

Introducción. Gestión económica de los sistemas de energía eléctrica.

Julio Usaola
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Carlos III de Madrid
e-mail: jusaola@ing.uc3m.es

Última revisión: 8 de octubre de 2020

Índice

Objetivos del tema	2
1. Introducción. El sistema eléctrico.	2
2. El consumo de energía eléctrica.	3
3. Generación de energía eléctrica.	4
3.1. Costes de la generación	5
3.2. Centrales térmicas.	6
3.3. Centrales hidráulicas.	8
3.4. Energías renovables.	8
4. Las redes de transporte y distribución.	9
5. Optimización de costes del sistema eléctrico.	9
6. Modelos de gestión económica del sistema eléctrico.	10
7. Situación actual y tendencia futura de los sistemas y mercados eléctricos.	12
8. Temas y organización de la asignatura.	13



Objetivos del tema

En este tema se presentan los aspectos generales de la gestión económica de los sistemas de energía eléctrica y en particular los sistemas liberalizados en los que la electricidad se negocia en mercados. La energía eléctrica es un producto que por sus características peculiares requiere que estos mercados estén muy regulados, es decir, que haya más reglas y legislación que en otros sectores energéticos, como el gas o el petróleo. Por esta razón, hay que caracterizarlo con precisión para comprender la necesidad y naturaleza de esta regulación.

Los objetivos de este capítulo son los siguientes:

- Comprender los aspectos básicos de la gestión económica de los sistemas eléctricos y las razones de la necesidad de regular el sector.
- Caracterizar la demanda eléctrica y los tipos de generación eléctrica.
- Definir los costes de producción de energía eléctrica.
- Conocer las líneas generales de los modelos de gestión económica de los sistemas eléctricos.

1. Introducción. El sistema eléctrico.

El sistema eléctrico se ha considerado como la más grande y compleja creación industrial del siglo XX. Las numerosas aplicaciones de la electricidad, la facilidad de su transmisión y la ausencia de contaminación en el lugar de su uso han extendido su utilización de forma universal, de manera que el acceso a la electricidad se considera como una condición básica de una sociedad desarrollada. La energía eléctrica no es un recurso natural, sino un vector energético que tiene que producirse a partir de otros tipos de recursos, y que se tiene que convertir en energía directamente utilizable por el ser humano.

La energía eléctrica no es una mercancía o producto básico cualquiera, sino que presenta características peculiares que convierten al sector eléctrico en algo especial. Una limitación de la energía eléctrica es que no puede ser almacenada de forma eficiente, de manera que la producción tiene que coincidir con el consumo en todo momento. Esta condición, que se repetirá en muchas ocasiones a lo largo del curso, determina la configuración del sistema eléctrico, pues hace falta una red de transmisión que lleve la energía eléctrica desde los centros de producción a los centros de consumo de forma instantánea. Esta transmisión se debe realizar siguiendo leyes físicas (las leyes de Kirchhoff), y esto significa que no se puede elegir el origen y el destino de la energía eléctrica. Con el fin de aumentar el intercambio, estas redes pueden ser muy extensas y tener una configuración mallada, de forma que abarquen grandes áreas geográficas, que se pueden extender a un continente. Además, una red extensa y mallada es mucho más segura y robusta, pues un fallo en una zona puede ser cubierto por recursos de otra. Tanto es así, que la interconexión entre sistemas eléctricos se empezó a realizar por razones de seguridad, y solo cuando estas interconexiones son suficientemente sólidas se emplean para intercambios comerciales significativos.

Los sistemas eléctricos son sistemas físicos complejos, con inercia, elasticidad y características dinámicas que requieren de un sistema de control muy sofisticado. La gran dimensión que adquieren cuando están interconectados y abarcan todo un continente, aumenta aún más su complejidad y requiere un control centralizado, o al menos fuertemente coordinado de todas las zonas que componen el sistema. Hay que tener en cuenta que la situación de este sistema está cambiando constantemente, por la evolución en el tiempo del consumo de electricidad que se corresponde con la actividad humana, y que se producen numerosos sucesos y accidentes imprevistos, ante los que el sistema de control debe responder manteniéndose la continuidad de suministro y las condiciones de seguridad. Incluso con esta complejidad y tamaño, los sistemas eléctricos son muy fiables. En una economía desarrollada, un fallo generalizado puede ocurrir una vez en decenios, y el suministro en la mayor parte de los puntos tiene una gran continuidad, incluso en lugares remotos. La infraestructura que se ha creado con este fin a lo largo de décadas ha representado una enorme inversión en capital: plantas de producción, líneas de transmisión y comunicaciones, centros de control y medios y técnicas de cálculo. Todo esto en conjunto constituye una de las grandes realizaciones del ingenio humano.

A estos sistemas de control en tiempo real se añade un sistema de gestión económica que determina las inversiones que tienen que hacerse en el sistema para reemplazar las instalaciones obsoletas y atender

los consumos futuros, y la gestión de los sistemas actuales con el fin de conseguir que el suministro de electricidad se realice con un coste mínimo. Esto es tanto más importante cuanto que la electricidad se considera un bien básico, y el acceso a ella un derecho.

Pero el tamaño de este sistema, la gran dimensión de las inversiones necesarias, la larga vida económica de estas y la importancia de la continuidad de suministro y su difícil sustitución, especialmente a corto plazo, hacen que la gestión económica tenga que estar fuertemente regulada. Incluso en los países en que se ha producido la liberalización del sector eléctrico, las actividades de la red, como el transporte y distribución, se consideran monopolios naturales, y las restantes actividades tienen que seguir unas complejas reglas que tratan de evitar que se produzcan ineficiencias, ejercicio de poder de mercado y fallos de abastecimiento por estímulos inadecuados.

