optimizar los recursos y mejorar la calidad de la energía el sistema convencional de generación en puntos distantes de los consumos se reconvierte hacia la concepción primigenia incorporando las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red eléctrica. El concepto de generación distribuida es numerosas veces ambiguo, pero se considera como aquella que se ajusta en cierta medida a la siguiente definición: “*instalaciones de reducida potencia integradas de forma dispersa en el sistema eléctrico*”.

Entre las causas de este desarrollo cabe destacar:

- El desarrollo de tecnologías limpias compatibles con la población.
- La mejora de la eficiencia de pequeñas instalaciones.
- La reducción en inversiones de transporte de electricidad.
- La minimización de las pérdidas de transporte de energía.
- La seguridad de suministro.

En la actualidad, las fuentes de generación distribuida conforman un porcentaje importante en el crecimiento de los grandes sistemas eléctricos convencionales, y las tecnologías que la componen se basan en la utilización de recursos renovables y con reducidas emisiones, entre ellas destacan:

- Parques eólicos.
- Centrales solares fotovoltaicas.
- Centrales solares termoeléctricas.
- Turbinas de gas y microturbinas.
- Turbinas de vapor.
- Minihidráulica.
- Motores alternativos.

IV. Sistemas de acumulación

Los sistemas de acumulación son capaces de acumular la energía bajo dos objetivos fundamentales:

- Mejorar la calidad del servicio.
- Actuar como un sistema de regulación entre la demanda y la generación de energía.

La integración de una gran potencia distribuida basada en generación renovable condiciona el comportamiento del sistema de generación. A corto plazo, se presentan variaciones en los recursos empleados, como pueden ser rachas de viento en el caso de la energía eólica o el paso de nubes en los sistemas solares, las cuales provocan perturbaciones en la energía generada por estos sistemas, afectando a la calidad del servicio. A medio plazo, la componente estocástica en los recursos, su estacionalidad, y la imposibilidad para programar la generación provoca desajustes entre la energía generada y la demanda, siendo necesario disponer de una fuente controlable que permita controlar la energía inyectada a la red y por lo tanto el despacho. Pero además, los sistemas de acumulación son capaces de ofrecer las siguientes ventajas técnicas y económicas:

- Soporte a la tensión y frecuencia de la red.
- Reducción de los picos de demanda, siendo trasladados a momentos de baja demanda.
- Gestión de restricciones técnicas por sobrecarga en las líneas de transporte.
- Mejora de la fiabilidad del sistema, reduciendo los tiempos de interrupción.
- Incrementar el valor de la energía, posibilitando la carga de los sistemas a precios bajos y la venta de la energía en momentos de alta demanda.
- Conseguir retribuciones por participar en los servicios complementarios.
- Reducir las consecuencias negativas en los sistemas de una energía de escasa calidad.

En la actualidad existen algunas tecnologías de acumulación ya maduras e implantadas en el sistema y otras que incipientemente se están integrando en el sistema. Entre los sistemas de acumulación principales se encuentran:

- El hidrógeno.
- El volante de inercia.
- Los sistemas de bombeo y turbinado.
- Los sistemas de aire comprimido.
- Las baterías electroquímicas.
- Los sistemas de acumulación térmica.
- Los supercondensadores.
- Los superconductores.
- El vehículo eléctrico.

V. Gestión activa de la demanda

La gestión activa de la demanda requiere de un nuevo concepto de consumidor que se transforma en parte activa para poder determinar en qué momentos interesa realizar determinados consumos susceptibles de ser desplazados desde determinados periodos a otros más beneficiosos para el sistema y para el propio consumidores. Este desarrollo implica una serie de mejoras en el sistema de entrega de energía que se describe en los siguientes puntos.

• Medida de la energía

Uno de los principales objetivos de la flexibilización del mercado es asignar en tiempo real el coste de la energía para los consumidores. En este sentido, las redes deben desarrollarse para que el consumidor pueda decidir en qué momentos consumir la energía y el precio que está dispuesto a pagar por ella.

A fin de desarrollar estrategias que permitan el control de la demanda, el contador se convierte en

un elemento fundamental entre el consumidor y la red. El contador debe constituir un interfaz entre el sistema y el usuario, que además ya no sólo tiene las condiciones de ser un consumidor de energía si no que puede convertirse en productor de la misma, escogiendo cuándo producir y cuando usarla, ajustando su generación con su demanda y pudiendo acumular esa energía mediante sus propios sistemas o apoyándose en la red como elemento de acumulación.

A la tecnología de medida que permite el mantener este tipo de relaciones entre el usuario y la red se le denomina medida inteligente, y sus principales características son:

- Permitir la discriminación horaria de las medidas y la telegestión.
- Proporcionar la información en tiempo real. Cuantificando y transmitiendo las medidas de manera instantánea. Permitiendo conocer las cantidades de energía consumidas o producidas para su gestión en la red eléctrica.
- Permitir la conexión y desconexión mediante el interruptor de control de potencia, que puede estar integrado físicamente dentro del propio contador.

Con esta tecnología se puede mantener informado tanto al consumidor como al productor de los valores instantáneos del flujo energético y cuantificar así el estado de la red de distribución.

El control de la red de distribución requiere el estudio de multitud de puntos de suministro para conocer con detalle sus flujos y dichos puntos de suministro son susceptibles de ser agregados en determinadas zonas que cumplan determinados requisitos que se expondrán.

La medida inteligente de la energía convierte al antiguo consumidor en un usuario avanzado que establece activamente sus propias políticas energéticas de consumo, acumulación o producción de energía al objeto de minimizar los costes, unos costes que inherentemente internalizan el impacto medioambiental de la utilización de energía, estableciendo así una equivalencia entre consumo económico y consumo ecológico.

El comercializador de la energía controla la calidad del servicio y se habilita para realizar tarifas personalizadas con los datos reales del contador, que a su vez puede diferenciarse en dos tipos:

- Contador avanzado, AMI, que permite la lectura del consumo de energía acumulada

y potencia instantánea, admitiendo opciones de discriminación horaria en las que varían los precios, programación de los intervalos de carga previamente acordados, y comunicación en red con la oficina de gestión.

- Contador inteligente, el cual es capaz de actuar coordinadamente con el centro de gestión de la información y el control de los parámetros de calidad y programación del servicio. Contempla la comunicación ampliada con el gestor y una red de área doméstica, HAN, con los equipos locales de consumo.

• El contador inteligente

En esencia, un contador inteligente es básicamente un AMI que incluye los siguientes suplementos:

- Control de potencia mediante un ICP programable.
- Un puerto HAN.
- Servicios de tarificación bajo demanda.

El contador mantiene el sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal, convertido en un sistema de telecomunicaciones. Complementado por:

- Sistema de alimentación.
- Procesador de cálculo.
- Procesador de comunicaciones.
- Dispositivo de accionamiento o control.

Con estos elementos supletorios, el contador digital puede ampliar sus capacidades operativas. El diagrama de funcionamiento puede representarse por bloques en la siguiente tabla, así como las aplicaciones que permitiría (Ver Tabla 1).

VI. Operación y control de las Redes Inteligentes

Según el modelo de gestión de red inteligente, su composición estaría basada en unidades denominadas microrredes, conectadas por defecto a la red eléctrica convencional pero con capacidad para operar en modo aislado cuando el sistema lo necesite o por faltas en la red eléctrica a la cual esté conectada. En el caso de permanecer con conexión a una red eléctrica externa, debe de coordinarse con el centro de control de la red de distribución o transporte. Aparecen entonces una serie de agentes como:

- El operador del mercado.
- El operador de la red de transporte.
- El operador de la red de distribución.

