



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS
RESTRICCIONES Y PARTICIPACIÓN DE LA
DEMANDA EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD
EN EL ESTADO DE NUEVA YORK (EE. UU.)**

AUTOR: Marcos Rava Arias

TUTOR: Carlos Álvarez Bel

Curso Académico: 2018 - 19

AGRADECIMIENTOS

Tras estos meses de intenso trabajo, escribo estas palabras para agradecer a todas las personas que han estado ahí y me han ayudado en este periodo de aprendizaje, sobre todo a nivel personal.

En primer lugar, me gustaría darles las gracias a mis padres por el soporte que me han brindado durante todos los años de la carrera. Siempre han estado ahí y me han apoyado en todos los momentos de estrés a los que me he enfrentado durante estos años y en particular en la realización de este trabajo. Quiero agradecer en especial a mi hermana, por los consejos y el apoyo que siempre me ha dado.

Además, me gustaría darle las gracias a mi tutor el profesor Carlos Álvarez Bel por su ayuda en la elaboración del mismo.

Finalmente, a mis amigos. Porque no sólo me han apoyado y aconsejado siempre, sino que son una de las cosas que me llevo de los años de universidad.

Muchas gracias a todos.

RESUMEN

El estado de Nueva York es una de las zonas más congestionadas del planeta. En este trabajo de fin de grado se estudiará la composición del sistema eléctrico estadounidense, así como el funcionamiento de los mercados eléctricos que operan en el estado de Nueva York, además de los cambios que ha introducido el operador independiente del sistema (NYISO) en el mismo (gestión de la demanda) y los efectos que han tenido estos en los diferentes aspectos del sistema.

El cambio más importante que se ha dado en las últimas décadas es la introducción de los programas de respuesta a la demanda como método de aumentar la fiabilidad y la capacidad de la red eléctrica del estado.

Palabras Clave: Eléctrico, operador del sistema independiente, gestión de la demanda, congestiones, respuesta a la demanda.

ABSTRACT

The state of New York is one of the most congested places of the planet. In this final undergraduate project, the composition of the American electrical system and the functioning of the electricity markets that will operate in New York's state, as well as the changes that the independent system operator (NYISO) has introduced in the system (Demand side management) and the effects it has had in the different aspects of the system.

The most important change that has taken place in the last decades is the introduction of Demand response programs to increase reliability and capacity of the state's electrical net.

Key words: Electric, independent system operator, demand side management, congestion, demand response.

RESUM

L' estat de Nova York es una de les zones mes congestionades del planeta. A aquest treball de fi de grau s'estudiarà la composició del sistema elèctric nord-americà, així com el funcionament dels mercats elèctrics que operen en l'estat de Nova York, a més dels canvis que ha introduït l'operador independent del sistema (NYISO) al mateix (gestió de la demanda) i els efectes que han tingut aquests en els diferents aspectes del sistema.

El canvi més important que s'ha donat en les últimes dècades és la introducció del programes de resposta a la demanda com a mètode per a millorar la fiabilitat i la capacitat de la xarxa elèctrica de l'estat.

Paraules clau: Elèctric, operador del sistema independent, gestió de la demanda, congestions, resposta a la demanda.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	15
1.1.	Antecedentes	15
1.2.	Objetivo	15
1.3.	Justificación	16
2.	ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN NUEVA YORK	17
2.1.	Estructura del Mercado Eléctrico en los Estados Unidos.....	17
2.1.1.	Generación	17
2.1.2.	Interconexiones.....	19
2.1.3.	Entidades que supervisan el mercado estadounidense.....	21
2.2.	Organización del Mercado Eléctrico en Nueva York	24
2.2.1.	Fuel Mix.....	26
2.2.2.	Interconexiones.....	29
2.3.	Mercados gestionados por el NYISO	30
2.3.1.	Mercado eléctrico	31
2.3.2.	Mercado de capacidad instalada	34
2.3.3.	Mercado de Servicios complementarios.....	35
2.3.4.	Mercado de Contratos de congestión en la transmisión	35
2.4.	Agentes y Funcionamiento.....	36
2.4.1.	Participantes en el mercado eléctrico de Nueva York	36
2.4.2.	Requisitos mínimos para los participantes	36
2.4.3.	Restricciones en el Mercado eléctrico	38
2.4.4.	Tarifación marginal basada en la ubicación (LBMP)	42
2.5.	Servicios Complementarios.....	46
2.5.1.	Introducción	46
2.5.2.	Servicios complementarios basados en el coste de mercado.....	46
2.5.3.	Servicios complementarios basados en el coste integrado	49
2.5.4.	Servicios complementarios: con gestión de la demanda vs sin gestión	52
3.	RESPUESTA A LA DEMANDA.....	54
3.1.	Introducción	54
3.2.	Tipos de Programas.....	55
3.2.1.	Programas basados en la fiabilidad.....	55
3.2.2.	Programas basados en la economía.....	57

3.2.3.	Comparativa programas basados en la fiabilidad vs en la economía.	61
3.2.4.	Programa de respuesta a la demanda enfocado	61
4.	CONCLUSIONES	63
5.	REFERENCIAS	65

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fuel mix (izquierda) y capacidad de generación (derecha).....	18
Figura 2: Distribución geográfica de las centrales de producción energética	18
Figura 3: Línea de suministro eléctrico	19
Figura 4: Interconexiones de Norteamérica	20
Figura 5: Consejos bajo la jurisdicción del NERC.....	22
Figura 6: ISOs y RTOs en los Estados Unidos	23
Figura 7: Producción y transmisión de energía supervisado por el NYISO	25
Figura 8: Fuel mix del 11 de julio de 2018.....	26
Figura 9: Capacidad de generación en las diferentes regiones de Nueva York	27
Figura 10: Generación de energía en las diferentes regiones de Nueva York	27
Figura 11: Fuel mix en Nueva York 2000 - 2017.....	28
Figura 12: Intercambios de energía entre áreas de control.....	29
Figura 13: Comparación precio - carga	30
Figura 14: Procesos del mercado eléctrico en el estado de Nueva York	31
Figura 15: Obtención de precios marginales en el mercado diario	33
Figura 16: Generación y consumo en la zona de control de Nueva York.....	38
Figura 17: Proceso de despacho económico en el NYISO	42
Figura 18: Zonas de control en el estado de Nueva York.....	44
Figura 19: Efecto de las congestiones en la red de transmisión	45
Figura 20: Precio tras solucionar la congestión.....	45
Figura 21: Requerimientos basados en la localización.....	48
Figura 22: Voltaje de soporte de tensión	50
Figura 23: Demanda con o sin respuesta a la demanda	54
Figura 24: Unidades incluidas dentro del EDRP	57
Figura 25: Balance demanda - suministro.....	60
Figura 26: Desviaciones de la frecuencia	60
Figura 27: Agrupamientos por sub-zonas	62

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Interconexiones del NYISO con otras zonas de control.....	29
Tabla 2: Precios marginales en las regiones.....	41
Tabla 3: Servicios Complementarios	46
Tabla 4: Formas de reducir la demanda.....	58
Tabla 5: Comparación entre los programas de respuesta a la demanda.....	61

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Durante las últimas décadas han surgido diversos estudios que buscan analizar la situación en los mercados eléctricos, tanto en América como en Europa, así como la evolución que estos han sufrido en ese mismo periodo de tiempo e incluso proponer medidas que mejoren los diferentes aspectos de los mercados, como puede ser la competitividad, la reducción del precio de la energía o la mejora de la fiabilidad del sistema.

Uno de estos estudios puede ser *“Evolución histórica del marco regulatorio del sector eléctrico latinoamericano”* realizado por Julio C. Montenegro L. y Alberto J. Urdaneta U. Tal y como los autores explican en el resumen, en el analizan de manera continua en el tiempo, la evolución y mejora de los sistemas eléctricos latinoamericanos comparándolos con algunos de los sistemas eléctricos que están en la vanguardia del sector, así como estudian los diferentes procesos de desregulación de los mercados que han tenido lugar en las últimas décadas.

1.2. Objetivo

El Trabajo Fin de Grado tiene como objetivo el estudio del funcionamiento del mercado eléctrico del estado de Nueva York gestionado por el operador NYISO, así como las diferentes entidades que participan en el mismo.

No obstante, es el análisis de las diferentes restricciones que pueden darse en el mercado, lo que realmente interesa estudiar. La aparición e implementación de la respuesta a la demanda como una forma de permitir una mayor participación de la demanda en el mercado, y como solución a diferentes situaciones que se dan en este como son los picos de demanda, las congestiones en la red de transmisión, garantizar la fiabilidad del suministro y permitir disponer de más capacidad al mercado ha provocado un gran cambio en el funcionamiento de los diferentes mercados.

Tras conocer los programas de respuesta a la demanda que ofrece el operador del mercado del estado de Nueva York, se tienen en consideración los efectos que estos han tenido, no solo sobre el precio, sino también los posibles beneficios que se han dado en otros aspectos del mercado.

1.3. Justificación

El propósito cuando decidí escoger este tema para el Trabajo de Fin de Grado viene de la convicción de que, como Ingeniero de la Energía, es necesario conocer el funcionamiento de los mercados energéticos debido a la importancia que tiene la energía eléctrica en el panorama energético. Por lo tanto, yo creo que es totalmente necesario adquirir el conocimiento del funcionamiento de las instalaciones y los mecanismos de intercambio de dicha energía, ya que a través de estos podemos comprobar cómo afectan los diferentes métodos de producción y de gestión de la demanda al precio de la misma y, por ende, todo esto es importante a la hora de contratar energía para una empresa o para el diseño de una nueva central de generación de energía.

En mi caso, tras hablarlo con mi tutor, se decidió escoger como tema “el mercado eléctrico del estado de Nueva York gestionado por el operador NYISO”. El motivo principal de esta elección es que esta zona es no solo una de las más congestionadas en transacciones de energía debido a ser una de las regiones del mundo donde se concentran más empresas y consumidores, sino que además es uno de los mercados donde más se ha innovado en nuevas técnicas que han permitido hacer frente a los diferentes retos que se han dado en los mercados eléctricos, consiguiendo al mismo tiempo garantizar la calidad y la seguridad del mismo. Por ello, es uno de los mercados que más ha experimentado para mejorar el funcionamiento de los mercados eléctricos siendo muy interesante su estudio.

2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN NUEVA YORK

Los mercados eléctricos de EE. UU se encuentran en continua evolución desde hace más de cien años. Hasta la finalización del periodo colonial a finales del siglo XVIII, la madera para calefacción e industria era la principal fuente de energía y por tanto el eje de la política energética de Estados Unidos.

Ya en el siglo XIX se introduce el carbón como fuente de energía utilizándose principalmente para el transporte, la calefacción y la industria. Su uso se extendió y fue este el que proporciona la mayor parte de la energía del país hasta mediados del siglo XX. En este siglo también se utiliza por primera vez el gas natural, llegando su producción y precio a máximos en 1973 con la crisis del petróleo. El uso del petróleo consiguió superar al del carbón debido a la abundancia de esta materia prima en la zona sureste de EE. UU.

A pesar de todo esto, la primera vez que se introdujo la red eléctrica en Estados Unidos fue a través de la energía hidroeléctrica, energía que aún hoy en día sigue produciendo a precios muy bajos. En los últimos años se están produciendo cambios ya que se ha visto una lenta pero progresiva introducción de las energías renovables y una reducción de la energía producida por combustibles fósiles.

2.1. Estructura del Mercado Eléctrico en los Estados Unidos

El mercado eléctrico de los Estados Unidos de América tiene una estructura que, si bien consiste en una de las más fiables del planeta, también es cierto que ha sufrido cambios en los últimos años debido a la necesidad de aumentar la eficiencia y la producción de energía limpia. La transición que se está produciendo en el sistema eléctrico desde el sistema actual hacia un sistema inteligente, se basa en nuevas tecnologías para mejorar la fiabilidad y eficiencia del sistema. Sin embargo, la rapidez con la que se han introducido dichas mejoras ha producido una cierta inestabilidad en el sistema.

Actualmente, se está produciendo un aumento de la producción de energía con fuentes renovables, así como una progresiva reducción del uso del carbón y del fuel-oil. Además, la existencia de cierta inseguridad respecto al futuro de la energía nuclear, así como una meteorología cada vez más inestable (huracanes), son agentes que también afectan al sistema. Estos cambios, han afectado y siguen afectando al mercado eléctrico de EE. UU.

2.1.1. Generación

En el ámbito de la generación se ha dado, como hemos mencionado antes, un gran cambio en términos de fuentes de producción de energía. La capacidad de generación según el tipo de energía en el mercado estadounidense se divide tal y como se especifica en la siguiente imagen.