La concepción de las ideas básicas del funcionamiento del sistema eléctrico es muy antigua, y los sistemas de principios del siglo XX funcionaban de una manera similar a los actuales, solo que con una dimensión menor. Los cambios han sido acumulativos: expansión de la red eléctrica y aumento de las interconexiones entre sistemas, incorporación de nuevas tecnologías de generación y gestión de la red, nuevos y más efectivos métodos de análisis y cálculo, introducción de nuevas técnicas y medios de control y liberalización de determinadas actividades en el sector. Sin embargo, en los años futuros se van a intensificar estos cambios y se van a hacer más profundos y radicales: las formas de producción de electricidad estarán basadas en energías renovables intermitentes, a menudo dispersas, lo que implica modificaciones que en los sistemas de gestión de la red eléctrica. Además, se extenderán las aplicaciones de la electricidad a otros sectores industriales en los que la electrificación es escasa, como el transporte o la climatización. Todo ello requiere de cambios profundos también en la regulación del sector, de manera que todos estos cambios se puedan realizar de una manera eficaz, al menor coste posible y que sean beneficiosos para el mayor número de consumidores.

2. El consumo de energía eléctrica.

La demanda eléctrica agrega un conjunto de consumidores de muy distinto tamaño y con diferentes patrones de utilización de la energía eléctrica. El perfil horario de su consumo varía según la actividad, industrial, comercial o residencial. Alrededor de un 30% de la energía eléctrica es utilizada por pequeños consumidores domésticos y el resto corresponde a comercios y pequeña y gran industria.

El que la electricidad sea un bien básico y difícilmente sustituible a largo plazo, hace que su demanda es poco sensible al precio a corto plazo y se considera a menudo como una variable (aleatoria) independiente. Aunque el uso de la electricidad depende de las decisiones de los consumidores individuales, tiene un comportamiento agregado bastante regular y previsible. La demanda eléctrica tiene ciclos diarios, semanales y anuales. En la Figura 1 se muestra la evolución de la demanda correspondiente a un día, una semana y un año en el sistema eléctrico español peninsular.

Como se puede observar en la figura, la demanda diaria varía entre un valor mínimo durante las horas de la madrugada, sube muy rápidamente durante las primeras horas de la mañana hasta llegar a un máximo, decrece después y aumenta de nuevo hasta llegar a un nuevo máximo del que vuelve a descender. Durante la semana, el consumo es superior durante los días laborables que durante los fines de semana. Durante los días festivos y fines de semana la forma del consumo es diferente y el máximo de la tarde es mucho mayor que el máximo de la mañana. En la curva anual se puede observar que durante el invierno (valores iniciales y finales representados) el consumo es más alto. En la primavera y el otoño el consumo es menor, y durante el verano el consumo aumenta, excepto en el mes de agosto, en que disminuye a valores mínimos anuales. Este patrón de comportamiento se corresponde con las características de cada sociedad, sus contumbres y su clima.

La evolución de la demanda se tiene en cuenta a la hora de asignar la generación, e influye sobre las decisiones relativas a inversiones de generación. En estos casos, debe preverse la demanda futura con el horizonte temporal necesario para la actividad que se quiere realizar. La previsión de la demanda con uno o varios días de antelación se realiza habitualmente en los sistemas eléctricos y la precisión de una previsión agregada es muy grande.

El nivel de consumo de energía eléctrica de un sistema tiene tres componentes principales: la actividad económica, la laboralidad y la temperatura. La componente principal es la actividad económica. El consumo eléctrico aumenta con la actividad económica de un país, aunque los objetivos actuales de

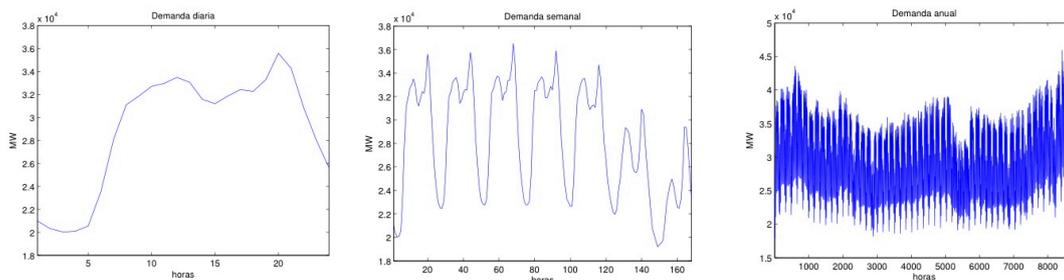


Figura 1: Evolución típica de la demanda en distintos horizontes temporales.

aumento de la eficiencia energética pretenden desvincular el consumo eléctrico y energético del crecimiento económico, con el fin de promover la sostenibilidad de nuestra forma de vida. En lo que respecta a la temperatura, el consumo de electricidad aumenta en los momentos de temperaturas más bajas (invierno) y más altas (verano), debido al empleo de la electricidad en la climatización de edificios. Esta componente varía de año en año en función de la meteorología anual. En cuanto a la laboralidad, esta refleja el número de días festivos del año. Varía de año en año y tiene una incidencia menor.

A partir de la demanda de un año se define la curva carga-duración, o monótona de carga, como la representación gráfica del número de horas en el que la energía demandada ha estado por encima de un valor dado. Un ejemplo de esta curva se da en la Figura 2, en la que el eje horizontal está representado en magnitudes unitarias sobre el número anual de horas (8760 en años no bisiestos).

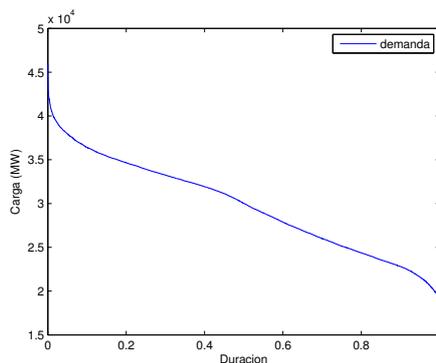


Figura 2: Curva carga-duración.