**Tabla 1:
Estructura del contador inteligente**

Dispositivos	Infraestructuras	Aplicaciones
AMR	Gestión de datos entre contadores	Pre-pago
AMI		Facturación
Agua Gas	Memoria de datos de los contadores	Curvas de consumo
Smart Meter		Control de consumo
HAN		Límite de carga
		Calidad del servicio
		Gestión de averías
		Medida bidireccional

- El operador de las microrredes.
- Controladores locales.

El operador de la red de transporte es el encargado de los despachos de carga de las redes de alta tensión, por lo que el operador de la microrred debe proveerle de los datos relativos a predicciones de la demanda, generación o de otros servicios complementarios. El operador de la red de distribución, debe encargarse del control de servicios complementarios cuando la microrred se conecte al sistema de distribución. Cuando la microrred trabaje en modo aislado, el operador de la misma debe asumir el control de las reservas de regulación y funciones prioritarias como el control de potencia frecuencia.

El controlador local constituye el último eslabón en el control de la microrred. Puede considerarse que ese control permanece implementado en los interfaces de electrónica de potencia de los sistemas de generación y acumulación distribuidos, así como también en las cargas locales que dispongan de contadores inteligentes.

Los sistemas de control deben garantizar la seguridad del sistema, una operación óptima y una transferencia suave y sin cortes desde un modo de operación a otro sin violar los límites del sistema y los requisitos normativos.

El controlador local, que se encarga del control directo de las fuentes de generación y del almacenamiento, debe ser capaz de operar sin la intervención del controlador central. Debe garantizar que nuevos dispositivos de generación se puedan añadir al sistema sin realizar ninguna modificación en la configuración de la microrred.

Sus principales funciones son:

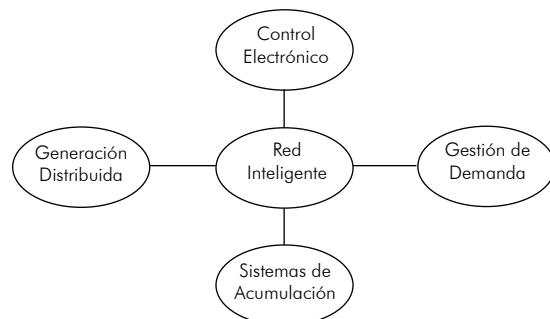
- Control de potencia activa y reactiva.
- Control de tensión.

- Control de almacenamiento para el seguimiento rápido de la carga.
- Reparto de la carga a través del control potencia frecuencia.

El controlador central se encarga de realizar la gestión energética de la microrred y sus protecciones. Desarrolla el despacho económico basándose en:

- Datos históricos de demanda y generación.
- Disponibilidad de los equipos de la microrred.
- Predicciones meteorológicas.
- Estado de almacenamiento.
- Posibilidad del control de las cargas.

**Figura N° 7:
Componentes fundamentales de las redes inteligentes**



Así, el controlador central envía consignas de funcionamiento a los diferentes elementos de la microrred. Consignas de tensión, potencia y modo de operación. El mayor número posible de funciones debe ser asumido por el control local, minimizando así el número de señales al control central. La estrategia de control de una microrred se puede basar en estos dos pilares fundamentales:

- Si la red está conectada a la red eléctrica convencional: En este caso, el controlador central debe enviar las señales de potencia

activa y tensión a los controladores locales de cada sistema de generación y almacenamiento en función del algoritmo de despacho. Ante la red eléctrica, la microrred se presenta como una carga controlada operando con factor de potencia unitario.

- Si la red está operando en modo aislado: En este caso, las consignas de potencia y tensión a los controladores locales serían prioritarias. La frecuencia y el flujo de potencia reactiva es controlado por cada uno de los controladores locales, como el control de potencia activa y frecuencia o el control de reactiva y tensión. También implementa el control de gestión de cargas para que el balance demanda generación sea lo más estable posible.

El controlador central también debe de coordinar las protecciones, cuya filosofía dista mucho de la de las redes convencionales:

- Las microrredes contienen tanto sistemas de generación como cargas por lo que hay un flujo bidireccional de potencia a través de los dispositivos de protección.
- La capacidad de cortocircuito de una microrred disminuye considerablemente cuando pasa de modo conectado a modo aislado. Esto tiene un efecto determinante en los relés de protección basados en la medida de las corrientes de cortocircuito ya que en las fuentes de microgeneración basadas en convertidores electrónicos solo pueden suministrar hasta un 200% de la corriente de carga ante una falta.

El controlador central debe diferenciar entre los requerimientos de protección en modo aislado y conectado al sistema eléctrico y hacer frente a las contingencias. Un paso importante es tanto la desconexión como la reconexión, siendo en este aspecto clave la amplitud y la fase de la tensión, frecuencia y secuencia de fases a ambos lados del punto de interconexión entre la red convencional y la microrred.

VII. Definición de las microrredes

Típicamente, las redes de distribución han sido siempre diseñadas para la circulación de la energía en un sentido. Esta situación preveía un sistema basado en grandes centrales de generación generalmente alejadas de los núcleos de consumo y una potente red eléctrica que transporta la energía largas distancias hasta los usuarios finales. Consecuentemente, también los sistemas de protección han sido pensados para actuar de forma

que el seccionamiento de una línea aguas arriba, desconectase la tensión existente aguas abajo.

En el transcurso de los últimos años, se ha incrementado notablemente la cantidad de potencia procedente de fuentes renovables, principalmente de fuentes como la energía eólica, cuya disponibilidad depende principalmente de procesos estadísticos estocásticos como la velocidad del viento o como sería la radiación solar en el caso de instalaciones solares. Esto provoca, principalmente, tres circunstancias que perjudican el funcionamiento del sistema:

- Una incertidumbre en la programación del suministro.
- Escasa participación en los servicios complementarios y, por tanto, efectos en la calidad del suministro.
- Problemas en la protección de las redes.

En España se han establecido una serie de medidas para que los sistemas eólicos aporten una serie de servicios para evitar el colapso de del sistema, de esta manera, los parques deben de permanecer conectados con el operador del sistema eléctrico. Los parques deben básicamente ser capaces de:

- Realizar la parada cuando el centro de control así lo estime.
- Enviar datos de su producción en tiempo real.
- Soportar huecos de tensión.
- Controlar la potencia reactiva.
- Presentar una predicción de la producción.

Entre los retos que aún restan por resolver, destacan:

- Las medidas de apoyo a la regulación primaria.
- La falta de legislación acerca de los sistemas de almacenamiento energético.

En definitiva, se trata de que todos los elementos conectados a la red eléctrica deban de participar de forma activa en el control de la red eléctrica. Una red inteligente, está basada precisamente en esta característica. Se trata de que todos los elementos sean activos por si mismos o bien queden agregados en unidades, denominadas microrredes, que permitan interactuar con la red de distribución.

Una microrred está constituida por un pequeño conjunto de elementos de generación y consumo con elementos de control incorporados, como los sistemas de regulación y de acumulación.