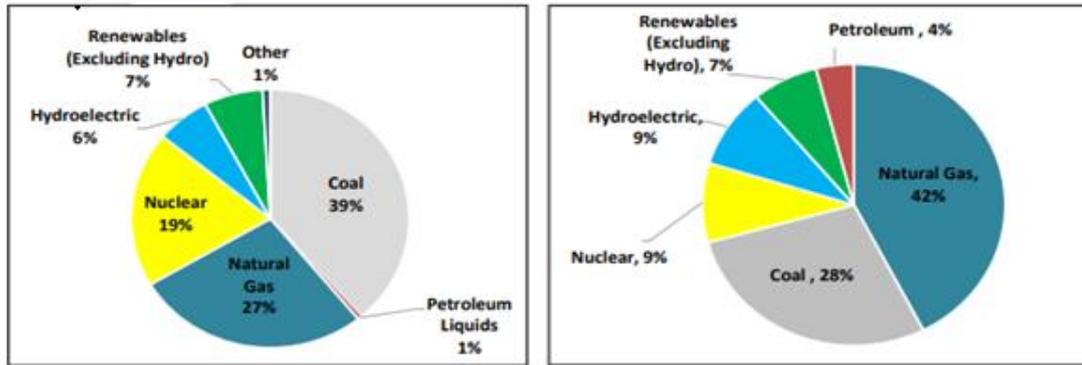


Figura 2: Fuel mix (izquierda) y capacidad de generación (derecha)

Cabe destacar dos hechos, en Estados Unidos hay aproximadamente diecinueve mil productores de energía que pueden trabajar bien de manera conjunta en una central de producción o en solitario y que, una parte de los generadores tiene la capacidad de producir energía de diferentes fuentes. Estos hechos provocan que haya una combinación de fuel muy variado que produce diferentes tipos de energía, entre las que se encuentran la eólica, la solar y energía producida mediante combustibles fósiles. Aunque se haya observado un incremento de las renovables en los últimos años, la energía procedente de recursos fósiles sigue siendo mayoritaria, tanto en capacidad instalada como en generación de energía. También es importante mencionar que el reparto de la capacidad de producción según el tipo de energía no es el mismo en todos los estados.

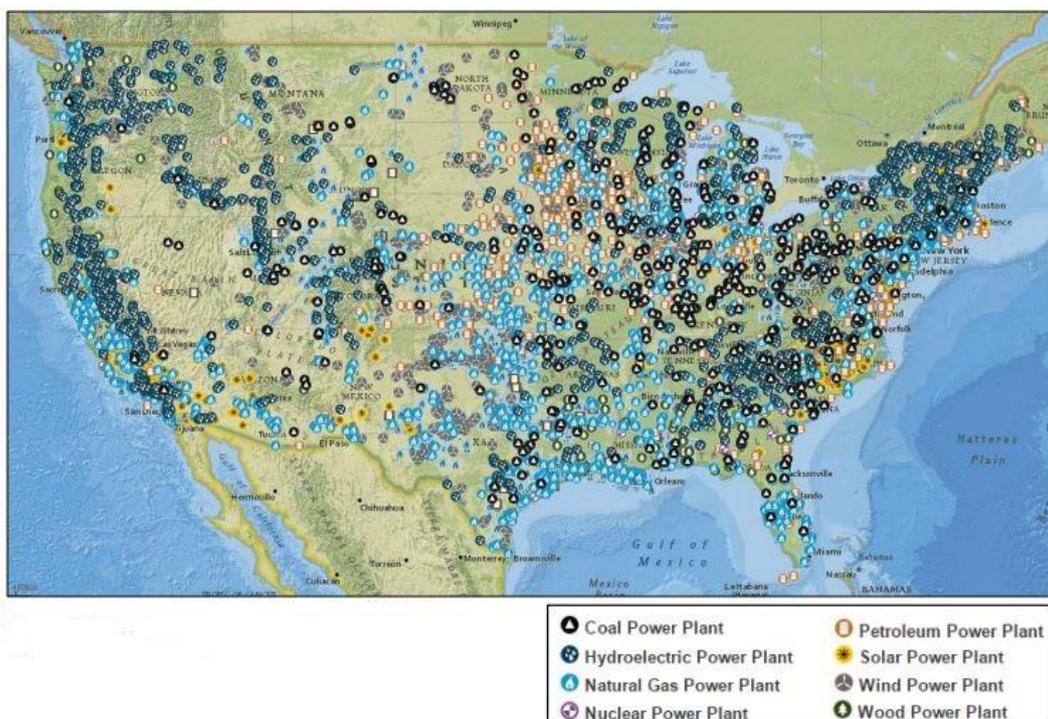


Figura 1: Distribución geográfica de las centrales de producción energética

Como se observa en la imagen, los estados costeros tienen una mayor cantidad de centrales hidroeléctricas y una pequeña cantidad de energía solar, que probablemente aumentara en el futuro. Esto se debe a la existencia en la costa y en el sur del país, de ríos y lugares que representan una gran ventaja a la hora de introducir producción hidroeléctrica, así como zonas donde se recibe una gran cantidad de luz solar a lo largo del año. Sin embargo, en el centro y sureste de EE. UU. predomina la producción de energía mediante petróleo, carbón y gas natural. La razón por la que se produce la energía procedente de estos recursos en la franja central del país es debido a que los lugares de donde estos se extraen se encuentran situados en esas zonas y, por tanto, durante los siglos anteriores la mayor parte de estas centrales se construyeron en dicha zona.

De lo anterior se aprecia que la generación de energía en EE. UU. es desigual entre estados dependiendo del recurso utilizado. Esto provoca que en algunos estados la cantidad de energía renovable sea mayor y que la transición completa tenga menos dificultades en el futuro que en los estados que tienen menos centrales renovables, así como una menor contaminación en el aire.

2.1.2. Interconexiones

Tras el proceso de generación de energía eléctrica, se realiza el proceso de transmisión y distribución de la energía eléctrica a través de la red eléctrica, estando las redes de conectadas mediante subestaciones que aumentan o reducen el nivel de la tensión, con el objetivo de reducir el nivel de pérdidas a lo largo del proceso de transmisión de la energía a través de la red.

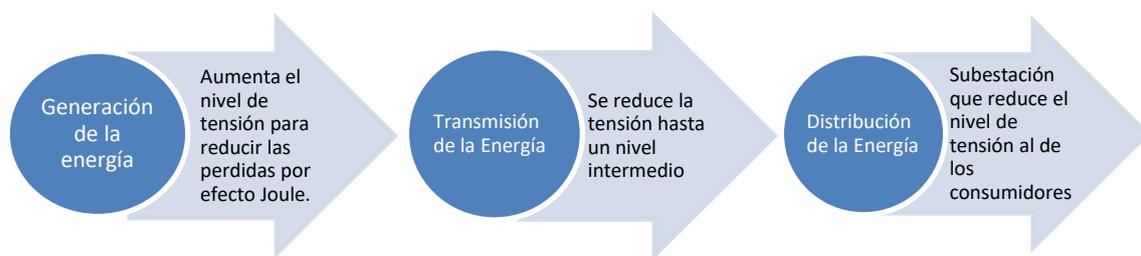


Figura 3: Línea de suministro eléctrico

La red eléctrica de los Estados Unidos de América trabaja a 60 Hz, al contrario de la red eléctrica europea que opera a una frecuencia de 50 Hz en todo momento. Dicha red esta dividida en tres zonas, las cuales están interconectadas entre sí mediante corriente continua a través de las subestaciones en el ámbito de Estados Unidos. En la zona de Quebec (Canadá) existe otra conexión que une su red con la de Estados Unidos, de esa forma en caso de necesitar energía los consumidores en los estados limítrofes con Canadá pueden comprar energía siempre que esta sea más barata o se necesite descongestionar la red.

Las tres zonas principales de EE. UU. son:

- La interconexión del oeste que abarca un tercio de del país.
- La interconexión del este que abarca casi dos tercios.
- El estado de Texas.

Estas interconexiones representan territorios unidos mediante la red eléctrica y, por tanto, también lo están las utilities. Cada una de estas zonas está aislada con respecto a las demás y solo pueden conectarse mediante subestaciones.

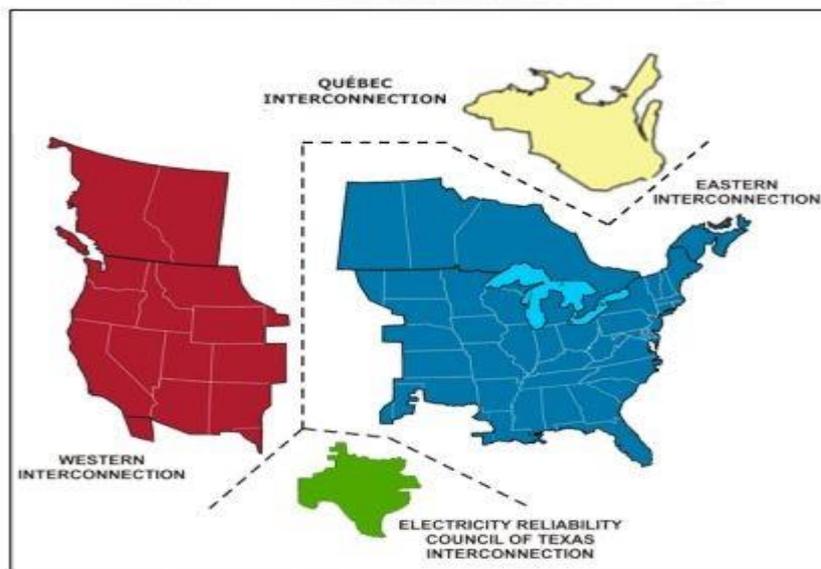


Figura 4: Interconexiones de Norteamérica

2.1.3. Entidades que supervisan el mercado estadounidense

2.1.3.1. FERC

La comisión federal para regular la energía (FERC), es una agencia independiente que pertenece al departamento de energía de los Estados Unidos. Esta comisión surge a partir de la conversión de la comisión federal de energía (FPC), creada en 1920 por el congreso de Estados Unidos para el desarrollo de la energía hidroeléctrica. En 1935 dicha comisión se convirtió en una agencia reguladora independiente formada por cinco comisarios elegidos por el presidente y el senado con el objetivo no solo de regular la energía hidroeléctrica sino también la electricidad interestatal. Con el paso de los años fue regulando y controlando los diferentes sectores de la energía, como por ejemplo la jurisdicción sobre la implantación de nuevas centrales de gas, obteniendo de ese modo más obligaciones. Tras la crisis del petróleo en 1973, el congreso creó el departamento de energía de los Estados Unidos de América y renombró a la comisión a la actual comisión federal para regular la energía (FERC) aunque dejándola independiente de dicho departamento.

Regula, controla e investiga los intercambios de electricidad entre estados, así como participa en proyectos hidroeléctricos y de gas natural. Además, se encarga de varias tareas en el ámbito del mercado eléctrico.

- Regula el comercio y la transmisión de energía entre estados.
- Mantiene la fiabilidad en la red de transmisión entre estados.
- Supervisa e investiga mercados de energía y proyectos de hidroeléctricos.
- Aplica los requerimientos de la propia comisión.

Esta comisión se encarga también de ofrecer un servicio fiable, eficiente y con un coste razonable a los clientes, asegurándose que los términos de intercambio de energía sean razonables, desarrollando infraestructuras y, utilizando los recursos de manera eficiente.

2.1.3.2. NERC

El NERC (North American Electric Reliability Corporation) fue fundada como una organización voluntaria en el año 1968 como “North American Electric Reliability Council” y fue puesta en marcha por la industria de las utilities con el objetivo de garantizar la fiabilidad del sistema en al menos ocho estados de los Estados Unidos de América. Tras uno de los peores apagones en la historia del país se empezaron a designar los ERO (Electric Reliability Organization), mediante el acta de la política sobre la energía aprobada en 2005 que dio luz a la existencia de estos. Tras esto, el NERC solicitó dicho estatus, consiguiendo la aprobación de la FERC e incluso creando una serie de estándares para la fiabilidad que fueron aprobados en 2007 por el FERC. Desde el año 2006 esta organización fue designada como la organización de fiabilidad gubernamental (ERO), dándole la capacidad de vigilar los mercados eléctricos de acuerdo con los estándares de fiabilidad. Entre las principales funciones de esta corporación se encuentran las siguientes:

- Supervisar estacional y anualmente la fiabilidad del sistema.
- Entrenar al personal de la industria.
- Realizar auditorías y aplicar sanciones en caso de incumplimiento de los estándares de fiabilidad.

Finalmente, cabe mencionar que dicha corporación tiene bajo su jurisdicción a varios consejos no solo en los Estados Unidos, sino también en Canadá y México.



Figura 5: Consejos bajo la jurisdicción del NERC

2.1.3.3. ISO/RTO

En 1996 la FERC ordeno la creación de los ISO/RTO, hecho que produjo modificaciones en el panorama del mercado eléctrico en el país. Hasta ese momento los consumidores tenían poca elección sobre a quién comprar la energía, ya que aspectos como la generación, transmisión y distribución estaban controladas totalmente por los dueños de estas. Esto provocaba dificultades a los nuevos productores que querían acceder al mercado por lo que la FERC ordeno la creación de estos mediante las ordenes 888 y 2.000.

En el mercado eléctrico estadounidense existen tanto organizaciones de transmisión regionales (RTO) como operadores independientes del sistema (ISO) encontrándose entre sus principales funciones el administrar la red eléctrica de su estado, los mercados eléctricos de venta al por mayor y, además encargase de mantener la fiabilidad en el mismo. La principal diferencia entre ambos es que las RTO tienen la responsabilidad añadida de supervisar la red de transmisión al mismo tiempo que vigilan el sistema eléctrico. En lo referente al ámbito de operación, mientras que los ISO se limitan solo al estado en el que están situados, las RTO llegan a desarrollar sus funciones a lo largo de varios estados como podemos apreciar en la *Figura 6*.