En la planificación tradicional de los sistemas eléctricos se considera que la energía demandada era un dato que se podía prever con más o menos precisión a corto, medio o largo plazo, aunque se podía incidir sobre ella mediante las tarifas eléctricas. Sin embargo, la demanda se está haciendo cada vez más gestionable, y se prevé que en el futuro tenga un papel mayor en la gestión del sistema eléctrico, lo que modificará la planificación del mismo. Además, los perfiles del consumo neto de energía eléctrica se verán afectados por la extensión del autoconsumo y de las instalaciones de almacenamiento y del vehículo eléctrico. Esto complicará aún más la previsión de la demanda, que tendrá que tener en cuenta estos factores.

3. Generación de energía eléctrica.

Existen muchas formas posibles de producir electricidad. En la mayor parte de los casos se realiza mediante una máquina eléctrica a la que hace girar una turbina. Esta turbina puede ser accionada por

agua, viento, gas o vapor de agua. La energía fotovoltaica, en cambio, produce electricidad sin necesidad de máquinas eléctricas ni partes giratorias.

Las centrales productoras de electricidad se suelen dividir entre centrales térmicas, hidráulicas y plantas que utilizan recursos renovables (excluyendo estas la energía hidráulica). Cada una de estas tiene unas características diferentes. La mayor parte de la generación eléctrica en el mundo se realiza mediante centrales térmicas, y los mercados de electricidad han sido diseñados teniendo en cuenta principalmente este tipo de centrales. Sin embargo, son las energías renovables las que predominan en la nueva generación que se está instalando globalmente.

3.1. Costes de la generación

En la gestión del sistema eléctrico se tienen que considerar los costes de los distintos elementos que constituyen el sistema eléctrico. Los costes de las instalaciones de generación incluyen costes de capital, costes de trabajo y costes de los recursos naturales utilizados. Se pueden dividir en costes de inversión, costes de combustible y costes de operación y mantenimiento, que se pueden agrupar en costes fijos y costes variables, en función de si dependen o no de la producción de la planta. En este apartado se presenta una visión general y simplificada, que se completará en el capítulo correspondiente a planificación de generación.

Costes fijos. Los costes fijos incluyen:

- Costes de inversión, que son los costes necesarios para construir la planta. Incluyen los costes de financiación de la planta, también durante el periodo de construcción, que en algunos casos puede extenderse varios años.
- Costes fijos de operación y mantenimiento fijos. Estos incluyen el personal de la central y los contratos de mantenimiento.
- Costes de desmantelamiento de la central al final de su vida.

Cuando se determina la rentabilidad de un proyecto se trabaja con estimaciones de estos costes, pero a largo plazo pueden cambiar, pues pueden variar los costes de personal o de mantenimiento o renegociarse el tipo de interés del crédito con el que se financió inicialmente la central.

Los costes de inversión de una central se pueden definir de distintas formas:

- Como costes de inversión (*overnight costs* en inglés) en R/kW instalado ¹. Estos costes indican en este capítulo lo que tendría que haberse pagado de una sola vez, sin considerar la financiación necesaria durante la construcción de la planta.
- Como costes anualizados, en EUR/kW/año que dependen de la tasa de descuento y la vida de la planta: es lo que hay que devolver cada año para recuperar el coste de construcción de la planta (véase la fórmula más adelante)
- Como costes anualizados por hora: son los costes anualizados, pero divididos por 8,76 para que las unidades sean EUR/MWh: es lo que hay que devolver cada hora para amortizar el coste de construcción de la planta

Los costes de inversión se deben recuperar a lo largo de la vida útil de la planta, con lo que cada año se tendrá que recuperar una cantidad que depende de la **tasa de descuento** r con que se haya financiado la construcción de la planta. Esta tasa es la suma de la inflación, del tipo de interés sin riesgo (el interés que se obtendría de invertir sin riesgo, por ejemplo en deuda pública) y la **prima de riesgo**, que es un suplemento por el riesgo incurrido en la inversión. Si en vez de calcular la cantidad a recuperar por año se calcula por hora y las unidades de potencia se pasan a MW, se calculan los costes fijos como en la ecuación (1):

¹ R denota una unidad monetaria cualquiera, como EUR, USD o GBP

$$CFI = \frac{1}{8,76} \cdot \frac{r \cdot CI}{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n} \quad (\text{R/MWh}) \quad (1)$$

En esta fórmula CI es el coste de inversión de la central en R/kW y n es la vida de la planta en años. Los costes fijos equivalen a la inversión realizada, anualizada para los años de vida de la central. Como se puede observar, los costes fijos en esta formulación se expresan en (R/MWh), por lo que se utiliza el factor de conversión 8,76, que permite pasar de (R/kW-año) a (R/MWh), lo que será práctico más adelante.

Costes variables. Los costes variables de una central se expresan en R/MWh e incluyen:

- Costes del combustible que utilice la planta.
- Costes variables de operación y mantenimiento (desgaste del material).
- Costes del carbono (CO_2), que dependen del sistema que en el país se adopte para valorar este tipo de emisiones.

3.2. Centrales térmicas.

Una central térmica consta de una caldera que genera vapor, que acciona una turbina, que a su vez hace girar el alternador acoplado a su eje. La energía eléctrica producida se inyecta a la red y se emplea en los servicios auxiliares de la central, que representan típicamente entre el 2 y el 6% de la potencia producida. Las centrales térmicas producen la mayor parte de la electricidad en el mundo y pueden ser de varios tipos, según el combustible o recurso que usan: centrales nucleares, centrales de carbón, centrales de gas y otras centrales como grupos diésel o centrales de petróleo (fuel).

Las centrales nucleares, térmicas de carbón y de gas (ciclo combinado) utilizan un ciclo termodinámico de agua-vapor. Producen vapor a alta presión y temperatura, que se expande en una turbina que acciona un generador eléctrico. A la salida de la turbina el vapor se condensa para comenzar de nuevo el ciclo. En las centrales nucleares el vapor se produce mediante el calor de una reacción nuclear, en tanto que en las centrales de carbón, gas y fuel, el calentamiento se realiza a través de un proceso de combustión del combustible fósil utilizado. Las centrales de gas pueden ser de ciclo combinado o de ciclo abierto. Las centrales de gas de ciclo abierto utilizan los gases de combustión de gas para hacer girar una turbina de gas que acciona el generador eléctrico. En las centrales de ciclo combinado hay además una turbina de vapor en la que este se produce mediante el calor de los gases de combustión del gas natural a la salida de la turbina de gas. En las centrales de fuel, es este combustible el que se utiliza para producir vapor. También hay ciclos combinados que utilizan fuel, pero son menos frecuentes. Las plantas diésel utilizan un motor diésel para hacer girar el generador. En ellas no hay ciclo agua-vapor.