Su extensión puede cubrir un área comercial, una población o alguna red con similares características, en donde existirá por norma general uno o más puntos de conexión con el sistema eléctrico. Sus capacidades incluyen el control de ciertos parámetros en el punto de conexión, la desconexión de la red en caso de contingencia e incluso la posibilidad de permanecer funcionando en modo aislado alimentando cuanto menos las cargas más críticas de la propia microrred. Esta propuesta resulta especialmente interesante cuando se habla de electrificación rural y de países en vía de desarrollo.

La microrred, debe garantizar la estabilidad de su propio sistema, así como la red a la que se conecta. Debe aportar todos los servicios necesarios para el control de tensión, frecuencia, sincronización o el control de cargas. Con tal pretensión, es necesario:

- Supervisar el estado de todos los componentes de la microrred.
- Programar la operación de los sistemas conectados.
- Comunicar al operador de la red el estado, su previsión de generación y demanda. Además debe ser capaz de recibir instrucciones del operador de red y actual en consecuencia a dichas instrucciones.
- Implementar la comunicación con el mercado eléctrico para participar y garantizar el funcionamiento económico.
- Coordinar las protecciones de la microrred.

Una microrred es un sistema semiautónomo, en donde se encuentran sistemas de generación, acumulación, consumo y control de la red eléctrica. Todo ello con participación de los diferentes usuarios implicados, el control del operador de red y los requisitos del operador del sistema.

VIII. Normativa de las Redes Inteligentes

La normativa existente se puede incluir la normativa europea y la normativa española. Es de especial importancia cuando se pretende crear un estándar de funcionamiento el desarrollo de una normativa unificada que permita la compatibilidad de los sistemas que han de desarrollarse.

• Normativa europea

En relación con el desarrollo de redes inteligentes en Europa hay que destacar la siguiente normativa:

- Directiva 2004/22/CE, relativa a los instrumentos de medida y la Directiva sobre

servicios energéticos, en donde la Comisión confiere a las organizaciones de normalización europeas CEN, CENELEC y ETSI para establecer normas europeas para la interoperatividad de los contadores inteligentes de suministros públicos, que incluyan protocolos de comunicación y funcionalidades adicionales.

- Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, COM (2009) 111, sobre las Tecnologías de la Información y Comunicación para eficiencia energética en una economía de bajas emisiones de carbón. En donde, a fin de fomentar un cambio en el comportamiento de los consumidores, las empresas y las comunidades, se incide en la importancia de que los estados miembros acuerden un nivel mínimo de funcionalidad para la medición inteligente a fin que sea ofrecida a todos los consumidores independientemente del lugar en donde vivan, garantizando la interoperatividad.
- Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. En la misma se establecen el triple objetivo 20-20-20, que incluye la procedencia de un 20% del consumo energético de fuentes renovables para el año 2020, una reducción de emisiones del 20% y un ahorro energético del 20%.
- Directiva 2009/72/EC, que incide sobre la modernización de las redes de distribución y la introducción de redes inteligentes a fin de potenciar la generación descentralizada y la eficiencia energética. Incide en la mejora de la eficiencia mediante los servicios de gestión de la energía, nuevas fórmulas de precios, sistemas de medida inteligentes o redes inteligentes. Se establece que, al menos el 80% de los consumidores dispongan de contadores inteligentes para el año 2020.
- Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, COM (2010) 639, sobre Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. En donde se define como primera prioridad conseguir una Europa eficiente desde el punto de vista energético, y para ello, la primera acción que define incluye el empleo por parte de las autoridades públicas de criterios energéticos relativos a la eficiencia, las energías renovables y la conexión a redes inteligentes en todos los contratos públicos de obras, servicios o productos. Como segunda prioridad, a fin de construir un mercado paneuropeo de la energía, determina una

política clara y unas normas comunes para los contadores inteligentes y las redes inteligentes son necesarias bastante antes de 2020 para garantizar la interoperabilidad en toda la red.

- La Comunicación de la comisión al parlamento europeo, COM (2011) 112, sobre la Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050. En el mismo se reconoce la inversión en redes inteligentes como un factor clave para un sistema eléctrico hipocarbónico a fin de facilitar la eficiencia de la demanda, una mayor cuota de renovables, la generación distribuida y permitir la electrificación del transporte.
- La Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, COM (2011) 202, sobre Redes Inteligentes: de la innovación a la implantación que propone:
 - o La elaboración de normas técnicas.
 - o La garantía de protección de datos de los consumidores.
 - o El establecimiento de un marco reglamentario que proporcione incentivos para la implantación de redes inteligentes.
 - o La garantía de un mercado minorista abierto y competitivo en interés de los consumidores.
 - o La prestación de un apoyo continuado a la innovación en el ámbito de la tecnología y los sistemas.

En el comunicado se reconoce la urgente necesidad de adoptar normas europeas para las redes inteligentes. La comisión europea ha creado un grupo especial sobre redes inteligentes para debatir la implementación de redes inteligentes a nivel europeo, "Smart Grids Task force".

• Normativa española

La normativa española tiene la siguiente legislación.

- Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Orden ITC/3860/2007, por la que se revisan las tarifas eléctricas para el año siguiente, en lo concerniente a la Disposición Adicional Primera, Plan de sustitución de contadores.

La normativa vigente obliga a:

- Que los contadores domésticos dispongan de discriminación horaria.
- Que los contadores dispongan de la capacidad de telegestión.

- Acometer un plan de sustitución de todos los equipos ya instalados.
- Implantar un sistema de telegestión.

El plan de sustitución se enfrenta a los siguientes desafíos:

- No se han realizado pruebas piloto antes de establecer la sustitución masiva.
- El sistema de telegestión y telemedida, equipos asociados y protocolos de comunicaciones fueron aprobados por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio en mayo de 2009, por lo que no hay disponibilidad en el mercado de equipos que cumplan con todos los requerimientos.
- Falta de aprobación por parte de las comunidades autónomas de los planes de sustitución.
- Las instalaciones de enlace del cliente deben estar adecuadas a la normativa según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002.

Estos obstáculos, junto con la ausencia de un análisis del coste y el beneficio del Plan de Sustitución, tal y como indica la normativa europea, conlleva a que el éxito del mismo no es obligar a los distribuidores a implantar la última tecnología en medida, sino incentivar que los consumidores aprovechen las nuevas oportunidades que éstos equipos les ofrecen y se mejore en eficiencia energética.

IX. Propuesta de Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión en Producción de Electricidad en Régimen de Autogeneración

Las principales justificaciones a un proyecto de Ley de Autogeneración son las siguientes:

- Dinamizar el mercado eléctrico peruano con la entrada de sistemas renovables de autogeneración eléctrica.
- Diversificar el uso de fuentes de energía en el sector eléctrico, elevando la seguridad, invulnerabilidad e independencia energética del país.
- Reducir la participación de gas natural en la generación anual de energía eléctrica, priorizando su empleo en industrias con valor añadido.
- Evitar la construcción adicional de centrales eléctricas basadas en energías fósiles y el reforzamiento de redes de transmisión y distribución.

- Incentivar el uso eficiente del gas natural en sistemas de cogeneración (procesos de generación de electricidad y calor y/o frío).
- Reducir los costes de consumo de los usuarios finales (residenciales, comerciales, industriales, agrícolas, ganaderos y mineros).
- Minimizar las pérdidas eléctricas en las redes de transmisión y distribución eléctrica, elevando la eficiencia del sistema eléctrico.
- Modernizar las redes de distribución convirtiéndolas en redes de distribución inteligentes, conocidas como Smart Grids.
- Incentivar el consumo eficiente de los usuarios finales.
- Promocionar la construcción de instalaciones renovables en zonas urbanas y rurales.
- Fomentar la creación de empleo en el sector eléctrico.
- Evitar la emisión de gases de efecto invernadero.

III. Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1º.- Objeto. El presente Decreto Legislativo tiene como objeto:

1. Declarar de interés nacional y necesidad pública la promoción de la inversión en la producción de electricidad en régimen de autogeneración por aquellos usuarios y clientes finales (residenciales, comerciales, industriales, agrícolas, ganaderos, mineros) que utilicen sistemas de generación eléctrica basados en el aprovechamiento de Recursos Energéticos Renovables (RER) y/o sistemas de cogeneración cuya fuente primaria principal sea biomasa y/o biogás, que suministren parte o el total del consumo eléctrico propio en el punto de conexión a la red eléctrica.
2. Establecer los requisitos administrativos que regulan el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración en un registro especial así como los derechos y obligaciones de los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración.
3. Regular los criterios técnicos de conexión de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración.
4. Establecer un mecanismo de retribución económica por la venta de energía eléctrica excedente para aquellas instalaciones que deseen acogerse a la producción de electricidad en régimen de autogeneración establecido en el presente Decreto Legislativo.
5. Establecer los incentivos económicos necesarios para el fomento de la inversión privada en instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración.

Artículo 2º.- Ámbito de aplicación

1. Podrán acogerse a lo establecido en el presente Decreto Legislativo aquellas instalaciones que entren en operación comercial a partir de la puesta en vigencia del presente Decreto Legislativo y que sean pertenecientes a usuarios o clientes finales (personas físicas o jurídicas, organizaciones comunitarias, asociaciones de productores y cooperativas que sean propietarios o inquilinos de edificios, edificios de viviendas o viviendas unifamiliares así como de instalaciones comerciales, industriales, agrícolas, ganaderas y mineras) y, previa acreditación en el Ministerio de Energía y Minas, tengan como finalidad la producción de electricidad en régimen de autogeneración mediante sistemas de generación eléctrica basados en el aprovechamiento de RER y/o sistemas de cogeneración cuya fuente primaria principal sea biomasa y/o biogás y que suministren parte o el total del consumo eléctrico propio en el punto de conexión a la red eléctrica.
2. El presente Decreto Legislativo será de aplicación a las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración que se conecten a redes eléctricas con niveles de tensión iguales o inferiores a 66 kV, bien directamente o a través de la red interna de los usuarios o clientes finales.
3. A efectos del presente Decreto Legislativo, se considerarán pertenecientes a una única instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración a aquellas agrupaciones de instalaciones de generación eléctrica de igual tecnología que compartan líneas o infraestructuras de conexión a las redes eléctricas y cuya potencia nominal instalada total se considerará la suma de las potencias nominales unitarias de los sistemas de generación, y en el caso de instalaciones fotovoltaicas, la suma de las potencias nominales de los inversores.
4. A efectos del presente Decreto Legislativo se considerarán infraestructuras compartidas de conexión a los centros de transformación o a las subestaciones transformadoras en los que se realiza la evacuación de energía eléctrica excedente de las instalaciones de producción

en régimen de autogeneración a las redes eléctricas.

5. A efectos del presente Decreto Legislativo se considerarán tecnologías renovables diferentes a las siguientes: eólica, solar, biomasa y biogás, hidroeléctrica, geotérmica, energías del mar, híbridas, cogeneración renovable a partir de biomasa y/o biogás y cogeneración híbrida.
6. A efectos del presente Decreto Legislativo se considerará que varias instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración comparten infraestructuras de conexión, cuando dichas instalaciones se conecten a un mismo centro de transformación o subestación transformadora a través de líneas eléctricas de las que no sea titular la empresa gestora de la red eléctrica.

IV. Procedimiento administrativo simplificado de inscripción de instalaciones eléctricas en régimen de autogeneración

Artículo 3º.- Competencias administrativas

1. El Ministerio de Energía y Minas establecerá el correspondiente procedimiento administrativo simplificado para la inscripción de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración acogidas al presente Decreto Legislativo en un Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración.
2. Los órganos competentes de los Gobiernos Regionales serán los responsables del otorgamiento de autorizaciones administrativas de construcción, puesta en servicio, explotación, modificación sustancial y cierre de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración.
3. Se considera modificación sustancial de una instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración preexistente a las sustituciones de los equipos principales como las calderas, motores, turbinas hidráulicas, turbinas eólicas, inversores, alternadores y transformadores, cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global realizada supera el 50% de la inversión total de la planta, valorada con criterios de sustitución. La modificación sustancial implicará una nueva fecha de puesta en servicio de la instalación.
4. Las anteriores competencias se entienden sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a

cada organismo con relación a las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración.

Artículo 4º.- Autorizaciones

1. La obtención de las autorizaciones administrativas correspondientes a las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración está sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y normas complementarias, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables.
2. Los Gobiernos Regionales, en el ámbito de sus competencias, podrán desarrollar procedimientos simplificados para la autorización de instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración cuando estas tengan una potencia instalada no superior a 10 MW.
3. Los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración obtendrán las autorizaciones de forma abreviada si la potencia instalada no supera 15 kW y siempre que cumpla con los requisitos necesarios de la normativa vigente de instalaciones eléctricas de baja tensión. Si la potencia instalada supera los 15 kW será obligatorio solicitar un punto de conexión trifásico cuyo coste de tramitación, construcción, puesta en marcha, explotación y mantenimiento será responsabilidad del titular de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración.
4. La obtención de la autorización de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración tendrá como un requisito previo indispensable la obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes eléctricas correspondientes.

Artículo 5º.- Permisos de acceso y conexión

1. Los usuarios o clientes finales que deseen acogerse a los beneficios del presente Decreto Legislativo deberán solicitar permiso de acceso y conexión a la empresa gestora de la red eléctrica de la zona y, en su caso, modificación de las características técnicas del punto de conexión.
2. El usuario o cliente final solicitará a la empresa gestora de la red eléctrica a la que desea

conectarse el permiso de acceso y el punto de conexión y las condiciones técnicas asociadas al acceso y conexión. La solicitud del punto de conexión se acompañará de la siguiente información:

- a) Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
 - b) Ubicación exacta de la instalación de producción de electricidad, incluyendo referencia catastral si procede.
 - c) Esquema unifilar de la instalación.
 - d) Propuesta de ubicación del punto de conexión. Se deberán incluir coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida.
 - e) Propuesta de ubicación del punto de medida en concordancia con la normativa actual vigente.
 - f) Justificante de haber depositado el aval correspondiente ante el órgano de la Administración competente.
 - g) Declaración jurada del propietario del inmueble y/o parcela de conformidad a la solicitud del punto de conexión si fuera diferente del solicitante.
 - h) Descripción de la instalación, que incluirá la tecnología a utilizar y la potencia total y potencias nominales unitarias de los sistemas de generación eléctrica, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.
3. En caso de que sea necesaria la presentación de alguna documentación adicional, la empresa gestora de la red eléctrica deberá solicitarla en el plazo de quince días naturales a partir de la recepción de la solicitud, justificando la procedencia de tal petición.
 4. El estudio de determinación del punto de conexión no supondrá en ningún caso un coste económico para el solicitante.