La creación de estas entidades provocó que sustituyeran a las utilities, que anteriormente realizaban dichas funciones. Hoy en día, existen once RTOs/ISOs en todo el territorio de EE. UU. estando solo el de Texas fuera de la jurisdicción de la FERC.

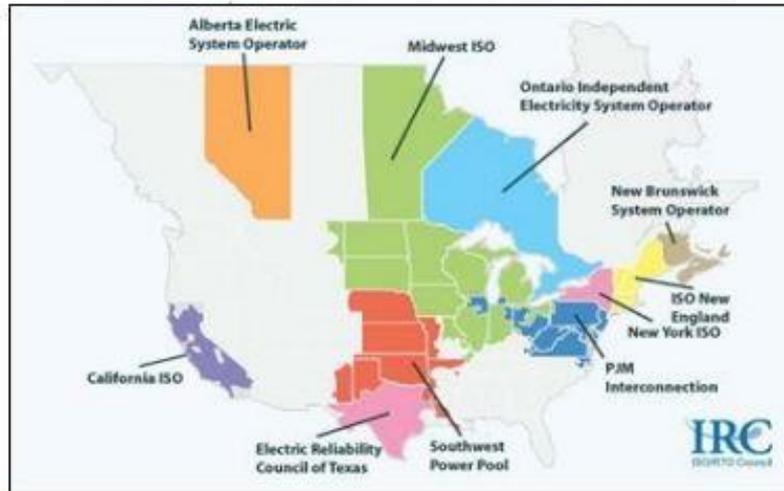


Figura 6: ISOs y RTOs en los Estados Unidos

2.1.3.4. Utilities/ Nonutilities.

Las utilities son entidades que sirven para producir, transmitir y/o distribuir energía para el público en general. Existen alrededor de 3.200 utilities en el mercado estadounidense que se dividen en cuatro categorías:

- **Pertenecientes a inversores (IOUs):** Son entidades privadas que buscan beneficio y que pueden operar en diferentes territorios de servicios. Para realizar su actividad necesitan permisos otorgados bajo ciertas condiciones por las comisiones del estado y, la producción, transmisión y/o distribución de la energía esta supervisada por la FERC.
- **Utilities de propiedad pública (Municipals):** Son utilities creadas por ciudades, universidades o bases militares sin ánimo de lucro. Al contrario que las IOUs estas no están reguladas por la FERC ni por el estado en el que se encuentren, sino que por el gobierno local.
- **Corporativas (Co-Ops):** Son entidades sin ánimo de lucro que son dirigidas mediante democracia y operan a precio de coste. Los miembros de su consejo de administración son elegidos mediante votación y todo exceso en términos de coste debe ser devuelto a sus miembros. Tienden a funcionar en ámbitos rurales donde no llegan el resto de utilities.
- **Federales:** Este tipo de utilities que trabajan al por mayor se dedican a proveer a los demás tipos de utilities, sobre todo a los de propiedad pública, diversos servicios eléctricos. Dentro de esta categoría entran la administración energética de Bonneville (BPA), la autoridad del valle de Tennessee (TVA) y la administración energética de Sureste (SWPA) entre otros.

Las non-utilities son entidades privadas que realizan las mismas actividades que las utilities pero para uso propio. Estas entidades se clasifican en las siguientes categorías:

- **Cogeneradores:** Son organizados por el Acta sobre Políticas Energéticas (EPACT), como instalación cualificada (QF) mediante criterios de eficiencia y forma de funcionar de la FERC. Sus servicios son adquiridos por utilities mediante el denominado “avoided cost”, que consiste en comprar el servicio a un tercero para evitar los costes de facturación. Existen algunos que no entran dentro de los criterios del EPACT y por tanto no son calificados como instalación cualificada.
- **Pequeños productores de energía:** Comparten las características de los cogeneradores, pero su producción de energía debe usar tecnologías renovables como la biomasa, la energía geotérmica, la solar, la hidroeléctrica o la eólica. Solo pueden usar hasta un 25% de combustibles fósiles.
- **Generadores mayoristas:** En este caso son entidades de venta al por mayor y su creación debe estar autorizada por el EPACT y se caracterizan por no tener redes de transmisión en su mayoría.

2.2. Organización del Mercado Eléctrico en Nueva York

El mercado eléctrico de Nueva York está gestionado por el NYISO, y este se encarga de, reducir costes mediante mejoras de la eficiencia, asegurarse de la fiabilidad y del buen funcionamiento del sistema, así como regular el mercado de venta al por mayor de electricidad y dirigir el flujo de energía a través de la red eléctrica.

Como se aprecia en la imagen, el NYISO también es responsable de supervisar la transmisión de energía por el sistema de producción y distribución. Este proceso consiste en la circulación de la energía a través de la red de transmisión y la reducción o aumento de la tensión según sea la red de transmisión o distribución. Los dueños de estas redes se encargan de realizar la transmisión de energía comprada por las utilities en el mercado al por mayor para venderla en el mercado minoritario.

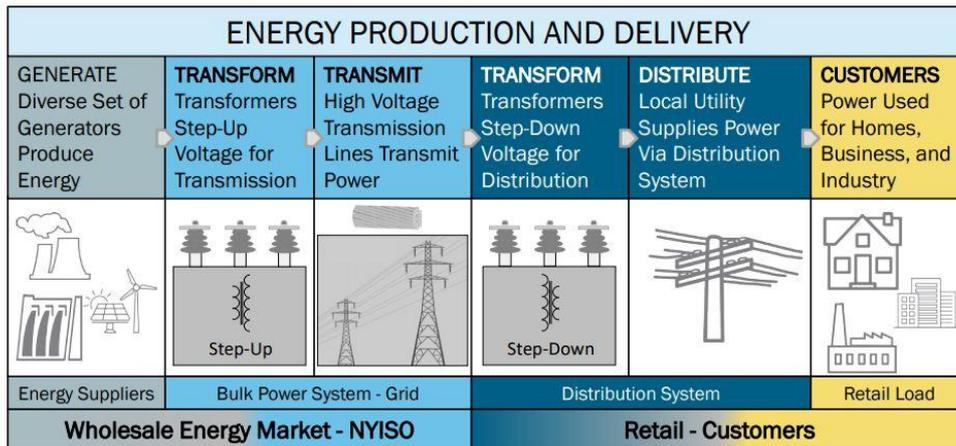


Figura 7: Producción y transmisión de energía supervisado por el NYISO

Todas sus obligaciones las realiza bajo la supervisión de diversos consejos u organismos del estado, como son el NERC y el consejo subordinado al mismo, la FERC o el consejo coordinador de energía del Nord-Oeste. Esto se debe a que el NYISO solo es el operador de un mercado estatal, Nueva York, y las organizaciones anteriormente mencionadas tienen un ámbito de operación que se extiende a todo el territorio de los Estados Unidos de América o a un conjunto de estados y solo responde, en el caso del FERC, al gobierno del país, al ser nominados los comisarios por el presidente y confirmados por el senado. Estas obligaciones las cumple desde la creación del operador en 1998 mediante la autorización de la FERC.

Durante la última década se ha visto un gran cambio en la red eléctrica, se ha reducido la demanda de energía al mismo tiempo que ha aumentado la producción de esta a través de los recursos energéticos distribuidos (DER), es decir, mediante la creación de pequeñas instalaciones (3kW a 50 MW) de generación de energía en ubicaciones cercanas a las de consumo de esta.

El hecho de que el uso de los recursos energéticos distribuidos se utilice cada vez más y de que estos puedan proceder de energías renovables implica una mayor necesidad de controlar aún mejor la red para garantizar la fiabilidad y la continuidad del sistema, al ser la producción de energía mediante renovables intermitentes.

A continuación, se han expuesto los diferentes aspectos que influyen en el suministro energético en el estado de Nueva York y, los cuales están regulados por el NYISO.

2.2.1. Fuel Mix

En el estado de Nueva York, como en la mayoría de los mercados eléctricos del mundo, se seleccionan los recursos a utilizar para producir energía teniendo en cuenta cuales son más baratos. Aun así, el NYISO tiene, en comparación con el resto de los Estados Unidos, uno de los mix de generación más diverso, lo que juega un papel importante, permitiéndole tanto reducir los costes cuando es posible como garantizar la fiabilidad del sistema.

La siguiente imagen muestra la composición del fuel mix en el estado de Nueva York durante un día cualquiera.

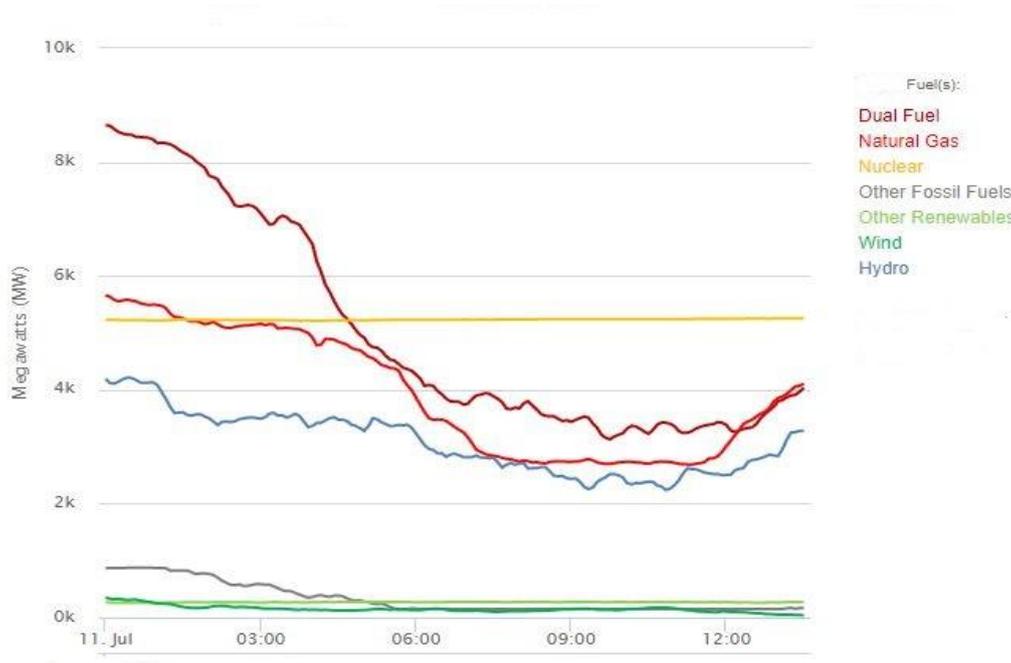


Figura 8: Fuel mix del 11 de julio de 2018

Como se ve en la imagen, si bien es verdad que aún hay una gran cantidad de potencia suministrada mediante combustibles fósiles, también es cierto que una gran parte se suministra mediante energía hidroeléctrica, lo cual es así desde la introducción de la red eléctrica en EE. UU. También se puede ver que la base de la energía suministrada se obtiene mediante la producción en centrales nucleares, siendo esta una parte muy importante hoy en día al no haber otro tipo de energía que suministre de manera tan estable y continua. Así mismo hay una ligera producción de energías renovables que, probablemente debido al alto precio en comparación con los demás tipos de energía, es pequeña.

En cuanto a los hábitos de consumo de la población del estado se aprecia que la energía se consume mayormente por la tarde y noche, siendo la mañana un momento de bajo consumo.