La relación entre la energía consumida por unidad de tiempo (H , en MW) de una central y la electricidad que se produce (P , en MW) es la **curva entrada-salida** de la central, que también puede dar el coste horario de funcionamiento de la central (f , en R/h) sin más que tener en cuenta el precio del combustible de entrada.

La Figura 3 muestra la curva de entrada-salida típica de una central térmica. La entrada a la central que se muestra en la ordenada puede ser la cantidad de energía requerida para generar una potencia dada, o bien el coste de esa energía. La salida, en abscisas, es normalmente la energía eléctrica neta producida por la central. En esta Figura se muestra esta característica como una curva continua y convexa. Se suele aproximar esta curva mediante una función polinómica de segundo o tercer grado.

Los sistemas turbina-generador tienen varias restricciones técnicas en su funcionamiento. Tienen un mínimo de potencia por debajo del que no puede funcionar. Este límite de carga mínima se debe a la necesidad de mantener la estabilidad de la combustión del combustible y por restricciones inherentes al generador de vapor. Por ejemplo, la mayor parte de las centrales no pueden trabajar por debajo del 30% de su capacidad ya que se necesita un flujo mínimo para refrigerar las tuberías en la caldera del generador de vapor. Las turbinas no tienen capacidad de sobrecarga, por lo que la potencia que puede suministrar no puede exceder el 5% de la capacidad a plena carga.

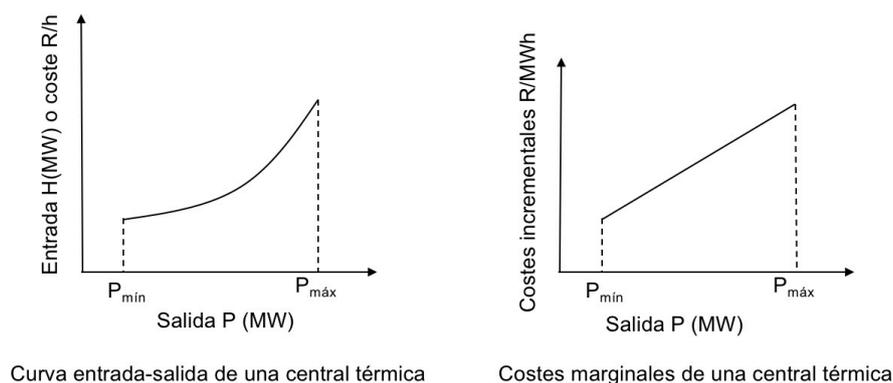


Figura 3: Consumos y costes horarios y marginales de una central térmica.

Otra curva característica de las centrales y grupos es la curva de **consumo específico incremental**, también denominado **marginal**, que es el consumo necesario para producir una unidad más de energía (en magnitudes unitarias o R/MWh). Es la derivada del consumo ($\frac{\Delta H}{\Delta P}$ o $\frac{\Delta f}{\Delta P}$). De forma análoga se puede definir el **coste marginal** a partir de los costes de la planta. Esta característica se muestra también en la Figura 3 y se usa para el despacho económico del grupo, por lo que es de gran importancia.

El rendimiento de una central varía en función de la potencia generada. El rendimiento de las centrales térmicas convencionales puede ser de alrededor de un 30 %. Las centrales de ciclo combinado tienen un rendimiento superior que puede llegar hasta el 60 %.

Cada central térmica tiene una característica entrada-salida propia. En los grandes turboalternadores las curvas de consumo no son tan suaves como las indicadas en las figuras precedentes. Estas instalaciones tienen varias válvulas de admisión de vapor en la turbina, que se abren secuencialmente cuando es necesario suministrar más potencia. Esto introduce discontinuidades en la curva de consumo específico incremental. Estas discontinuidades, sin embargo, se ignoran en muchos casos, y la curva entrada-salida se considera como continua y convexa.

Los costes de las centrales térmicas son diferentes según su tecnología. Los costes de inversión de las centrales nucleares son muy altos (alrededor de 6000 EUR por kW instalado de la central). Las centrales de carbón pueden tener unos costes en torno a 1800 EUR/kW, las centrales de gas de ciclo combinado alrededor de 800 EUR/kW y las de ciclo abierto alrededor de 400 EUR/kW. Sin embargo, hay grandes variaciones, pues dependen del tipo de tecnología de que se trate y de otros muchos factores ².

En cuanto a los costes variables son aún más dependientes del precio de los combustibles, que pueden ser muy volátiles y de los costes de CO₂, que dependen de la normativa de cada país y de la evolución del posible mercado de emisiones. En general, se puede decir que las centrales nucleares tienen el coste variable más bajo de todas, y que los costes del carbón son inferiores a los del gas, si no se considera el coste de las emisiones de CO₂. Los grupos diésel son los que tienen unos costes variables más altos.

Además de los costes fijos y variables, los costes de las centrales térmicas incluyen costes de arranque y parada, que son los necesarios para poner en marcha y parar la central, mientras el vapor alcanza las condiciones precisas para el funcionamiento antes de producir energía eléctrica. Además su producción puede variar solo con una rapidez determinada, dependiendo del tipo de tecnología. Las centrales de ciclo abierto de gas son las más rápidas, en tanto que las nucleares son las más lentas. Los cambios rápidos pueden además reducir la vida útil de las centrales. Se debe contar con estas limitaciones para calcular los costes de operación del sistema eléctrico y para la operación de estas plantas.