Artículo 6º.- Notificación de las condiciones técnicas del acceso y punto de conexión

1. En el plazo de 1 mes a partir de la recepción de la solicitud, la empresa gestora de la red eléctrica notificará al solicitante su propuesta relativa a las condiciones técnicas de acceso y conexión, incluyendo, al menos, los siguientes términos:
 - a. Aceptación de los puntos de conexión y medida propuestos, incluyendo coordenadas UTM.
 - b. Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
 - c. Potencia de cortocircuito máxima de diseño para el dimensionado de los sistemas de protección y mínima en régimen de funcionamiento normal para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en el punto de conexión.
 - d. En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía eléctrica excedente por parte del solicitante sea diferente del punto de conexión y medida del suministro, informe justificativo de esta circunstancia.
2. La solicitud de acceso y conexión de la instalación de producción de electricidad a la red eléctrica podrá ser denegada atendiendo a criterios de seguridad y continuidad del suministro, debiendo ser debidamente justificados con el correspondiente informe técnico.
3. Si la potencia nominal máxima admisible en el punto de conexión fuese inferior a la potencia total nominal de la instalación, la empresa gestora podrá denegar la solicitud de acceso y conexión debiendo indicar la potencia máxima disponible de conexión sin modificación de la red, debidamente justificada con el correspondiente informe técnico. En el mencionado informe, la empresa gestora deberá determinar los elementos concretos de la red que deberán ser modificados para que la solicitud de acceso y conexión sea aceptada.
4. En caso de que el solicitante desee modificar las características técnicas del punto de conexión notificado, los costes de las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para proceder a la modificación del punto de conexión será responsabilidad del solicitante.
5. En caso de discrepancia relativa a la denegación de la solicitud de acceso y conexión por falta de capacidad, el solicitante podrá dirigir, dentro de los 30 días posteriores a la recepción de la propuesta remitida por la empresa gestora de la red eléctrica, su reclamación al órgano de la Administración competente, que resolverá y notificará en un plazo máximo de dos meses.
6. Si la empresa gestora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere este artículo, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la

empresa gestora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

7. La propuesta efectuada por la empresa gestora de la red eléctrica sobre el punto y condiciones de conexión mantendrá su vigencia durante un plazo de tres meses desde la fecha de notificación al solicitante. Antes de que finalice dicho plazo, el solicitante deberá informar a la empresa gestora de la aceptación del punto y condiciones técnicas propuestas.
8. En caso de disconformidad con las condiciones de conexión propuestas por la empresa distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la propuesta, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de 2 meses a contar desde la fecha de la solicitud.
9. Una vez aceptada la propuesta de la empresa gestora de la red eléctrica, el solicitante dispondrá de un plazo máximo de 15 meses para que la instalación resulte inscrita con carácter definitivo en el Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración. En caso de incumplimiento del plazo anteriormente indicado por parte del solicitante se producirá la cancelación del punto de conexión. La vigencia del punto de conexión y las condiciones técnicas asociadas al mismo se mantendrán hasta la inscripción con carácter definitivo en el Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración o la cancelación de la inscripción en el citado Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración.
10. Los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración que deseen obtener o modificar un nuevo punto de conexión deberán solicitarlo a la empresa gestora de la red eléctrica de la zona. Los costes de las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para obtener y modificar el nuevo punto de conexión será responsabilidad de los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración.

Artículo 7º.- Coste económico de las instalaciones de conexión a las redes eléctricas

1. El coste económico de las nuevas instalaciones necesarias hasta el punto de conexión a la red

eléctrica, el reforzamiento de las líneas de la empresa gestora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión, y, si fuese necesaria, el reforzamiento del transformador afectado de la empresa gestora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.

2. La empresa gestora deberá remitir al solicitante de la instalación de producción de electricidad, junto a la propuesta relativa a las condiciones técnicas de conexión y en documento separado a éste, un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico que contemple las obras adicionales y actuaciones señaladas en el párrafo anterior.

En el caso de que el punto de conexión se encuentre en la red de baja tensión, la empresa gestora dispondrá para la remisión de los mencionados documentos de un plazo de 15 días a contar desde la fecha en que esta empresa gestora tenga constancia de la aceptación por parte del solicitante del punto de conexión propuesto por la empresa gestora de la red eléctrica. Este plazo será de un mes en el caso de que el punto de conexión sea en alta tensión.

3. Las obras adicionales y actuaciones necesarias hasta el punto de conexión con la red eléctrica podrán ser ejecutadas por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa gestora, de acuerdo a las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa gestora de la red eléctrica.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa gestora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto. Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa gestora en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

4. Si la empresa gestora no efectuase la notificación anteriormente mencionada, el solicitante podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa gestora y resolverá y notificará en un plazo máximo de 3 meses.

5. En caso de disconformidad con las condiciones técnicas, pliego de condiciones y el presupuesto económico propuestas por la empresa gestora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de 2 meses a contar desde la fecha de la solicitud.
6. Las nuevas instalaciones necesarias hasta el punto de conexión podrán de ser cedidas a la empresa gestora de la red eléctrica de la zona, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. En caso contrario, el solicitante deberá contratar a una empresa especializada que se encargue de la operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones de conexión y, adicionalmente, de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración.

Artículo 8º.- Conexión comercial a la red y primera verificación

1. Una vez recibidas y aceptadas las condiciones técnicas y económicas de las instalaciones de conexión por parte del solicitante, el solicitante deberá exigir la emisión del correspondiente certificado de características principales de la instalación de conexión a la empresa gestora. En su caso, se procederá a la ejecución de las obras y actuaciones adicionales necesarias, y finalizadas éstas se deberán realizar las correspondientes pruebas de puesta en servicio.
2. Una vez finalizadas las obras y realizadas las correspondientes pruebas de puesta en servicio, el solicitante deberá exigir la emisión certificado de conformidad de pruebas de puesta en servicio de las instalaciones de conexión, debidamente supervisadas por el órgano de la Administración competente.
3. El certificado de características principales de la instalación de conexión y, en su caso, el certificado de conformidad de las pruebas de puesta en servicio serán requisitos necesarios tanto para la solicitud de la inscripción con carácter definitivo en el Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración, adquiriendo la denominación de titular de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración, como para la solicitud de conexión comercial a la red eléctrica de la empresa gestora. La solicitud de conexión comercial se deberá realizar junto con la suscripción del contrato técnico y de compra y venta de energía con la empresa gestora.
4. Efectuada la conexión comercial, la empresa gestora de la red eléctrica podrá realizar en cualquier momento una primera verificación en aquellos elementos que afecten a la fiabilidad, seguridad y continuidad de suministro, por la que percibirá del titular de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración el pago de los derechos establecidos en la normativa vigente.
5. Si como consecuencia de la verificación la empresa gestora de la red eléctrica encontrase alguna incidencia en los equipos de conexión o en la propia instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración, ésta informará, si fuera necesario, al titular de la instalación sobre las mismas, concediéndole un plazo para que proceda a solucionarlas.
6. En caso de disconformidad, el titular de la instalación o la empresa gestora podrán solicitar al órgano de la administración competente las inspecciones precisas y la resolución de la discrepancia. En el caso de que la conexión comercial con la red eléctrica no se haya realizado, el órgano de la administración competente deberá resolver en un plazo máximo de un mes desde que se formule dicha solicitud.
7. A partir de la notificación a la empresa gestora de la solicitud de conexión comercial, cuando no existan condicionantes técnicos o de operación de la red eléctrica, ésta dispondrá de un plazo máximo de un mes para proceder a efectuar la conexión comercial a la red de la empresa gestora.
8. La empresa gestora será responsable y asumirá el coste de la conexión comercial de las instalaciones de producción a la red eléctrica existente, sin perjuicio de dar cumplimiento a la normativa y protocolos de seguridad.
9. La empresa gestora remitirá al órgano de la administración competente, con copia a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, durante el primer mes de cada año una relación de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración conectadas a la red eléctrica que gestiona durante el año anterior, con

expresión para cada una de ellas del titular, emplazamiento y potencia nominal.