Es importante mencionar que aunque en el mercado eléctrico de Nueva York el fuel mix tiene un porcentaje importante de combustibles fósiles en términos de capacidad, este porcentaje se ve reducido en términos de generación de energía, como se detalla en las siguientes imágenes:

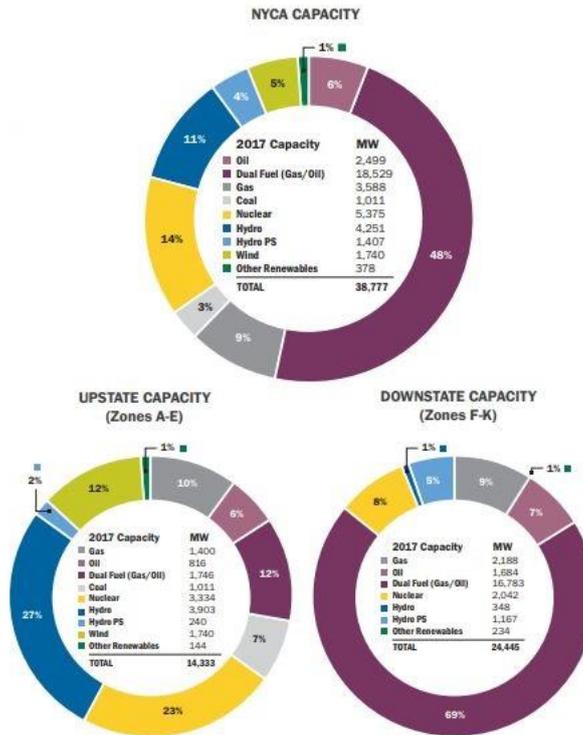


Figura 9: Capacidad de generación en las diferentes regiones de Nueva York

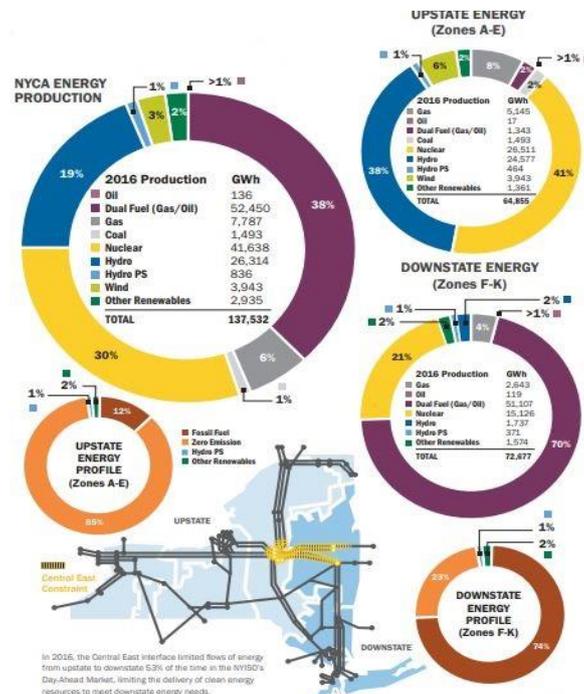


Figura 10: Generación de energía en las diferentes regiones de Nueva York

Como podemos observar en la *Figura 9*, la capacidad de la zona de control de Nueva York (NYCA) tiene un porcentaje del 66% de combustibles fósiles, debido en gran parte a la zona del sureste. Sin embargo, esto no es igual en términos de producción de energía en las mismas áreas ya que fijándonos en la *Figura 10* se comprueba que el porcentaje de combustibles fósiles utilizados en la generación de energía se reduce a un 45%, esto es debido a que operar las centrales de fuel-oil/Carbón tiene un coste superior de combustible o de operación, utilizándolas en periodos de un nivel alto de demanda, mientras que en el caso de las renovables estos costes son inferiores o no existen. No obstante, al ser las renovables dependientes del tiempo, y por lo tanto tener un efecto sobre la fiabilidad del sistema medido mediante el “factor de capacidad”, todavía es necesario el uso de centrales que utilicen combustibles fósiles.

A continuación, podemos ver la tendencia del fuel mix durante los últimos años:

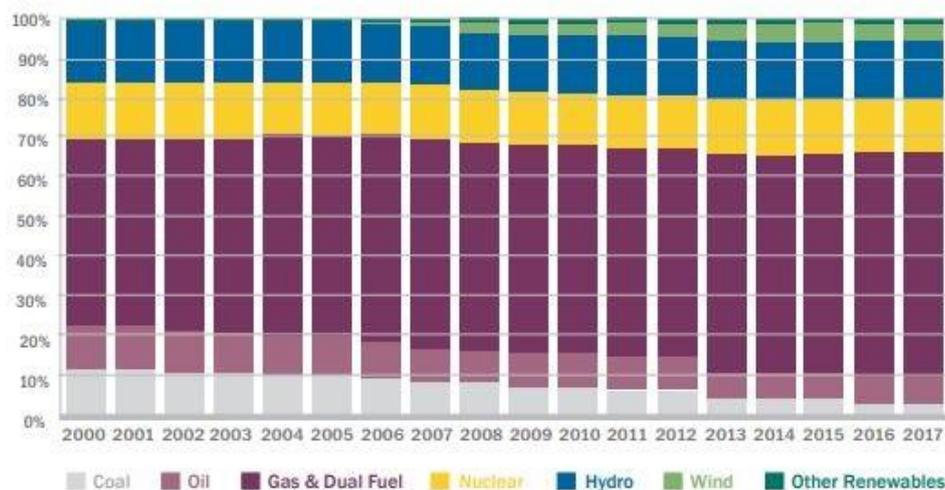


Figura 11: Fuel mix en Nueva York 2000 - 2017

Como se aprecia en la *Figura 11*, se ve una progresiva reducción de la producción con carbón y fuel-oil, a la vez que se produce un incremento del consumo de gas natural. Esto último es debido a requerimientos de la calidad del aire, restricciones en el flujo de la energía, así como un incremento en las necesidades de fiabilidad del sistema que provocan que se utilice en mayor proporción el gas natural que el fuel-oil de la central ya que el primero es menos contaminante.

Finalmente, se puede ver la aparición a través de los años de la energía eólica, así como de otras renovables. Esto se debe al continuo abaratamiento de las energías renovables en comparación con los precios de las anteriores décadas. Otro factor que ayuda al desarrollo de estas energías es la legislación medioambiental, cada vez más restrictiva, que lleva a muchas empresas de la energía a invertir cada vez más en la construcción de centrales de generación de energía limpia y a cerrar las más contaminantes, como pueden ser las de fuel-oil.

2.2.2. Interconexiones

El operador independiente del sistema de Nueva York (NYISO) cuenta entre sus funciones con las de regular las diferentes interconexiones con los ISOs de los estados cercanos siendo dichas interconexiones las siguientes:

ISO/RTO	Nº de interconexiones	kW	Compañías
PJM	15	3835	O&R, ConEd, NMPC, NYSEG, CHG&E
ISO New England	8	1472	ConEd, LIPA, CHG&E, NMPC, NYPA
IESO (Ontario)	6	1610	NMPC, NYPA
HQ	3	995	NMPC, NYPA

Tabla 1: Interconexiones del NYISO con otras zonas de control

Como se observa en la *Tabla 1* el NYISO tienen un gran número de interconexiones con las zonas de control vecinas por las cuales se transmite una notable cantidad de energía en caso de ser necesario. Además, en estos intercambios participan un amplio número de empresas según la zona con la que se trabaje. Estas conexiones han ido creándose a lo largo del tiempo desde la creación del NYISO en 1998 debido a la creciente necesidad de energía para hacer frente a las congestiones y la creciente demanda en el estado, especialmente en la zona sureste del mismo.

También hay que destacar el hecho de que en estas operaciones se aplica el mismo procedimiento, tarificación marginal basada en la ubicación para definir el precio de la energía, que luego es usado en los demás procedimientos de compraventa de energía. En las imágenes siguientes podemos ver estos procesos.

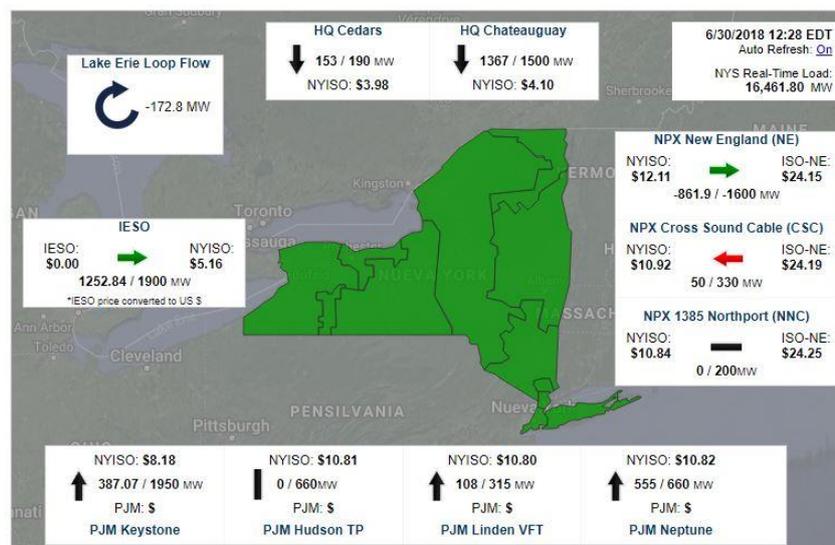


Figura 12: Intercambios de energía entre áreas de control

En la *Figura 12* se pueden ver las distintas transacciones de energía que se dan entre las diferentes zonas de control que hay alrededor del estado de Nueva York. Las flechas rojas indican una transmisión de la energía desde una zona con un mayor precio a una con uno menor, esto probablemente se debe a que en esa zona se necesite energía para hacer frente a la demanda y la han tenido que comprar a un precio más caro. En cambio, en las zonas con las flechas verdes indican que los precios van de más bajos a más altos, lo que es normal ya que se ahorrará dinero al comprarlo a un precio menor.

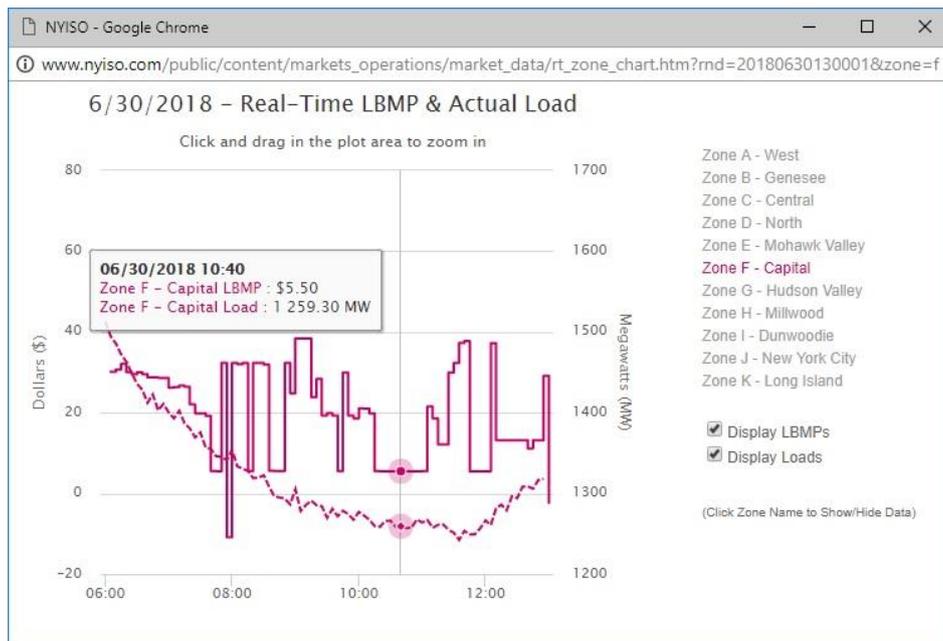


Figura 13: Comparación precio - carga

La *Figura 13* es un gráfico que detalla cómo se calculan los precios marginales para cada zona (LBMP) del área de control del NYISO, además del precio de cada una de las zonas con las que intercambia energía, siendo el de cada operador y zona distinta. Todo este proceso se realiza, como veremos más adelante, de manera periódica para cada zona con el objetivo de conocer el precio de la energía en cada momento.

2.3. Mercados gestionados por el NYISO

Una vez explicada la estructura del mercado eléctrico de Estados Unidos y en particular el de Nueva York, se va a explicar cómo funcionan los diferentes mercados que operan en el estado de Nueva York y que son gestionados por el operador del sistema, en nuestro caso el NYISO.

En la zona de control operan una amplia variedad de mercados, cada uno de los cuales tiene su objetivo y permite a los consumidores y productores (estos pueden ser de todo tipo) la libertad de comprar y vender energía, así como de hacer uso de los diferentes servicios que ofrece cada mercado.

2.3.1. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico de Nueva York funciona mediante la sucesión de una serie de procesos para asegurar la fiabilidad del sistema y un funcionamiento eficiente. En la siguiente figura se muestra la cadena de procesos que tiene el mercado eléctrico.

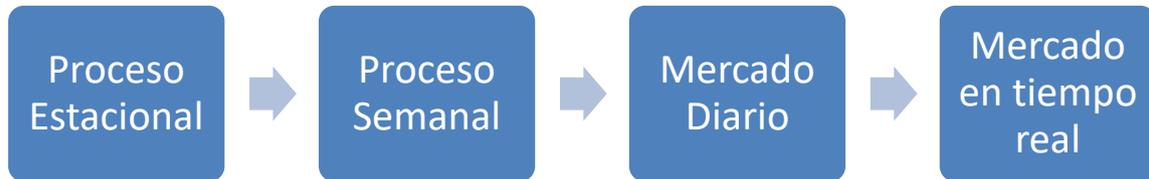


Figura 14: Procesos del mercado eléctrico en el estado de Nueva York

2.3.1.1. Proceso Estacional

En primer lugar, se realiza el proceso estacional, tal y como su nombre indica una vez en cada estación. Durante este proceso las unidades **LSE** (Load Serving Entities) deben pronosticar e informar de las cantidades máximas que pueden entregar de energía, tras lo cual este máximo será traducido en la capacidad instalada (ICAP) que posteriormente se traduce en UCAP. Esta será la unidad a través de la cual los participantes del mercado cumplirán sus obligaciones.

Los generadores deben declarar que han adquirido suficiente UCAP para poder cumplir sus obligaciones y entregar energía, durante dicho año. Esto se puede conseguir mediante contratos bilaterales o mediante subastas. Este procedimiento sirve para que el mercado diario pueda responder a las predicciones de demanda.