Las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles producen gases contaminantes (SO₂, NO_x, entre otros) y emiten gases de efecto invernadero (CO₂) y por esta razón están siendo sustituidas en muchos países por centrales que usan fuentes renovables de energía. En particular las centrales de carbón

²Datos tomados de C. Gerbaulet and C. Lorenz, "Data Documentation No. 88. dynELMOD: A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market," DIW, Berlin, 2017.

están siendo cerradas en muchos países, aunque en el mundo son la forma de producción de electricidad predominante.

Las centrales nucleares son caras, presentan riesgos de accidentes de extrema gravedad y producen residuos de difícil tratamiento, por lo que su proporción en el suministro de electricidad ha ido decreciendo en los últimos años.

3.3. Centrales hidráulicas.

Las centrales hidráulicas producen electricidad a partir de una turbina hidráulica que acciona una corriente de agua. Pueden ser de agua fluyente, si emplean una corriente de agua o pueden incluir un embalse en el que el agua se retiene para hacerla circular por la turbina a mayor presión. Las grandes centrales hidráulicas son centrales con un embalse. Se trata de grandes obras públicas que requieren inversiones muy cuantiosas y que tienen grandes efectos medioambientales. Una vez construidas, tienen una vida muy larga y tienen además otras aplicaciones, como el abastecimiento de agua a la población y regadíos. La recuperación del coste de las inversiones en embalses puede no cargarse a los consumidores de electricidad pues se considera como una obra pública semejante a las vías de comunicación.

Las centrales hidráulicas tienen grandes ventajas: pueden variar su producción rápidamente y además tienen un recurso almacenado que permite ser gestionado de la manera más conveniente. La producción de electricidad no tiene prácticamente costes variables. Sin embargo, el recurso de que puede disponer es limitado y puede ser variable a lo largo de los años, dependiendo de la meteorología.

Las centrales hidráulicas pueden ser centrales de bombeo, si disponen de dos embalses, uno inferior y otro superior. Utilizan energía eléctrica en horas de valle para elevar el agua desde el embalse inferior al superior y la devuelven del embalse superior al embalse inferior, produciendo electricidad. El rendimiento del proceso impide que se recupere toda la energía empleada, pero la diferencia de costes de producción de electricidad entre horas de punta y valle puede hacer que el proceso compense en su conjunto. Además, su capacidad de respuesta es muy rápida y pueden utilizarse en momentos en que se requieran cambios rápidos.

3.4. Energías renovables.

Las energías renovables son aquellas que utilizan un recurso que no se agota para la producción de electricidad. Además de la energía hidráulica, que ya se ha considerado, las energías renovables incluyen la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, la energía solar termoelectrica, la energía geotérmica, la biomasa utilizada para producir electricidad y las energías marinas. Las más utilizadas y que más rápidamente están creciendo son la energía eólica y la energía fotovoltaica.

La tecnología eólica produce electricidad a partir del movimiento giratorio producido por el viento actuando sobre las palas de un aerogenerador. Los generadores pueden ser asíncronos o síncronos y en general están conectados a la red a través de convertidores electrónicos. La tecnología solar fotovoltaica no utiliza partes giratorias y transforma la energía de la radiación solar en energía eléctrica directamente. Puesto que produce electricidad en corriente continua, necesita de convertidores electrónicos para verter la energía a la red.

Estas tecnologías se caracterizan por tener muy bajos costes variables y horas limitadas de utilización, que dependen del recurso disponible, solar o eólico. Sus costes de inversión son de alrededor de 1000 EUR/kW, tanto para la energía eólica como para la fotovoltaica, aunque para el año 2050 se prevé que decrezcan a 850 y 230 EUR/kW respectivamente³. La disminución de costes, que también se ha venido produciendo en los últimos años, junto con su modularidad y los objetivos de descarbonización de la economía, han provocado que estas tecnologías sean las que más se estén instalando hoy en día, aunque su contribución a la producción de electricidad en el mundo es muy escasa.

Las energías renovables eólica y fotovoltaica se caracterizan por tener una producción variable que es de difícil predicción e intermitente, esto es, que no siempre están disponibles para producir electricidad. Por esta razón, cuando la participación de estas fuentes de energía en el sistema eléctrico es significativa, debe cambiar la forma de gestión del sistema, tanto técnica como económica y esto supone algunos

³Datos tomados también de C. Gerbaulet and C. Lorenz, "Data Documentation No. 88. dynELMOD: A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market," DIW, Berlin, 2017.

costes adicionales. Hasta ahora la participación de estas energías en la gestión técnica del sistema ha sido escasa, pero en el futuro se prevé que su participación en los servicios auxiliares (reserva, control de tensión, reposición del servicio) aumente, pues presentan grandes ventajas, como la rapidez de respuesta a consignas.

4. Las redes de transporte y distribución.

La red eléctrica es una infraestructura consistente en líneas de transmisión, instalaciones de transformación, subestaciones y centros de control y maniobra que se ha ido creando a lo largo de los años. Hoy en día esta infraestructura es muy compleja y de gran tamaño y llega a una proporción muy alta de la población mundial. La transmisión de electricidad es muy eficiente, pues se producen unas pérdidas de alrededor del 10 %. La distancia a la que se puede transmitir electricidad de forma económica es limitada, por lo que los mercados de electricidad son mercados a escala nacional o zonal en Europa, aunque con intercambios entre ellos.

Las redes de transmisión se dividen entre redes de transporte y distribución. Las redes de transporte están formadas por las instalaciones de alta y muy alta tensión. Su misión es transmitir gran cantidad de electricidad a grandes distancias. La red de distribución se utiliza para abastecer a los consumidores, poniendo en contacto estos con la red de transporte. Las tensiones de la red de distribución son más bajas, hasta llegar a baja tensión, a la que están conectados los consumidores más pequeños. La red de transporte está interconectada con el fin de hacerla más robusta y aumentar la fiabilidad del sistema. La división entre ambas es una cuestión más bien convencional. La red de transporte tiene una configuración y explotación malladas, para hacerla más fiable, en tanto que la red de distribución tiene una configuración menos mallada y una explotación radial, sobre todo en los niveles de tensión más bajos.