Artículo 9º.- Suscripción de contrato de técnico de acceso

1. El titular de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración y la empresa gestora de la red eléctrica a la que se conecte suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la empresa gestora de la red eléctrica, por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.
2. En el mencionado contrato se deberá reflejar, al menos, la siguiente información:
 - a) Puntos de conexión y medida, indicando las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
 - b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía eléctrica consumida, en su caso, de la excedente cedida, especificando potencia y previsiones de producción y consumo y, en su caso, venta de energía eléctrica excedente.
 - c) Causas de rescisión o modificación del contrato.
 - d) Condiciones de funcionamiento, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorber la energía eléctrica excedente.
3. La empresa gestora de la red eléctrica tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzca energía eléctrica excedente en la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración.
4. La firma del mencionado contrato con la empresa gestora de la red eléctrica exigirá la acreditación ante estos de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración, así como el certificado de características principales de la instalación de conexión y, en su caso, el certificado de conformidad de las pruebas de puesta en servicio.
5. La empresa gestora tendrá la obligación de suscribir este contrato en el plazo máximo de un mes a contar desde la fecha de solicitud del titular de la instalación y siempre que ésta cumpla los requisitos establecidos.
6. En el caso de instalaciones acogidas al procedimiento definido en el artículo 10º del

presente Decreto Legislativo, el plazo para suscribir este contrato y enviarlo al titular será de 15 días.

7. Cualquier discrepancia sobre el contrato que se vaya a suscribir será resuelta por el órgano de la administración competente en el plazo máximo de 1 mes desde la solicitud de intervención de una de las partes.

Artículo 10º.- Condiciones particulares para las instalaciones de potencia inferior a 15 kW

1. Las instalaciones de potencia igual o inferior a 15 kW que deseen conectarse en paralelo en un punto de la red eléctrica en baja tensión, directamente o a través de la instalación de una red interior, en el que exista un suministro de potencia contratada igual o superior al de la instalación propuesta, podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro mediante el procedimiento abreviado previsto en el presente artículo.
2. El solicitante de la instalación comunicará a la empresa gestora de la red, mediante la remisión del correspondiente modelo de solicitud, la intención de ejecutar y conectar una instalación de producción de electricidad en paralelo con la red eléctrica de baja tensión, junto con una memoria técnica de diseño, que reflejará si la conexión propuesta es en el mismo punto de dicho suministro o en su red interior. A estos efectos, el solicitante deberá utilizar un modelo de solicitud propuesto para estos fines por la empresa gestora de la red eléctrica. En el caso en el que el solicitante de la conexión sea distinto del titular del contrato de suministro, deberá adicionalmente aportar una declaración jurada de que el titular del contrato de suministro da su conformidad a la solicitud de punto de conexión.
3. La empresa gestora dispondrá de un plazo de 10 días hábiles a contar desde la fecha de dicha solicitud para responder al solicitante confirmando o, en su caso, denegando al interesado mediante informe técnico justificante y remitiendo una propuesta alternativa.
4. El solicitante podrá recurrir al órgano de la administración competente, en el plazo máximo de un mes, si no estuviera conforme con la propuesta remitida, así como en el caso de falta de respuesta en plazo, para que éste resuelva en el plazo de 1 mes desde la fecha en que la solicitud de la resolución de la

discrepancia haya tenido entrada en el registro del órgano competente para su tramitación.

5. Una vez ejecutada la instalación de producción de electricidad, el titular remitirá a la empresa gestora de la red a través de los medios electrónicos dispuestos por ésta, una solicitud de conexión de la instalación anteriormente mencionada, acompañada del contrato técnico de acceso según modelo establecido por la empresa gestora de la red eléctrica debidamente cumplimentado y firmado, y del certificado de instalación debidamente diligenciado por el órgano de la administración competente.
6. La empresa gestora dispondrá de un plazo de 10 días hábiles para formalizar el contrato técnico de acceso, verificar la instalación y realizar la puesta en servicio. Si como resultado de la verificación, la empresa gestora detectara deficiencias, lo comunicará al titular de la instalación que deberá subsanar las deficiencias señaladas antes de solicitar nuevamente la conexión.
7. La empresa gestora podrá, si lo considera oportuno, estar presente durante la puesta en servicio de instalación. A estos efectos el titular de la instalación deberá comunicar la fecha y hora en la que se va a realizar con una antelación mínima de 5 días.

V. Derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración

Artículo 11º.- Derechos de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración

1. Los titulares de instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración tendrán los siguientes derechos:
 - a) Conectar en paralelo la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración en el correspondiente punto de conexión a las redes eléctricas.
 - b) Transferir al SEIN a través de las redes eléctricas correspondientes la producción neta de energía eléctrica excedente.
 - c) Percibir por la venta de la energía eléctrica excedente, la retribución prevista en el régimen económico de este Decreto Legislativo. El derecho a la percepción de la retribución establecida, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación de producción de electricidad en régimen de

autogeneración en el Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración.

- d) Prioridad en el acceso y conexión a las redes eléctricas correspondientes.

Artículo 12º.- Obligaciones de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración

1. Los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración tendrán que cumplir que las siguientes obligaciones:
 - a) Entregar y recibir la energía eléctrica en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento de las redes eléctricas a las cuales se conectan.
 - b) Mantener la instalación en perfectas condiciones de funcionamiento, así como de los aparatos de protección y conexión.
 - c) Estar inscritas en el Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración.
 - d) Todas las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración con una potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de centralizado, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la seguridad y continuidad de suministro del SEIN. La obligación de adscripción a un centro de control de centralizado será condición necesaria para la percepción de la retribución prevista en el régimen económico de este Decreto Legislativo. Los costes de instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con los centros de control centralizados serán responsabilidad de los titulares de las instalaciones de producción en régimen de autogeneración adscritos a los mismos. La comunicación de los mencionados centros control centralizados con el operador del sistema se realizará de acuerdo a los protocolos y estándares utilizados por el operador del sistema. Las condiciones de funcionamiento de los centros de control centralizados se establecerán en los correspondientes procedimientos de operación.
 - e) Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el Anexo A del Procedimiento Técnico 21 del COES "Requerimientos Técnicos de Conexión de las Instalaciones Eólicas al

SEIN". La verificación del cumplimiento de las condiciones técnicas establecidas en el procedimiento antes mencionado comportamiento exigirá la elaboración del correspondiente procedimiento.