2.3.1.2. Proceso Semanal

Posteriormente se lleva a cabo otro proceso, este se realiza una vez por semana. Consiste en que el NYISO solicita información sobre los siete días de operación. De estos datos solo los del día siguiente se utilizarán para el mercado diario, el resto se utilizan para revisar la compraventa de energía en dichos días y asegurarse que no habrá ningún problema a la hora de realizar las transacciones.

En caso de que haya algún problema, se pueden realizar diversas acciones. Comprar reservas de energía, notificar el problema o seleccionar una unidad de generación especial que tarda más de 24 horas en iniciarse y sincronizarse con la red. De esta manera, este periodo de siete días permite al NYISO responder con tiempo a cualquier eventualidad.

2.3.1.3. Mercado diario.

El NYISO opera varios mercados en la NYCA, dos de los cuales son el mercado diario y el mercado en tiempo real, encargándose también de la gestión de las operaciones bilaterales. En el mercado eléctrico estadounidense la mayor parte de las transacciones de energía se dan en el mercado diario siendo, aproximadamente, la mitad de estas en términos bilaterales.

En el caso del mercado diario, se realizan todos los cálculos y se controla quien compra la energía (por subasta), mediante un software denominado SCUC (Security Constrained Unit Commitment). Este programa permite realizar las transmisiones teniendo en cuenta las limitaciones o la aparición de cuellos de botella permitiendo reducir la necesidad de actuación por parte del NYISO.

El funcionamiento del mercado diario consiste en un proceso que tiene varias etapas las cuales se explican a continuación.

En primer lugar, un coordinador prepara e introduce en el SCUC como datos las posibles interrupciones que se darán al día siguiente y que tendrán lugar en el sistema debido al mantenimiento, siempre asegurándose que estas no produzcan riesgos en la seguridad del suministro. A continuación, se analizan las predicciones del tiempo que se utilizan para crear una predicción sobre las necesidades de energía de los participantes del mercado, ya sean grandes o pequeños.

Después se introducen en el SCUC las predicciones y las ofertas de compraventa de energía que, junto con los datos de posibles interrupciones en el sistema, el software incluye en una lista con los generadores, los horarios establecidos y los precios marginales para todos los contratos del mercado diario. Los datos introducidos en el programa se organizan por zona y teniendo en cuenta las limitaciones de la línea.

Posteriormente, se juntan las ofertas y las cargas, así como los archivos que contengan información sobre la capacidad de transferencia total y sobre las peticiones para exportaciones en firme, todo ello con los requerimientos de reserva y regulación para crear dos grupos uno de ofertas de carga y otra con las predicciones de esta.

Seguidamente, el SCUC realiza dos operaciones al mismo tiempo. En la primera utiliza como datos solo las ofertas de las unidades que ofertan energía y las transacciones (incluidas las de exportación), y crea un grupo conocido como Gen.set.1. En la segunda operación introduce como entrada las proyecciones de carga y las exportaciones, además tiene en cuenta todos los generadores del primer grupo y solo introduce unidades extra si es necesario teniendo en cuenta sus ofertas de disponibilidad de reserva, todo este grupo es conocido como Gen.set.2. Este último grupo se utiliza para producir los precios marginales y los horarios de los contratos tipo Forward, es decir, un contrato bilateral a largo plazo en el cual las dos partes involucradas estipulan la fecha y el precio del intercambio de energía acordado en el mismo. Estas operaciones sirven para tener toda la información necesaria en el momento de realizar el despacho económico.

Tras todo el proceso anterior, se realiza un despacho económico, se casa la demanda de energía con las ofertas de compra buscando siempre el menor coste posible, pero sin tener en cuenta la seguridad del suministro, pudiendo haber posibles restricciones o congestiones debido a que la línea de transmisión no tenga suficiente capacidad.

Posteriormente, se realiza un análisis de 24 horas sobre el flujo de la energía, aplicando a cada hora todas las eventualidades posibles que pueden acontecerse para después realizar iteraciones del proceso hasta que no ocurra violación alguna de la seguridad.

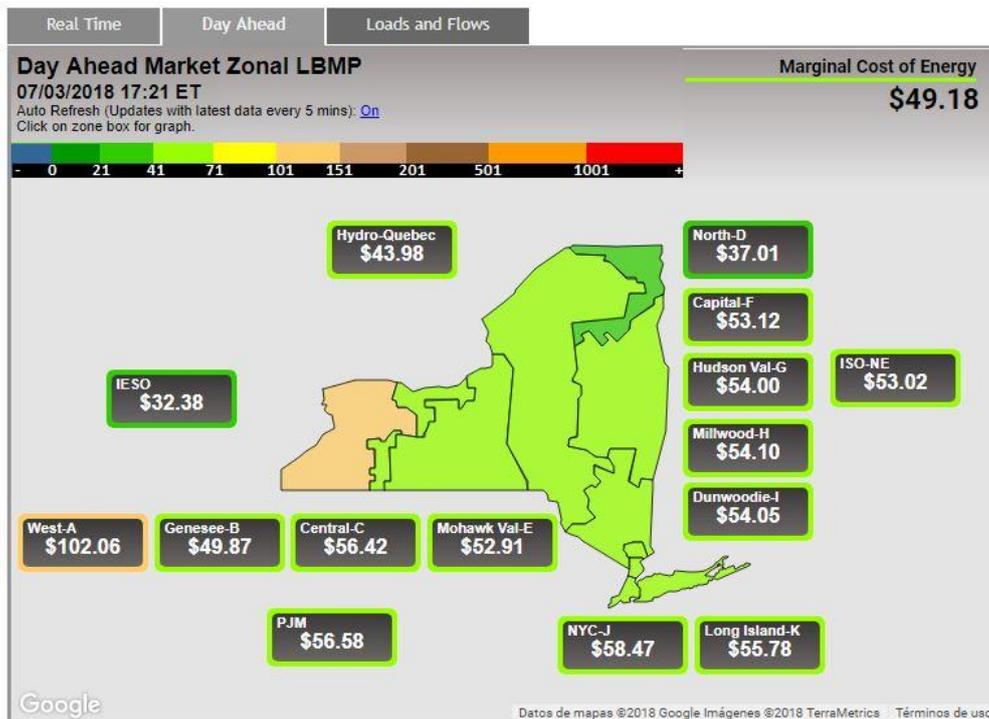


Figura 15: Obtención de precios marginales en el mercado diario

Finalmente, todas las importaciones por empresas externas son tratadas como generadoras y todas las exportaciones en firme son tratadas como cargas durante el proceso que junto con los resultados anteriormente calculados se realiza una nueva casación y se considera correcta en la medida que es semejante a la calculada por el SCUC.

2.3.1.4. Mercado en tiempo real

Alrededor de un 2% de las transacciones de energía se realizan en el mercado en tiempo real, es decir, en el mercado en línea.

El mercado en tiempo real se utiliza para realizar un seguimiento de los horarios de las transacciones y estudiar las ofertas de compraventa de energía que se realizan. En este mercado se analizan las ofertas presentadas en el mercado diario y las ofertas no ejecutadas, y además permite al NYISO analizar aplicaciones al mercado en el último momento pudiendo

evaluar y tomar las medidas necesarias en caso de que ocurran accidentes o imprevistos en algunas de las partes que han acordado intercambio de energía en el mercado diario.

Se realiza el despacho con todos los generadores y compradores de energía teniendo en cuenta las curvas de oferta y demanda, además se generan los precios marginales en el Bus para los generadores y, los precios marginales para los compradores de energía. Se realizan transacciones con los generadores cada cinco minutos.

2.3.2. Mercado de capacidad instalada

El *Installed Capacity Market* (ICAP) permite a los participantes del mercado comprar y vender capacidad de producción de energía mediante una audición organizada por el NYISO, de manera que pueda determinarse un precio justo para ambas partes y cubrirse la necesidad de capacidad que tiene el mercado, siempre teniendo en cuenta quienes son aquellos calificados para poder participar en dicho mercado.

El operador del sistema controla cuales son los requerimientos de capacidad cada año y con esos datos puede obtener los requerimientos de capacidad no obligatoria (UCAP), siendo esta última la unidad de medida para poder conocer cuanta ICAP está disponible en cualquier momento después de haber calculado su **ratio de corte involuntario** (FOR), para las utilities y durante un periodo de seis meses.

Operar en este mercado tiene varios beneficios para los generadores o consumidores de energía:

- Permite contar con un nivel de recursos óptimo. Esto se debe al hecho de tener en cuenta elementos como prever el número de cortes en la red eléctrica, las necesidades de carga de los consumidores, así como las reservas de capacidad que debe tener el sistema. También prestan atención a tener un margen de capacidad en caso de que algún factor, meteorología inestable, por ejemplo, puede ocasionar un aumento de la demanda de energía en un momento dado.
- Mediante la participación en el mercado de capacidad se puede recuperar parte de los costes fijos en contraposición a los costes variables que se recuperan en el mercado de energía.
- Al operar en el mercado se definen los requisitos de capacidad de la zona de control y, por lo tanto, se permite a los inversores o a aquellos interesados en participar en el mercado conocer la información necesaria para saber dónde es más rentable invertir ya sea para construir nuevas instalaciones de generación o ampliar las ya existentes.

Dentro del funcionamiento del mercado existen una serie de procesos que permiten al NYISO determinar la cantidad de capacidad que se requiere, la que está disponible y a aquellos que están calificados para ofrecer dicha capacidad.

Para determinar la capacidad requerida por el sistema se tiene en cuenta los estándares de fiabilidad, las predicciones de carga máximas y la necesidad de capacidad en toda el área de control de Nueva York. En el caso de la disponibilidad de capacidad, esta se calcula, mediante la información que ofrecen los productores sobre la cantidad de MW que pueden ofrecer en un momento dado. Finalmente depende de la capacidad de la transmisión de energía, la disponibilidad de la unidad de producción y el funcionamiento anterior si es capaz o no de entregar la capacidad que se le pide al productor.

2.3.3. Mercado de Servicios complementarios

En este mercado se ofrecen aquellos servicios que tienen como objetivo regular y apoyar la transmisión y la distribución de energía desde los productores hasta los consumidores de esta.

Dentro de este mercado se pueden adquirir servicios como la regulación y control de la frecuencia, las reservas operativas, desequilibrios de energía, voltaje de soporte y Black Start. La elección de los proveedores de estos servicios corre a cargo del operador del sistema, en nuestro caso el NYISO, y se basa en el coste que incurren cada uno de los productores a la hora de la producción, es decir, cuanto menos sea dicho coste de producción más probabilidad tiene el generador de ser seleccionado por el operador para ofrecer esos servicios a la red.

2.3.4. Mercado de Contratos de congestión en la transmisión

En este mercado los participantes pueden establecer un contrato de congestión en la transmisión mediante una serie de audiciones donde se presentan las ofertas. Este contrato permite recoger, y obliga a pagar, las rentas en el mercado diario debidas a la transmisión de energía de un punto a otro.

Al contrario que en otros mercados gestionados por el NYISO, el servicio ofrecido se centra más en el aspecto financiero y sirve para dar una cobertura a los sobrecostes que se dan debido a la aparición de congestiones en la red de transmisión.

El contrato pone un valor a las congestiones en la transmisión, permitiendo a los participantes de dicho mercado tener un orden de magnitud a la hora de pagar para mover la energía hasta el punto de consumo y de esa forma evitar tener que invertir para aliviar la congestión.

2.4. Agentes y Funcionamiento

A continuación, se detallan los principales agentes que intervienen en el funcionamiento del mercado, así como uno de los aspectos más importantes de su funcionamiento que es la tarificación marginal basada en la localización, es decir, una forma de establecer los precios de la energía propia del operador de la zona de Nueva York. Se van a exponer también de manera breve los diferentes requisitos que deben cumplir los participantes y las posibles restricciones que pueden aparecer durante el funcionamiento de la red.

2.4.1. Participantes en el mercado eléctrico de Nueva York

En el mercado eléctrico del estado de Nueva York participan una serie de entidades que permiten su funcionamiento, todo bajo el amparo del correspondiente operador de la zona. Dichas entidades pueden participar en el mercado de diferentes maneras, desde la compraventa de servicios hasta la provisión, regulación y aumento de la fiabilidad del sistema.

Los principales participantes del mercado son los siguientes:

- **NYISO:** Es el operador del mercado y se encarga de gestionar todos los tipos de mercados y, de permitir la participación de las demás entidades en los mercados si estos cumplen los requisitos.
- **Load Serving Entities:** Es el término que se utiliza en la industria para referirse a las compañías proveedoras de electricidad o a las utilities. Estas entidades pueden proveer energía o transmitirla para uno o varios clientes.
- **Agregadores:** Compañías que realizan los contratos y acuerdos con el NYISO para ser parte del mercado eléctrico en lugar de los compradores de energía.
- **Compradores:** Aquellos que compran la energía, pueden ser consumidores o utilities que utilicen la energía para ellos mismos. Los consumidores pueden variar en tamaño, yendo desde pequeños comercios hasta grandes compañías.
- **Dueños de la transmisión:** Son aquellas personas o compañías que son dueñas de las redes de transmisión o distribución y que son esenciales a la hora de llevar la energía desde un punto de la red a otro.