La continuidad de suministro está vinculada a la calidad y gestión de la red de transporte y distribución y su disponibilidad. Por esa razón, una red mallada y gestionada es más robusta y fiable. Desde los orígenes de la energía eléctrica, la tendencia es la de interconectar sistemas, favoreciendo la fiabilidad del sistema conjunto y permitiendo además el intercambio comercial de energía, aprovechando los recursos existentes en un territorio más amplio.

Los elementos de las redes requieren grandes inversiones, tiempos de construcción elevados y largos tiempos de recuperación de las inversiones. Por esta razón existe una infraestructura única cuyos costes deben tenerse en cuenta en una planificación unificada de la red que la amplíe teniendo en cuenta las futuras necesidades que se prevén.

5. Optimización de costes del sistema eléctrico.

El objetivo de la gestión económica del sistema eléctrico es conseguir que la energía eléctrica se suministre en las debidas condiciones de calidad y continuidad y al mínimo coste. Los costes del sistema eléctrico son de dos tipos: costes de inversión y costes de operación. Estas dos componentes se aplican tanto a las instalaciones de producción como a las redes de transporte y distribución.

Los costes de inversión incluyen los costes de construcción de plantas de generación, así como de líneas, transformadores, aparataje o centros de control. Estos elementos tienen una larga vida económica, que puede oscilar entre 20 y 40 o más años, tiempo en el que se debe recuperar la inversión realizada, incluyendo los costes de desmantelamiento de la planta al final de su vida útil. Los costes variables comprenden los costes de combustible de las centrales, que pueden incluir los costes de emisión de contaminantes o gases de efecto invernadero y los costes de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables.

El suministro de energía eléctrica debe cumplir ciertas condiciones. Por una parte, dada la dificultad y coste de almacenamiento de la energía eléctrica, la igualdad de generación y demanda en todo momento, incluyendo la eventualidad de pérdida de una central o la puesta fuera de servicio de equipos de la red eléctrica. Además, el suministro debe tener en cuenta los límites de transmisión de las líneas y transformadores, los límites máximo y mínimo de tensión y otras condiciones de seguridad. También se pueden tener en cuenta otras limitaciones, como de emisión de contaminantes o de gases de efecto invernadero, así como restricciones en el uso del terreno.

Por todo ello, esta gestión se podría plantear como un problema de optimización, que sin embargo, por la dimensión del sistema eléctrico y por los largos horizontes temporales considerados, no se puede resolver en detalle de forma única, y los procesos de optimización y su grado de detalle son diferentes según el horizonte temporal para el que se plantean.

6. Modelos de gestión económica del sistema eléctrico.

El problema de optimización que trata de resolver la gestión económica del sistema eléctrico puede desdoblarse en dos partes, que están estrechamente relacionados entre sí: la optimización a corto y a largo plazo. La primera trata de optimizar la **operación** del sistema y consiste en minimizar los costes de utilización de un parque de generación y una red eléctrica ya existentes. La segunda es el problema de **planificación** y consiste en diseñar los recursos, esto es, el parque de generación y la red de transporte de forma que se hagan mínimos tanto los costes de utilización de los mismos como la inversión necesaria para construir dicho parque y abastecer la demanda. El problema a largo plazo, por tanto, engloba al primero, y además se enfrenta a grandes incertidumbres por lo que los modelos que se emplean para su resolución suelen tener drásticas simplificaciones. Cada uno de estas dos familias incluye distintos procesos de optimización: planificación de la generación, de la red de transporte, de la red de distribución o bien optimización de la operación de la generación o de las redes de transporte y distribución.

En el caso de los problemas relacionados con la generación eléctrica, el planteamiento de ambas familias de problemas debe considerar los costes del sistema de generación, es decir, los costes de inversión y los costes de explotación. Los costes de inversión son los necesarios para construir y dejar disponible una planta, en tanto que los de explotación son los costes que comporta su utilización para la producción de energía eléctrica.

El problema de optimización conjunto se puede plantear en diferentes entornos regulatorios que, en condiciones ideales, llevarían a una misma solución: el punto de coste mínimo. Aunque la regulación es diferente en cada país, hay dos grandes familias de modelos regulatorios: el monopolio regulado y el mercado liberalizado. La adopción de uno de los dos modelos depende de muchas condiciones: tamaño y grado de desarrollo del sistema eléctrico, recursos energéticos disponibles, y razones históricas e ideológicas.

Monopolio regulado. En el monopolio regulado, o entorno centralizado, una única entidad (con frecuencia dependiente de la administración pública) realiza todas las funciones, tales como la minimización de los costes de producción, la maximización de la eficiencia de las centrales, la asignación de la potencia que debe generar cada central teniendo en cuenta sus costes de funcionamiento, así como la comercialización de energía a los usuarios. También se tiene que encargar de tareas a más largo plazo, como la planificación de los recursos hidráulicos en las centrales existentes, la construcción de nuevas centrales, o la ampliación de la red de transporte. Esta es la forma tradicional de explotar económicamente los sistemas eléctricos. En la Figura 4 se muestra un esquema de esta forma de explotación.

Mercados de electricidad. En un sistema de mercado, las actividades son encomendadas a distintos agentes, y se distingue entre actividades en competencia y monopolios naturales. Las actividades vinculadas a la compraventa de energía se realizan en mercados liberalizados, en tanto que los monopolios naturales son las actividades vinculadas con la construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte y distribución. Un esquema de la organización de los mercados de energía se muestra en la Figura 5

En esta figura se puede observar que hay dos mercados en los que se realizan transacciones de energía: el mercado mayorista y el mercado minorista. En el **mercado mayorista** se compra y vende la energía en grandes cantidades y en él participan los generadores, los grandes consumidores, también llamados consumidores directos, y los comercializadores. Estos últimos compran la energía en el mercado mayorista y la venden en el minorista a los consumidores menos grandes. Las transacciones pueden ser bilaterales, en las que un agente contrata con otro las condiciones de la compraventa de energía, o pueden realizarse a través de un mercado organizado. Estas últimas solo se efectúan en el mercado mayorista, en tanto que en el mercado minorista todas las transacciones son bilaterales. Los detalles de estos mercados se explicarán en capítulos posteriores.