Artículo 13º.- Verificaciones e inspecciones

1. Las empresas gestoras de la red podrán proponer a la Administración competente, para su aprobación, programas de verificaciones de los elementos de instalaciones que puedan afectar a la operación, seguridad y continuidad del suministro, para ser realizados por ellas mismas, sin perjuicio de otros programas de verificaciones que puedan establecerse por las Administraciones. En el caso en el que una instalación no superase una verificación, los costes de la verificación y de la subsanación de las deficiencias serán a cargo del titular de la misma. Las verificaciones contempladas en el párrafo anterior se realizarán bajo cargo y responsabilidad de las empresas gestoras.
2. En el caso de que se haya producido una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación, la empresa gestora, previa justificación al titular de la instalación, podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización previa de la autoridad competente. A estos efectos se entenderá por perturbación importante aquella que afecte a la red de distribución haciendo que el suministro a los usuarios no alcance los umbrales de calidad establecidos para este caso por la normativa vigente.
3. En el caso de que una instalación perturbe el funcionamiento de la red eléctrica a la cual se conecta, incumpliendo los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa gestora lo comunicará al órgano de la administración competente y al titular de la instalación, al objeto de que por éste se proceda a subsanar las deficiencias en el plazo máximo de 72 horas.
4. Si transcurrido dicho plazo persisten las incidencias, la empresa gestora podrá proceder a la desconexión de la instalación, dando cuenta de forma inmediata al órgano de la administración competente. En este supuesto, una vez eliminadas las causas que provocan las perturbaciones, para proceder a la conexión de la instalación a la red, el titular de la instalación deberá presentar a la empresa gestora de la red eléctrica y al órgano de la administración competente la justificación con el correspondiente informe técnico firmado por un técnico competente o un instalador autorizado, según proceda, en la que, en su caso, se describirá la revisión efectuada. La reconexión se producirá en el plazo máximo de 2 días hábiles desde la anterior notificación siempre que la empresa gestora esté de acuerdo con la justificación dada y la revisión efectuada por el titular.
5. En caso de falta de acuerdo entre el titular de la instalación y la empresa gestora respecto a la existencia y la causa de las perturbaciones, podrá someterse el conflicto por una de las partes al órgano de la administración competente para que por ésta se resuelva en el plazo de un mes.
6. En el caso excepcional en el que se evidencie que la instalación supone un riesgo inminente para las personas, o cause daños o impida el funcionamiento de equipos de terceros, la empresa gestora podrá desconectar inmediatamente la instalación, debiendo comunicar y justificar detalladamente dicha actuación excepcional al órgano de la administración competente y al titular, en un plazo máximo de 24 horas.
7. El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN, deberá realizar inspecciones técnicas periódicas y aleatorias a lo largo del año en curso en las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración. El número total de inspecciones a realizar anualmente deberá ser como mínimo igual al 10% del total de instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración existente, y que representen al menos el 10% de la potencia instalada.
8. Las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración, deberán ser revisadas, al menos cada tres años, por técnicos titulados, libremente designados por el titular de la instalación. Los profesionales que las revisen estarán obligados a elaborar un informe técnico en el que se consigne y certifique expresamente los datos de los reconocimientos. En ellos, además, se especificará el cumplimiento de las condiciones reglamentarias o, alternativamente, la propuesta de las medidas correctoras necesarias. Los citados informes se mantendrán

en poder del titular de las instalaciones, quien deberá enviar copia a la Administración competente.

VI. Criterios técnicos de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración

Artículo 14º.- Criterios técnicos de carácter general

1. Los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración que tengan conectados en paralelo sus sistemas de generación eléctrica a la red eléctrica lo harán en un solo punto de conexión, salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y autorizadas.
2. El funcionamiento de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
3. Los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración serán responsables de disponer de sistemas de protección y desconexión en el punto de conexión con la red eléctrica y si, por causas de fuerza mayor u otras debidamente justificadas o establecidas en los procedimientos de operación, la empresa gestora de la red eléctrica o el operador del sistema lo solicita, proceder a la desconexión de la instalación. Las condiciones del servicio normal deberán, sin embargo, ser restablecidas lo más rápidamente posible.
4. En el caso de que la línea de evacuación al punto de conexión se quede desconectada de la red eléctrica, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa gestora o por haber actuado alguna protección de esta línea, las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración no deberán mantener tensión en la mencionada línea de evacuación.
5. En la línea de evacuación que conecta la instalación de producción de electricidad en

régimen de autogeneración hasta el punto de conexión no podrá intercalarse ningún elemento de generación eléctrica distinto al de la instalación autorizada, ni de sistema alguno de acumulación o de consumo.

6. Las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración tendrán prioridad para la evacuación de la energía eléctrica excedente producida a la red eléctrica.
7. La empresa gestora de la red eléctrica a la que se conectan las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración deberá adoptar las medidas técnicas necesarias para transmitir, acumular y gestionar el excedente de energía eléctrica que cedan las instalaciones de autogeneración, garantizando el correcto funcionamiento y continuidad de suministro eléctrico a los usuarios finales o grupos de usuarios.

Artículo 15º.- Criterios técnicos de carácter específico

1. Las configuraciones de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en la red eléctrica, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla y el suministro del consumo propio, así como asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.
2. Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 15 kW, la conexión de la instalación a la red eléctrica será trifásica.
3. La contribución de los generadores de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración al incremento o la caída de tensión en la línea de alimentación de Baja Tensión (BT) o Alta Tensión (AT), entre el centro de transformación o la subestación transformadora donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable de funcionamiento para la red, no debe ser superior al 1% de la tensión nominal de la red de BT o AT, según corresponda.
4. El factor de potencia de la energía suministrada a la red eléctrica de la empresa gestora debe ser lo más próximo posible a la unidad, y en todo caso deberá tener capacidad de garantizar

un factor de potencia superior a 0,9 cuando la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración opere a potencias superiores al 10% de su potencia nominal.

Artículo 16°.- Criterios técnicos específicos para la conexión en redes eléctricas interiores

1. La conexión se realizará, en el punto de la red interior de su titularidad más cercano a la caja general de protección, de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico. En el caso de que el punto de conexión a la red de distribución sea en alta tensión y exista un centro de transformación propiedad del consumidor, la conexión de la instalación de producción se realizará en el cuadro de salida de baja tensión del transformador.
2. El titular de la red interior habrá de ser el mismo para todos los equipos de consumo e instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración que tuviera conectados en su red. En este caso, deberá de figurar una anotación al margen en la inscripción definitiva de la instalación de producción, tanto en el registro de régimen especial autonómico como en el Registro administrativo de régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.
3. Las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración conectadas a una red interior no podrán superar la potencia nominal máxima admisible en el punto de conexión del suministro.

Artículo 17°.- Sistemas de protección y puesta a tierra

1. El sistema de protección deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 5° del presente Decreto Legislativo.
2. La puesta a tierra de las instalaciones de producción de electricidad y de las infraestructuras de conexión se ejecutará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa gestora de la red eléctrica, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red eléctrica a la cual se conecta.

3. El titular de la instalación deberá garantizar la existencia de una separación galvánica entre la red eléctrica y los sistemas de producción de electricidad, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación aplicable.

4. Las masas de la instalación de producción de electricidad estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa gestora de la red eléctrica, así como de las masas del resto del suministro.
5. Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose en la documentación mencionada en el artículo 5° del presente Decreto Legislativo los certificados que así lo acrediten.