2.4.2. Requisitos mínimos para los participantes

2.4.2.1. Introducción

Para participar en el mercado gestionado por el NYISO los participantes deben cumplir una serie de requisitos mínimos, tanto económicos, como sobretodo técnicos. Estos últimos son los más importantes ya que determinan su capacidad de respuesta a situaciones que se dan en el mercado o a su capacidad de entrega de energía entre otras funciones. A continuación, comprobaremos cuales son estos requisitos y en qué consisten.

Como se ha mencionado, expondremos las condiciones o requisitos, tanto económicos, es decir, aquellas condiciones que se han de cumplir en el plano económico para poder ser un miembro del mercado, como técnicos, que son aquellas características técnicas que un participante debe cumplir para poder entregar la energía producida a la red. Aquellos que quieran participar en el mercado del estado de Nueva York deben cumplir los siguientes requisitos:

- **Requisitos técnicos:**

- Cuando se quiere realizar una interconexión con la red se debe proceder a hacer una serie de estudios:
 - **Factibilidad de la nueva interconexión:** Estudio de alto nivel, analiza el punto de conexión en el cual se entrega la energía producida por el generador, la configuración y el sistema local, es decir, analizar la situación, características, y otros aspectos del sistema al que vamos a entregar la energía, en el ámbito local.
 - **Impacto sobre la fiabilidad:** Análisis de nivel medio, evalúa el impacto del nuevo proyecto en la fiabilidad del sistema y la capacidad de transferir energía, es decir, la cantidad de energía que puede transmitir la red a la que está conectada el punto de conexión para de esa forma determina la capacidad de producción y no provocar congestiones en la red.
 - **Estudio de las instalaciones:** Análisis más completo, dentro de lo estudiado se encuentra si el proyecto cumple la capacidad regulatoria, o lo que es lo mismo, si es capaz de cumplir los requisitos de regulación de la generación y si ha notificado al NYISO su deseo de entrar en el "Class Year Study".
- Los que quieran participar en el mercado deben registrar diferentes datos entre los cuales están: los límites de operación tanto superiores como inferiores, esto es, la cantidad de potencia que pueden entregar, la curva de capacidad o la corriente de excitación máxima. También es necesario presentar la tasa de respuesta, es decir, la velocidad con la que puede responder el generador y el nivel del voltaje de la interconexión.

- **Requisitos legales y económicos:**

- Deben cumplir con todas las leyes federales, estatales y municipales.
- Cumplir los requisitos de participación:
 - Mantener el nivel de corriente (intensidad) y cumplir las políticas de riesgo, para que no haya peligro a la hora de operar y se mantenga la seguridad.

- Tener un personal entrenado y la capacidad de responder al NYISO cuando se le requiera.
 - Suficiente capitalización, es decir, una cantidad de dinero suficiente para ser capaz de participar en el mercado y realizar transacciones.
- Para participar en los mercados diario, en tiempo real o de servicios complementarios:
 - Saber los límites de operación máximos.
 - Tase de respuestas, incluida la de emergencias.
 - Comunicar las especificaciones de los intercambios bilaterales que se hayan podido realizar entre dos participantes.
 - Mantener o modificar las pujas del mercado diario para participar en el mercado en tiempo real.

2.4.3. Restricciones en el Mercado eléctrico

En la zona de control de Nueva York, la generación de energía y su consumo no están distribuidos de manera uniforme, sino que dichas actividades se concentran en unas zonas de carga concretas y, por lo tanto, hacen de la red de transmisión un elemento muy importante a la hora de llevar la energía de una zona a otra.

En la siguiente figura, podemos observar cómo se reparten la producción y el consumo a lo largo del estado. De estos datos podemos comprobar la distribución de la generación y demanda a lo largo de las diferentes zonas de carga del estado. Como se observa en la figura la mayoría de la demanda se centra en las zonas de la ciudad de Nueva York y de Long Island y por eso mismo, son aquellas que tienen un mayor número de congestiones a lo largo del año. Sin embargo, la mayor capacidad de generación se centra en las zonas de la A-I lo que provoca, como hemos mencionado antes, que la importancia de las líneas de transmisión a lo largo del estado sea muy alta.

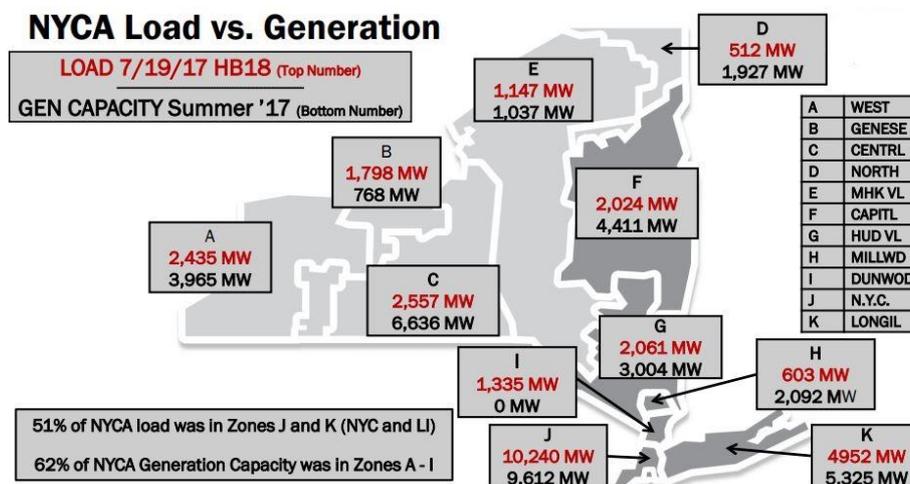


Figura 16: Generación y consumo en la zona de control de Nueva York

Sin embargo, durante la operación del mercado tienen lugar diversas situaciones en las que la energía comprada en una zona no puede entregarse debido a los límites que tiene la red de transmisión. Dichos límites son una de las razones de que se den congestiones en la red y que estas provoquen una subida del precio de la energía como mencionaremos más adelante.

Algunos de los límites son los siguientes:

- Límites de voltaje que varían según el equipo que se comprueba.
- Límites de estabilidad que varían teniendo en cuenta los servicios que se están dando en el momento en las líneas.
- Límites de capacidad de transmisión de la red.

La capacidad total de transmisión de la energía depende de estos límites los cuales, además, se ven afectados por la situación del sistema y son actualizados cada cinco minutos.

2.4.3.1. Análisis de los precios en las regiones

A continuación, en la siguiente tabla se puede ver una comparación entre los precios de las zonas de carga del mercado eléctrico del estado de Nueva York y posteriormente se procederá a analizar las diferencias entre los precios y las posibles pérdidas o congestiones que pueden tener. Este análisis se realiza con el fin de poder comprobar los efectos que tienen las pérdidas de energía y la existencia de congestiones en la red de transmisión en el valor de los precios de esta, hecho que es muy importante, ya que como se comprobará a continuación, ambas situaciones provocan un encarecimiento de la energía bastante notorio.

Los datos expuestos en la *Tabla 2* fueron recogidos a principios de noviembre y representan los precios de las zonas durante tres días consecutivos a la misma hora, concretamente a las 12:00h. Como se observa en ella durante los tres días que hemos tomado de muestra para analizar hubo diferencias significantes entre las diferentes zonas. Durante este periodo de tiempo la energía ha sido producida tanto en la propia zona de control de Nueva York como en las zonas de control anexas de los demás estados.

En primer lugar, comprobamos que los precios durante el periodo analizado son diferentes entre sí aún en la misma zona debido, principalmente, a las diferencias del nivel de congestión y pérdidas que puede haber en una zona entre un día y otro. Además, se puede ver que existen diferentes variaciones de los precios a partir del segundo día, debido a la existencia de congestiones en la red ya sean originadas por exceder la capacidad máxima de transmisión o por superar los límites de fiabilidad mencionados anteriormente, así como el aumento o reducción de las pérdidas marginales en la red.

Sin embargo, a pesar de existir ligeras diferencias en los precios, estos se mantienen similares durante los tres días debido a que, tanto el incremento de las pérdidas como de las congestiones es prácticamente el mismo o varía muy poco. Aun así, se puede comprobar que tanto pérdidas como restricciones pueden condicionar, ya sea en mayor o menor magnitud, el precio de la energía en el mercado.

Tabla 2: Precios marginales en las regiones

Zonas de Carga	06/11/2018			07/11/2018			08/11/2018		
	Precio Marginal (\$/MW)	Perdida Marginal (\$)	Congestión Marginal (\$)	Precio Marginal (\$/MW)	Perdida Marginal (\$)	Congestión Marginal (\$)	Precio Marginal (\$/MW)	Perdida Marginal (\$)	Congestión Marginal (\$)
West	24,61	0,05	0	24,37	0,25	-1,01	29,06	0,71	-0,08
Genesee	24,78	0,22	0	24,19	0,32	-0,76	28,62	0,28	-0,06
Central	25,15	0,59	0	24,77	0,65	-1,02	29,15	0,79	-0,08
Mohawk Valley	25,42	0,86	0	24,91	0,81	-1	29,35	0,99	-0,08
North	23,38	-1,18	0	13,02	-1,43	8,65	19,35	-1,78	7,15
Capital	26,69	2,14	0	33,35	1,96	-8,28	31,34	2,43	-0,63
Hudson Valley	26,84	2,28	0	30,97	1,99	-5,88	31,50	2,77	-0,45
Millwood	26,91	2,36	0	31,20	2,06	-6,04	31,62	2,89	-0,46
Dunwoodie	27,04	2,48	0	31,23	2,15	-5,97	31,73	3	-0,45
New York City	27,31	2,75	0	31,46	2,38	-5,97	32,04	3,31	-0,45
Long Island	37,38	3,36	-9,46	38,48	3	-12,38	45,08	4,01	-12,79

2.4.4. Tarificación marginal basada en la ubicación (LBMP)

2.4.4.1. ¿Qué es?

La tarificación marginal basada en la ubicación es una metodología mediante la cual se calcula el precio de la energía en esa localización y se basa en un principio económico pareto eficiente, es decir, que la forma de reducir el gasto que conlleva producir esa energía es consiguiendo que todos los generadores produzcan una cantidad de potencia tal que el precio por incrementar en **1 MW** la carga sea el precio de la energía en esa ubicación.

Ese precio se denomina **precio marginal** y, para las condiciones ideales en las que no haya pérdidas en la transmisión ni congestiones en la red, será el mismo para todos los participantes ya sean generadores o consumidores.

Sin embargo, en la realidad dichas condiciones no se cumplen ya que en cualquier red eléctrica existen pérdidas y congestiones que obligan a no siempre seguir este sistema para realizar despachos económicos y para garantizar un funcionamiento fiable y correcto del sistema.

2.4.4.2. ¿Cómo se establece?

El precio marginal se establece como parte de los procesos que se realizan durante el mercado diario y el mercado en tiempo real. No obstante, estos procesos son diferentes en ambos casos:

- En el mercado diario la programación y los acuerdos de compraventa de energía se realizan cada hora y, por tanto, el cálculo del precio marginal se ha de realizar también a cada hora en cualquier día dado. Esto se realiza mediante un programa llamado **SCUC** (Security Constrained Unit Commitment).
- En el mercado en tiempo real la programación y los acuerdos se realizan cada cinco minutos por lo que, de manera parecida, el precio marginal se calcula cada cinco minutos para cada día. El software utilizado para dicho cálculo se llama **RTD** (Real Time Dispatch).

Ambos programas utilizan el proceso de despacho económico teniendo siempre en cuenta las congestiones en la transmisión por la red. El despacho económico es, como ya hemos mencionado anteriormente, un proceso por el cual se determina el menor precio posible de generación de la energía para conseguir entrega carga que se nos pide.

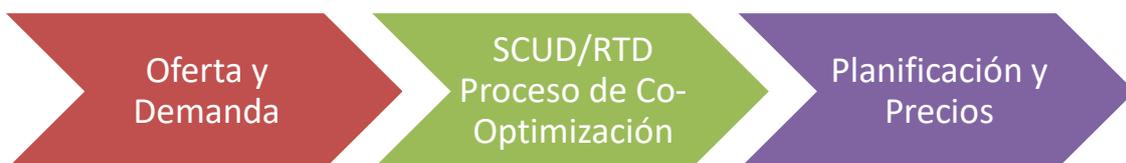


Figura 17: Proceso de despacho económico en el NYISO

En la *Figura 17* se ilustra cómo sería exactamente dicho proceso. Primero se recoge la información de la oferta y demanda y esta se introduce en los programas utilizados para el mercado diario y el mercado en tiempo real. No obstante, en este paso del proceso también se introducen datos del mercado como pueden ser las predicciones, los servicios complementarios, las restricciones en la transmisión, etc. Toda esta información se analiza de manera simultánea en los programas mencionados anteriormente, con el objetivo de entregar la energía demandada y al mismo tiempo mantener la fiabilidad del sistema. Finalmente, tras la realización de múltiples iteraciones se obtiene como resultado el precio marginal y la planificación.