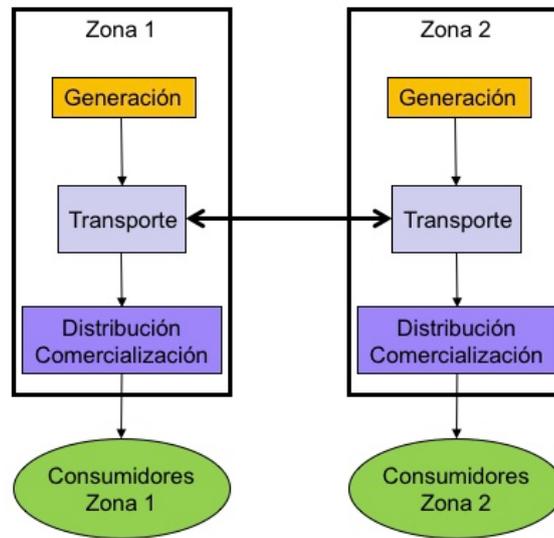


Figura 4: Funcionamiento centralizado.

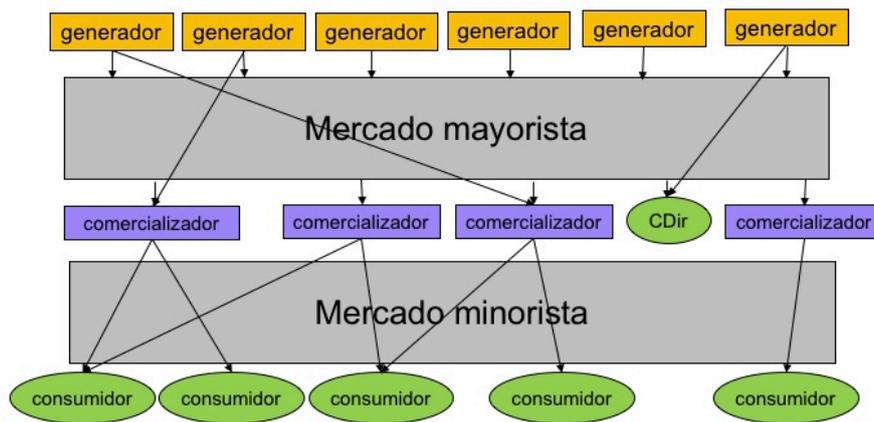


Figura 5: Funcionamiento de los mercados de energía eléctrica.

Como se ha indicado ya, ambos modelos, en condiciones ideales, llegarían a la misma solución óptima. Sin embargo, en la realidad, ambos modelos presentan problemas que llevan a ineficiencias, de forma que el óptimo no se alcanza nunca. Así, en un monopolio centralizado, los problemas surgen de la dificultad de establecer estímulos que favorezcan la eficiencia del sistema y la minimización de costes. En un entorno de mercado las empresas participantes tienen suficientes estímulos para comportarse eficientemente, en condiciones ideales, pero se pueden presentar problemas de poder de mercado, desajustes de oferta y demanda por la inexistencia de planificación, que pueden llevar a escasez y precios altos, o de falta de consideración de otros conceptos no incluidos en el coste de la electricidad, como los objetivos medioambientales o de dependencia energética del exterior. En cualquier caso, dada la importancia de la energía eléctrica en la economía de una sociedad y los grandes efectos de economía de escala que se producen en esta actividad, el sector eléctrico precisa de una regulación que considere estos aspectos.

La regulación de los sistemas eléctricos, hasta 1990 aproximadamente, era la correspondiente a un servicio público prestado en condiciones de monopolio. Por un lado se garantizaban las condiciones de suministro de las compañías que prestaban este servicio (que podían tener titularidad estatal o privada)

y por otro se regulaban los precios para cubrir los costes del sistema. A partir de 1990 se extendió de forma gradual la liberalización de los sistemas eléctricos con el fin de introducir competencia en ellos y, supuestamente, aumentar su eficiencia. Este es el entorno predominante en la actualidad.

En los sistemas eléctricos centralizados, las decisiones sobre las inversiones se toman a partir de objetivos de seguridad de abastecimiento fijados por la administración, y se llevan a cabo por medio de las entidades responsables de las actividades eléctricas de forma que el coste global del sistema (inversiones y futura operación) sea mínimo. Estas decisiones están coordinadas con el desarrollo previsto de la red de transporte, con el fin de facilitar el uso de las centrales programadas.

En el entorno regulatorio liberalizado, la teoría económica afirma que la retribución de la energía en régimen de competencia, como pasa con cualquier otro bien, es suficiente para garantizar el suministro a un precio, además, mínimo. Los propios mecanismos de mercado darían suficientes incentivos a la inversión para mantener el nivel óptimo de suministro, en función de lo que los consumidores estuvieran dispuestos a pagar por la energía eléctrica.

Sin embargo, el hecho de que la energía eléctrica sea considerada un bien esencial y sea difícilmente sustituible a corto plazo, unido a los efectos de escala de las inversiones eléctricas, hacen que se haya puesto en duda la eficacia de estos mecanismos de mercado para garantizar el suministro a medio plazo.

En efecto, los costes, no solo económicos, de la falta de abastecimiento generalizada son difícilmente evaluables y son con frecuencia percibidos por la sociedad como demasiado elevados para que unos precios de la electricidad ligeramente más bajos compensen las pérdidas producidas.

Por otra parte, las decisiones de inversión en generación son costosas, se tienen que llevar a cabo en mucho tiempo y son difíciles de modificar, por lo que necesitan cierta seguridad de su rentabilidad. Además, las decisiones sobre política energética tienen que tener en cuenta no solo la rentabilidad económica a corto plazo o en el escenario presente, sino que tienen también que incluir consideraciones como la dependencia energética o el impacto medioambiental de cada tecnología.

Esto lleva a que se hayan diseñado mecanismos que complementen la mera retribución de la energía, de forma que se establezcan incentivos estables para la inversión que reduzcan el riesgo de falta de abastecimiento de la demanda en un sistema.