VII. Mecanismos de retribución económica

Artículo 18°.- Modalidad de balance neto anual

1. La venta de energía eléctrica excedente de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración se realizará bajo la modalidad de balance neto anual.
2. Las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración adheridas a la modalidad de pago por balance neto anual deberán ceder la energía eléctrica instantánea no consumida a la empresa gestora de la red eléctrica. La energía eléctrica no consumida cedida no estará sometida al pago de ningún tipo de peaje a favor de la empresa gestora de la red eléctrica.
3. Los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración que deseen acogerse a los beneficios de la presente propuesta de Decreto Legislativo deberán firmar un contrato comercial de compra/venta de energía con la empresa gestora en las que se estipulen los precios de compra y venta de energía eléctrica por las partes contratantes según modelo de contrato propuesto por la empresa gestora.
4. La compra de energía eléctrica por parte del titular de la instalación podrá acogerse a las tarifas eléctricas existentes o pactarse libremente entre las partes contratantes.
5. La energía eléctrica instantánea no consumida cedida por la instalación de producción de

- electricidad en régimen de autogeneración se convierte en créditos de consumo eléctrico diferido en kWh, que se acumulan para el cálculo de la facturación por un periodo de vigencia de 12 meses desde la fecha de generación del crédito.
6. La generación de créditos de consumo eléctrico diferido implicará su empleo en la compensación del consumo de energía eléctrica del titular de la instalación y deberá reflejarse en la factura eléctrica del mes subsiguiente de la medición.
 7. En cada factura mensual emitida por la empresa gestora se registrará de forma detallada la energía consumida y producida por la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración, así como la información detallada asociada a la compensación de los créditos de consumo eléctrico diferido.
 8. La fecha inicial de generación del crédito de consumo eléctrico diferido en cada periodo de vigencia, será aquella en que se produzca de manera efectiva la cesión de energía eléctrica no consumida por la instalación y deberá contar con registro válido en el equipo de medición de energía eléctrica.
 9. Si al final del periodo de vigencia de vigencia de 12 meses, el número de créditos de consumo eléctrico diferido es positivo, la empresa gestora deberá pagar un precio equivalente al precio medio anual del kWh resultante en el mercado libre o según el mecanismo de pago determinado libremente entre las partes contratantes.
 10. En caso de desacuerdo en el mecanismo de retribución económica por el pago de los créditos de consumo eléctricos diferidos entre las partes contratantes, el usuario final o grupo de usuarios podrá exigir una retribución económica por crédito equivalente al precio medio anual del kWh resultante en el mercado libre.
 11. La empresa gestora deberá entregar cada año un certificado al titular de la instalación que refleje el valor del balance neto anual obtenido.
- Artículo 19º.- Estimación de reparto de gastos y costes de la conexión a las redes eléctricas de instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración**
1. En el plazo máximo de 1 año desde la entrada en vigor del presente Decreto Legislativo, las empresas gestoras de las redes eléctricas, presentarán al Ministerio de Energía y Minas una propuesta de los mecanismos tipo para el reparto de gastos y costes a aplicar a las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración como consecuencia de la ejecución de infraestructuras de conexión, refuerzo o modificación de la red eléctrica requeridos para asignarles capacidad de acceso a la red.
 2. Los anteriormente mencionados mecanismos deberán ser objetivos, transparentes y no discriminatorios y tendrán en cuenta todos los costes y beneficios derivados de la conexión de mencionadas instalaciones de producción de electricidad a la red, aportados al operador del sistema y a los propietarios/gestores de la red de transporte y distribución, a las instalaciones de producción de electricidad que se conectan inicialmente y a las posteriores que pudieran hacerlo.
 3. Los mecanismos tipo de reparto gastos y costes, podrán contemplar distintos tipos de conexión y consideraran todas las repercusiones derivadas de la potencia y energía aportadas por la nuevas instalaciones de producción de electricidad y los costes y beneficios de las diversas tecnologías de fuentes de energía renovable.
 4. Los mecanismos tipo deberán atender, al menos, a los siguientes conceptos:
 - a) Nivel de tensión y frecuencia.
 - b) Configuración de la red.
 - c) Potencia máxima a entregar y demandar.
 - d) Distribución del consumo.
 - e) Capacidad actual de la red eléctrica
 - f) Influencia en el régimen de pérdidas en la red eléctrica.
 - g) Regulación de tensión.
 - h) Regulación de potencia / frecuencia.
 - i) Resolución de restricciones técnicas.
 - j) Distribución temporal del uso de la red por los diversos agentes.
 - k) Repercusión en la operación y gestión de la red eléctrica.
 - l) Calidad de suministro.
 - m) Calidad de producto.
 - n) Seguridad y fiabilidad.
 - o) Costes y beneficios de la tecnología de generación renovable utilizada.

VIII. Procedimiento de medida y facturación

Artículo 20°. -Medida y facturación

1. Los puntos de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en la reglamentación vigente, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía eléctrica consumida, producida y no consumida cedida.
2. Será requisito necesario para la facturación de la modalidad económica asociada a la condición de instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración, la existencia de un punto de medida de generación propio e independiente.
3. Con carácter general, para las instalaciones de producción de electricidad conectadas a una red interior, los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.
4. La clase de precisión de los puntos de medida de generación y consumo será conforme a lo establecido en la normativa de aplicación, garantizando el suministro de los datos requeridos para la facturación de las tarifas o peajes que correspondan.
5. La instalación de todos los equipos de medida se efectuará de forma que el encargado de la lectura disponga permanentemente de libre acceso a los mismos, debiendo garantizarse la veracidad e integridad de la medida.
6. La empresa gestora tendrá un plazo de 3 meses para adecuar los equipos de medida a requerimiento del titular de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración.
7. El coste adicional de la adecuación de los aparatos de medida deberá ser repercutido al titular de la instalación de producción de

electricidad en régimen de autogeneración en el contrato de compra/venta de energía eléctrica anteriormente mencionado.

8. La manipulación de los equipos de medición será penalizada con la imposición de una multa de 100 a 1000 veces el coste de las facturas adulteradas al titular de la instalación de producción de electricidad en régimen de autogeneración e implicará el inicio del procedimiento administrativo de retirada de la autorización la cancelación de la inscripción en el Registro Especial de Instalaciones de Autogeneración.

IX. Mecanismos de fomento de la inversión en instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración

Artículo 21°. - Incentivos económicos

El fomento de los sistemas de autogeneración exige una serie de incentivos fiscales que permitan acelerar la inversión privada en el sector renovable:

- a) La introducción de una deducción fiscal del 40% a las inversiones realizadas en el año aprobación de la presente Ley, decreciente en función del ejercicio en que se haya ejecutado, a distribuir linealmente, en un plazo de 5 años, en la cuota del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas o en la del Impuesto de Sociedades, según corresponda. La deducción fiscal planteada sería decreciente en años sucesivos, debiendo desaparecer completamente en 2018, lo que incentivaría al usuario final o grupo de usuarios a no posponer la inversión a años posteriores.
- b) La energía eléctrica excedente reflejada en el certificado de balance neto anual no se debe considerarse operación gravada por el Impuesto General de Venta (IGV).
- c) Los ingresos y las compensaciones que perciban los titulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen de autogeneración por concepto de excedentes, no serán constitutivos de renta.