2.4.4.3. Componentes

Los componentes hacen referencia a las distintas partes de las que se compone el precio total de la energía o lo que es lo mismo a los aspectos que se tienen en cuenta a la hora de establecer los precios en el mercado de Nueva York. En la ecuación que tenemos a continuación se expresan los principales componentes a la hora de calcular el precio marginal.

$$P_i = Pref + Li * Pref + \sum_j \sum_k SP_{jk} * SF_{jki} = Energia + Perdidas - Congestion$$

Como podemos observar en la ecuación, el precio se divide en tres componentes: el componente del precio marginal de la energía, el de precio marginal de las pérdidas y el precio marginal de la congestión.

- **El precio marginal de la energía (*Pref*):** Este es el componente básico del precio marginal y es el que se establece primero. Para ello se utiliza un punto de referencia (Marcy) mediante el proceso de despacho descrito anteriormente. Una vez establecido, de maneras diferentes según el mercado, el precio servirá para saber el coste de la energía para las diferentes zonas del estado.
- **El precio marginal de las pérdidas (*Li*Pref*):** Este componente contabiliza las pérdidas por efecto Joule en la zona de control del estado de Nueva York, las cuales son alrededor de un 2.5% de la energía. Este componente, que refleja la influencia de estas pérdidas en el precio, se calcula en referencia al precio marginal de la energía y a un factor de entrega. Este último es calculado en función de las pérdidas de todo el sistema cuando se introduce energía en un punto específico y que representa las reducciones o aumentos de pérdidas que se dan cuando una entidad introduce energía en un punto específico.
- **El precio marginal de la congestión ($\sum_j \sum_k SP_{jk} * SF_{jki}$):** Este componente hace referencia al impacto que pueden tener las congestiones en el precio. Si en una situación en la que un generador, llamado G1, puede ofrecer 100 MW a 30 €/MWh y otro generador, denominado G2, ofrece 100 MW a 70 €/MWh, normalmente por el proceso de despacho económico se obtendría toda la energía

del G1. Sin embargo, si la línea de transmisión que conecta dicho generador con el comprador solo permite transmitir 80 MW entonces el sistema, para mantener el nivel de fiabilidad, cojera los 20 MW restantes del G2. Por lo tanto, el precio marginal de la congestión se calcula como la diferencia entre el precio de la energía ofrecido por ambos generadores que en este caso hipotético sería de 40 €/MWh.

Finalmente, para los compradores de energía el precio marginal se calcula respecto a la zona de carga en la que se encuentran, por horas en el mercado diario y cada cinco minutos en el mercado en tiempo real, es decir, que para cada una de las once zonas internas y cuatro externas de carga se realiza el proceso de manera individual. La carga en cada zona se calcula mediante una media ponderada, lo que significa que todos los compradores de energía situados en una zona tendrán el mismo precio. En cambio, en el caso de los vendedores el precio se calcula en el punto en el que se introduce la energía.

New York Control Area Load Zones



Figura 18: Zonas de control en el estado de Nueva York

Como se puede observar en la *Figura 18*, son apreciables las distintas zonas de carga que hay en el estado de Nueva York, así como la denominada zona de control de Nueva York (NYCA) gestionada por el NYISO. Las zonas de carga son las diferentes áreas en las que se divide la zona de control de Nueva York y desde donde los consumidores pueden comprar energía. La existencia de estas zonas se debe al hecho de conseguir precios para el mercado al por mayor, debido a que las diferentes zonas representan las barreras o fronteras entre las redes de transmisión y, si la red de una zona está congestionada entonces mediante las diferentes conexiones se puede desviar parte de la energía a otras zonas. En las zonas menos congestionadas podemos apreciar que el precio marginal vendrá dado por la localización (LBMP) y por ello, a veces se pueden encontrar zonas con precios muy diferentes.

En el mercado eléctrico del estado de Nueva York se tiene muy en cuenta el efecto de las restricciones ya sea por cuestiones técnicas o de seguridad, en los precios de la energía. A continuación, se exponen un ejemplo de las congestiones que pueden afectar al precio en cada zona y provocar la diferencia en el mismo en cada zona, así como la manera en que las resuelve el operador del sistema.

Las congestiones tienen lugar cuando la energía que se está transmitiendo por la red o que se va a transmitir, alcanza el límite que puede soportar dicha red. Cuando tiene lugar esta restricción se deben despachar nuevos generadores que permitan entregar la energía contratada desde otra línea. Sin embargo, al realizar dichas acciones los precios marginales de las zonas que conforman el área de control de Nueva York pueden diferir entre ellos.

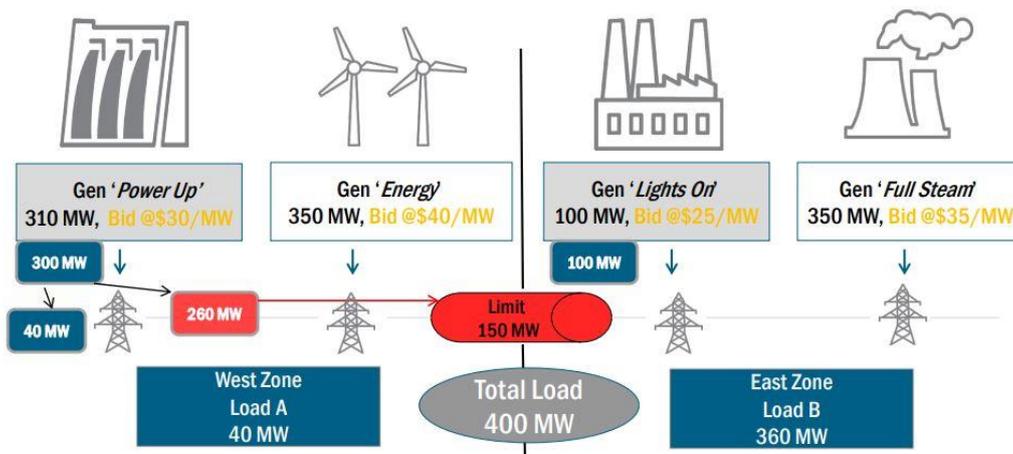


Figura 19: Efecto de las congestiones en la red de transmisión

Un posible caso de congestión sería el expuesto en la *Figura 19*, donde se puede comprobar que al contratar 300 MW al generador “Power Up” se crea una congestión en la línea de transmisión entre la zona Oeste y la Este y, por lo tanto, para solucionarlo se debe reducir la contratada a ese generador y utilizar otro, por ejemplo, el generador “Full Steam” lo que reduciría la carga de la red de transmisión por debajo de los límites pero, como consecuencia, provocaría un aumento del precio de la energía en su zona y los precios ya no serán iguales como podemos observar en la *Figura 20*.

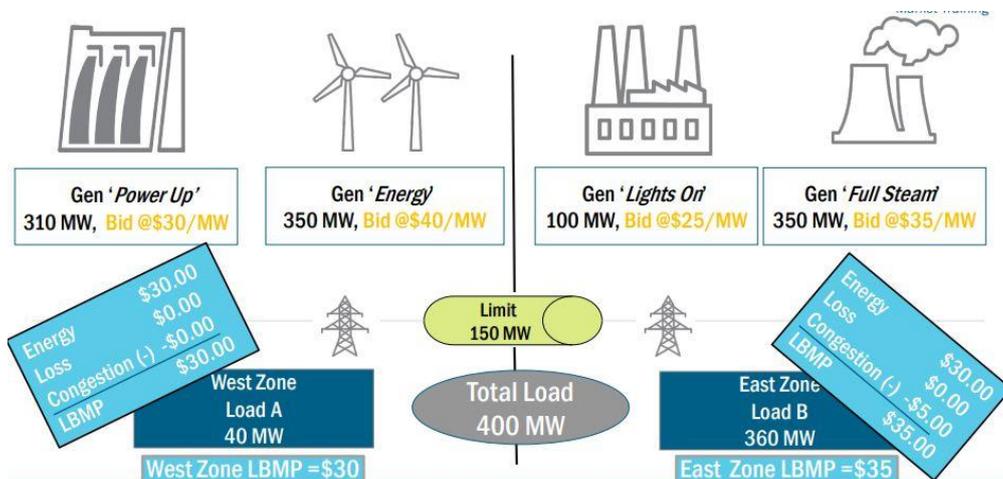


Figura 20: Precio tras solucionar la congestión

2.5. Servicios Complementarios

2.5.1. Introducción

Los servicios complementarios hacen referencia a un conjunto de servicios desagregados que permiten facilitar la operación del mercado y apoyar el envío de la energía desde los vendedores a los compradores y mantener los niveles de fiabilidad altos. Esto se realiza mediante el uso conjunto tanto de trabajadores como de máquinas. En la *Tabla 3* que se muestra a continuación, podemos comprobar los distintos servicios que se realizan para llevar a cabo las funciones mencionadas anteriormente.

Funciones	Servicios	Responsable	Precio
Operación de la Red	Regulación	NYISO/Participantes	Coste de Mercado
	Reservas	NYISO/Participantes	Coste de Mercado
	Desequilibrio de Energía	NYISO	Coste de Mercado
Asegurar la fiabilidad	Programación	NYISO	Coste Integrado
	Voltaje de Soporte	NYISO	Coste Integrado
	Black Start	NYISO	Coste Integrado

Tabla 3: Servicios Complementarios

En la tabla superior se aprecian los servicios complementarios que ofrece el mercado. Estos se dividen y clasifican en dos categorías distintas. En primer lugar, los servicios complementarios basados en el coste integrado, que hace referencia a aquellos servicios que basan su precio en un coste incurrido en el pasado que permite a un productor o utility vender energía en el presente, en dicha categoría incluimos: el servicio de programación, control de sistema y despacho, el Black Start y el voltaje de soporte. Todos estos servicios pueden ser ofrecidos y/o gestionados por el operador del sistema o por los participantes de el mismo. La segunda categoría incluye aquellos servicios complementarios que basan su precio en el coste de la energía en el mercado, entre los cuales se incluyen: las reservas operativas, el servicio de regulación y control de la frecuencia y el desequilibrio de la energía.

Finalmente, cabe destacar que algunos de estos servicios son ofrecidos por el NYISO de forma obligatoria y los demás pueden ser realizados tanto por el controlador como por los consumidores y los proveedores de energía.

2.5.2. Servicios complementarios basados en el coste de mercado

A continuación, se explica de forma más detallada los diferentes servicios complementarios de coste de mercado y se da una introducción a su funcionamiento y objetivos con por los que se ofrecen dichos servicios.

2.5.2.1. Servicio de regulación y control de la frecuencia

La regulación y el control de la frecuencia son servicios que se utilizan con el objetivo de conseguir mantener el equilibrio entre la energía producida y la demandada por los consumidores, así como conseguir tener una frecuencia de 60 Hz. Estos servicios se realizan mediante el uso de la variación de la capacidad de generación en función de los cambios que pueden darse en la demanda de energía utilizando en este caso el “Automatic Generation Control” (AGC). También se pueden utilizar cuando ocurre un accidente.

Este servicio se ofrece mediante una puja en la que participan aquellos proveedores de estos servicios que hayan sido aceptados por el NYISO al haber cumplido los requisitos necesarios. El NYISO puede destinar más recursos en caso de que los servicios que han sido ofrecidos no sean suficientes para cubrir las necesidades del sistema.

Los requisitos necesarios que deben cumplir los proveedores que quieran participar en la puja para ofrecer el servicio son los siguientes:

- Tener la capacidad de proveer dichos servicios, así como ser capaz de utilizar el AGC.
- Ser capaz de responder en intervalos de 6 segundos a las señales del control automático.
- Poder proveer los servicios de manera continua, ya sea con el objetivo de reducir o aumentar la generación, para el periodo de tiempo dado.
- Completar la prueba de precalificación.
- No se puede proveer dichos servicios si se hace uso de un “behind-the-meter generator”.

2.5.2.2. Reservas operativas

Este servicio consiste en ofrecer capacidad de producción de energía en caso de que se dé una contingencia en la red se tiene la posibilidad de usarlo como servicio de respuesta a la demanda. Este servicio debe ser realizado por generadores o recursos destinados a la administración de la demanda que están situados dentro del área de control de Nueva York (NYCA). Las reservas operativas se clasifican de la siguiente manera:

- **10-Minute Spinning Reserve:** Son aquellas reservas que, al ser ofrecidas por productores de energía que cumplen los requisitos, ya están sincronizadas con el sistema del NYISO y que pueden modificar sus reservas en un periodo de 10 minutos desde que el NYISO las solicita.
- **10-Minute Non-Synchronized Spinning Reserve:** Aquellas reservas que, al ser de rápido inicio, pueden ser encendidas, sincronizadas y empezar a entregar la energía en dicho periodo de tiempo. En el ámbito de la respuesta a la demanda se pueden operar mediante un generador local. La principal diferencia, respecto a las

anteriores, radica en el hecho de que estas no están sincronizadas con el sistema y por tanto deben, no solo ponerse en funcionamiento, sino que además deben sincronizarse en el mismo periodo de tiempo.

- **30-Minute Spinning Reserve/30-Minute Non-Synchronized Spinning Reserve:** Son reservas que se operaran de la misma forma que las anteriormente mencionadas, pero en este caso los periodos de respuesta son de 30 minutos en lugar de los 10 minutos de antes.