Con o sin estos mecanismos, un sistema liberalizado encuentra una dificultad adicional en el hecho de que, si bien las decisiones sobre inversiones en la generación le corresponden a los agentes del mercado, el desarrollo de la red de transporte se le encomienda al agente transportista, que lo lleva a cabo de forma centralizada. Por tanto, surge la dificultad de coordinar ambos planteamientos, pues una central sin un adecuado acceso a la red de transporte vería reducida su rentabilidad.

A modo de resumen se indican algunas de las características más importantes del monopolio centralizado y de los mercados en la Tabla 1.

7. Situación actual y tendencia futura de los sistemas y mercados eléctricos.

En este apartado se sintetizan las tendencias que previsiblemente se producirán en los próximos años en los sistemas eléctricos, algunas de las cuales ya han sido mencionadas en apartados anteriores.

La electricidad representa actualmente menos del 20% del consumo final de energía. Aunque con significativas excepciones, la producción de energía eléctrica se produce en grandes plantas térmicas que están separadas de los centros de consumo con los que se une a través de líneas de transmisión, que recorren a veces grandes distancias. El consumo se toma como una variable fija, previsible, y poco influida por el precio de la energía.

Pero el desarrollo futuro de los sistemas eléctricos está condicionado por tres impulsores que transformarán radicalmente este panorama: la descarbonización, la descentralización y la digitalización. La **descarbonización** del sistema energético es un objetivo que se han fijado muchos países con el fin de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y el cambio climático que estos producen. Esto llevará a la generación de electricidad mediante tecnologías que no producen emisiones contaminantes ni gases de efecto invernadero y a la utilización de la electricidad en sectores en los que hoy tiene una presencia muy reducida, como la climatización o el transporte, en este caso por el desarrollo de los vehículos eléctricos.

Tabla 1: Comparación del modelo centralizado y del liberalizado.

Monopolio regulado	Mercado liberalizado
<ul style="list-style-type: none"> ■ Integración vertical de las actividades ■ Planificación centralizada de las redes y el parque de generación ■ Retribución de la producción de energía a partir de los costes ■ Asignación de generación centralizada minimizando costes ■ Tarifa única regulada a los consumidores 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Separación de actividades entre monopolios naturales y actividades en competencia. ■ Libertad para construir centrales ■ Retribución por los precios del mercado ■ Asignación de generación a partir de ofertas de venta de energía ■ Libertad para el consumidor de elegir suministrador

La descentralización y la digitalización vienen vinculados a desarrollos tecnológicos que favorecen la descarbonización. La **descentralización** consiste en que la producción de energía no se producirá solo en grandes plantas, sino también en pequeñas instalaciones pertenecientes a particulares, incluyendo instalaciones domésticas. Esta producción se realizará predominantemente mediante instalaciones fotovoltaicas. Este cambio será posible solo mediante la digitalización del sistema eléctrico, es decir, la posibilidad de tomar datos, gestionarlos y controlar muchos dispositivos y puntos de medida dispersos en todo el territorio, y de hacerlo en un tiempo escaso.

La descentralización de los medios de producción de electricidad y la extensión del vehículo eléctrico, junto con el del almacenamiento permitirá a los usuarios adaptar su consumo a las características de unas fuentes renovables de producción cambiante, difícilmente predecibles e intermitentes. De esta forma también se podrán reducir las necesidades de inversiones en las redes eléctricas, reduciéndose así el coste total del sistema eléctrico.

Para conseguir estos objetivos serán necesarias grandes inversiones tanto en instalaciones de generación renovables como en las redes eléctricas, tanto en medios de información y control como en nuevas interconexiones que permitan aprovechar recursos en un territorio más amplio.

Estos cambios requerirán también modificaciones en el sistema de gestión económica de los sistemas eléctricos, en particular en la organización y regulación de los mercados de electricidad. Estos mercados, y los métodos de gestión de los sistemas centralizados, han estado pensados para sistemas predominantemente térmicos con generación gestionable. Al ser predominante la generación térmica, que presenta importantes costes variables, los mercados se basan en buena medida en estos costes para su gestión. La participación creciente de generación renovable no gestionable en la cobertura de la demanda, con bajos costes variables y no siempre disponible requerirá cambios necesarios. El objetivo de la descarbonización se debe conseguir al menor coste económico posible.

8. Temas y organización de la asignatura.

La asignatura desarrolla los siguientes temas, además del presente tema de introducción:

Sistemas eléctricos centralizados. En este tema se describen de forma simplificada los procedimientos de optimización que conducen a la operación óptima del sistema, partiendo de un parque de generación dado. Las centrales consideradas son térmicas e hidráulicas, pues la mayor parte de las

energías renovables son, por la naturaleza del recurso, no gestionables. La importancia de este tema radica en que de esta forma se obtiene la solución a la que los mecanismos de mercado deberían tender. Además, este tipo de gestión económica aún se utiliza en muchos sistemas eléctricos.

Funcionamiento de los mercados eléctricos: Es la parte más larga de la asignatura. Se centra en el funcionamiento de los mercados organizados de electricidad: los mecanismos de subasta, los mercados continuos, los mecanismos de gestión de congestiones y la gestión de la reserva.

Participación en los mercados de electricidad: En esta sección se describe cuál es la forma de participar en los mercados de electricidad de los distintos agentes, principalmente las centrales térmicas e hidráulicas en condiciones de competencia perfecta. También se describen brevemente algunos modelos de competencia imperfecta.

Actividades reguladas. Redes de transporte y distribución: En esta parte se describen los mecanismos de remuneración a los monopolios naturales y la forma de medir la calidad de suministro.

Planificación de la generación: El tema está centrado en la obtención del parque óptimo de generación y en los mecanismos regulatorios que permiten la continuidad del suministro eléctrico.

El mercado minorista: Se cierra el curso con la descripción de las líneas generales del mercado minorista y cómo se reflejan las distintas componentes del coste de la electricidad en el precio que paga el consumidor por ella.