Las reservas se usan en diferentes situaciones teniendo en cuenta si, al producirse una emergencia o situación en la que se precise de estos servicios, la necesidad de estas es inminente o existe un lapso antes de llegar a un momento crítico.

Este servicio complementario puede ser ofrecido por el operador del sistema y además debe asegurarse que la ubicación geográfica no provoque un impedimento para su prestación ni que haya restricciones a la hora de transmitir la energía.

	NYCA	EAST	SENY	LI
A=most severe NYCA Operating Capability Loss (1310 MWs)	Zone A-K	Zone F-K	Zone G-K	Zone K
10 Minute Spinning Reserve	½ A = 655 MWs	¼ A = 330 MWs	0 MWs	0 MWs
10 Minute Total Reserve	A = 1310 MWs	1200 MWs	0 MWs	¹ / ₁₀ V = 120 MWs
30 Minute Reserve	2 A = 2620 MWs	1200 MWs	1300 MWs	270-540 MWs

Figura 21: Requerimientos basados en la localización

En la *Figura 21* se aprecia que, dependiendo del tipo de reservas y de la zona, las reservas en MWs varían desde los cero MWs hasta valores cercanos a los de a mayor pérdida de capacidad operativa. Esto es debido a que el tamaño de las zonas consideradas es cada vez más pequeño según nos desplazemos a la derecha en la tabla.

Finalmente, para poder proveer este servicio, se deben cumplir varios requisitos técnicos, establecidos por el NYISO. A continuación, se explica en qué consisten dichos requisitos: Todos los participantes deben estar ubicados dentro de la zona de control de Nueva York estando bajo la jurisdicción del NYISO, ser capaces de modificar la entrega de energía de acuerdo con los estándares de fiabilidad y estar disponibles en cualquier momento que sean solicitados por el controlador.

2.5.2.3. Desequilibrio de energía

El servicio de desequilibrio de energía, realizado únicamente por el NYISO, hace referencia a como se responde al hecho de que algunos productores pueden exceder la capacidad de generación que han accedido a entregar provocando desequilibrios en el sistema. Estos desequilibrios se pueden categorizar en dos grupos diferentes:

- **Desequilibrios de energía interna:** Este grupo es, al mismo tiempo, dividido en dos subgrupos los cuales se diferencian teniendo en cuenta si los consumidores que se encargan de la transmisión de la energía están bajo la jurisdicción de las *tarifas de servicio* o de *la tarifa de transmisión de acceso abierto del NYISO*. La diferencia entre estas tarifas radica en cómo se realizan pagos o cobros en función si en la transmisión se han dado excesos o deficiencias respecto a la energía contratada originalmente. En el primer caso, todos los desequilibrios de energía se han solucionado mediante la participación en los mercados de tiempo real, al contrario que en las tarifas de acceso abierto en las cuales si existe una deficiencia de energía respecto a la contratada el responsable debe pagar al NYISO un 15% del precio marginal en el momento de la entrega o en caso de que haya un exceso no se paga nada.
- **Desequilibrios de energía externa:** En esta categoría cae todo desequilibrio entre la zona de control de Nueva York (NYCA) y las zonas de control vecinas. En este caso el controlador se encarga de reducir la descompensación en la energía mediante dos métodos: reducirlo mediante la organización de una sesión de intercambio con otra zona de control o compensar dicho desequilibrio de manera unilateral en caso de que sirva para solucionar un posible error de tiempo.

2.5.3. Servicios complementarios basados en el coste integrado

Al contrario que en el caso anterior, en este tipo de servicios complementarios se tiene en cuenta un coste incurrido en el pasado (coste integrado) a la hora de calcular el precio que permite a, por ejemplo, una utility entregar energía en el presente. Hay tres tipos de servicios que encajan en esta categoría y que explicamos a continuación.

2.5.3.1. Servicio de programación, control del sistema y despacho

Este servicio se encarga de programar la transmisión de la energía a través del NYCA, fuera de ella o hacia ella. Además, este servicio solo puede ser ofrecido por el operador del área de control, en nuestro caso el NYISO. Los consumidores deben comprar el servicio al encargado de la transmisión de energía, que puede ser el operador o un tercero que tenga un acuerdo con el NYISO. El pago de dichos servicios se realiza mediante un conjunto de regulaciones que establecen diferentes pagos para diferentes periodos de tiempo, ya sean anuales, mensuales, semanales o diarios.

No obstante, el objetivo principal del servicio es recuperar los costes de operación del operador. Estos costes son aquellos asociados al uso de la red de transmisión en el estado de Nueva York, así como aquellos ligados con el manejo de las tarifas por parte del controlador. Para realizarlo se llevan a cabo varios procesos:

- En primer lugar, se tienen en cuenta los costes integrados del operador del sistema, que se calculan teniendo en cuenta el coste total dividido entre toda la energía entregada. Posteriormente, se calcula cuanto tiene que cobrarse por inyecciones de energía o por retirada de demanda.
- A continuación, hay que recuperar los costes vinculados a actividades desarrolladas en mercados no físicos como pueden ser el mercado de respuesta a la demanda, TCC o el comercio a través de la red virtual.
- Por último, recuperar costes debido a las pérdidas de energía marginales, las posibles modificaciones en la capacidad contratada de transmisión de energía y debido a intercambios de la misma que no estaban programados en un principio.

2.5.3.2. Servicio de voltaje de soporte

Con el objetivo de mantener el nivel de voltaje dentro de los niveles permitidos a lo largo de la red de transmisión existe este tipo de servicio para introducir o retirar energía reactiva mediante las instalaciones bajo jurisdicción del NYISO. Además, se puede prevenir el daño que pudieran sufrir los equipos durante periodos con alto voltaje o evitar un colapso del voltaje cuando hay una gran demanda de energía. Todo esto lo observamos en la *Figura 23*.

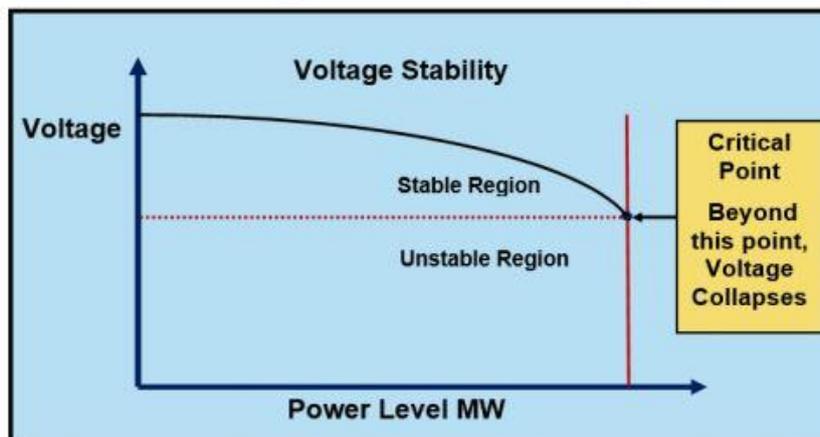


Figura 22: Voltaje de soporte de tensión

Como se aprecia en la Figura 22, un aspecto importante de este servicio es la estabilidad del voltaje. A medida que aumentamos a la potencia activa que enviamos a la red se reduce la potencia reactiva que se puede entregar y, por tanto, la estabilidad del voltaje se ve afectada por ello hasta llegar a un punto en la que dicha estabilidad es puesta en peligro y el voltaje puede colapsar. Para evitar dicho problema existe este servicio.

La capacidad de un productor de energía de poder entregar energía reactiva, que permita realizar el servicio, viene determinada por la cantidad de energía activa que entregan en ese momento. Cuanta más energía produzcan menos reactiva podrán entregar y a medida que vaya reduciéndose la energía activa aumenta la capacidad de entregar energía reactiva. Un aspecto importante que mencionar es que la temperatura a la que se encuentre el generador afectara de manera similar a la capacidad de producir energía reactiva.

Para poder ser proveedor de este servicio también se deben cumplir diversos requisitos exigidos por el NYISO.

- Cada generador debe ser capaz de entregar la energía reactiva que se le pida dentro de un rango limitado.
- Si el generador no puede absorber energía reactiva no puede ofrecer el servicio.
- Pueden darse excepciones al requisito anterior si su capacidad para absorber energía reactiva es necesaria para mantener la fiabilidad del sistema o si no puede hacerlo debido a problemas o restricciones en la red de transmisión.
- Para poder ser un proveedor se debe pasar una prueba de calificación.

Finalmente, el NYISO es el responsable de coordinar y dirigir los diferentes recursos para poder entregar o absorber la energía reactiva dentro de unos límites y supervisar a los propietarios de la transmisión, así como a los proveedores.

2.5.3.3. Black Start

El Black Start o arranque en negro es un proceso de restauración de energía autógeno, que permite al sistema gestionado, aunque puede aplicarse a centrales y otras instalaciones eléctricas, reiniciarse de manera independiente de la red de transmisión, esto es, sin estar conectada a la misma.

Este servicio se da cuando ocurre un apagón en todo el sistema eléctrico e incluye aquellos generadores clave que en dichas situaciones pueden ayudar a reiniciar el sistema sin la ayuda de ninguna fuente de suministro eléctrico exterior mientras están bajo la supervisión del NYISO o de los encargados de la transmisión. Asimismo, estas unidades de producción de energía tienen la capacidad de ayudar a la restauración del sistema sin estar sincronizados a la red.

Cada uno de estos generadores debe revisar y testear su capacidad para asistir a la restauración del sistema cada año. Estos recursos solo se implementan si se da un apagón parcial o total del sistema y el operador selecciona los generadores teniendo en cuenta las siguientes características:

- Localización en la zona de control de Nueva York (NYCA).
- Tiempo necesario para empezar a entregar la mínima cantidad de energía desde el momento en el que el NYISO lo solicita.

- Máxima cantidad de energía que puede entregar el generador
- Máxima cantidad de MW/minuto por encima de la mínima capacidad de entrega de energía.

Los utilities y otros participantes deben comprar capacidad para el servicio Black Start del operador del sistema y, este último tiene la capacidad y responsabilidad de revisar periódicamente el plan de restauración del sistema en caso de apagón de este proceso y determinar si es necesario que haya más venta de capacidad.

Cabe destacar que, aunque los programas de restauración elaborados por el operador pueden reiniciar gran parte del sistema, hay algunas partes bajo supervisión de los propietarios de la red de transmisión que requieren generadores que no están inscritos en dicho plan y, por lo tanto, el NYISO les compensara en caso de necesitar dicha capacidad.

Mientras que el NYISO solo debe supervisar a los generadores y comprobar mediante test anuales que estos son capaces de entregar la energía requerida cuando sea necesario, los generadores deben entregar al operador información diversa sobre el estado de componentes críticos como son baterías, inversores, costes integrados, e información sobre los resultados de las pruebas que se ejecuten.

2.5.4. Servicios complementarios: con gestión de la demanda vs sin gestión

Desde hace unos años se está empezando a implementar la respuesta a la demanda no solo en los mercados tradicionales sino también en el mercado de servicios complementarios, con el objetivo de facilitar un mercado competitivo debido a la bajada de precios de los servicios gracias a la mejora de la flexibilidad de la demanda.

La implementación consiste en la introducción de los programas de respuesta a la demanda como respuesta a diferentes situaciones de índole económica o que pongan en peligro la fiabilidad y seguridad del sistema. El NYISO, al gestionar una de las áreas donde existe mayor número de congestiones, fue uno de los pioneros al pensar en este método para solventar los diferentes que acarrear dichas restricciones y que llevaban tiempo lastrando dichos aspectos del sistema.

Antes de la implantación de los programas de respuesta a la demanda en el NYISO, y como actualmente sucede en otros países, tras la liberación de los mercados de generación y demanda se ha hecho evidente un problema, el precio de la energía se ve afectado debido al hecho de que la demanda ha sido tradicionalmente inelástica, y al serlo ha impedido que se refleje la variación de las preferencias de utilización de la energía debido a los precios.

Tras la implementación en los mercados y, sobre todo en el mercado de servicios complementarios de los programas de gestión de la demanda, la demanda no solo es mucho más elástica, sino que, en el ámbito de los servicios auxiliares, se ha facilitado el equilibrio de

la generación de energía y la carga y aumentado tanto la disponibilidad de capacidad como la fiabilidad del sistema.

Por lo tanto, se aprecia que la implementación ha permitido al mercado de servicios complementarios solventar algunos de los aspectos que podían dificultar su labor como, por ejemplo, el uso del “Automatic Demand Response” (ADR) que permite la participación de la demanda en este mercado y ha provisto de una mejora a la hora de regular y controlar la frecuencia, permitiendo modificar los recursos del lado de la demanda para mantener la frecuencia constante a 60 Hz y asegurar la fiabilidad de la red, el cual se explicará posteriormente en profundidad.

3. RESPUESTA A LA DEMANDA

3.1. Introducción

La respuesta a la demanda es un método que se usa en los mercados de energía, como es el regulado por el NYISO. Consiste en permitir a los consumidores finales, pudiendo ser estos grandes o pequeños, reducir o aumentar su consumo cuando se dan diferentes escenarios, como son:

- Variaciones del precio de la energía.
- Situaciones en las que la fiabilidad, seguridad y calidad de la red estén o puedan estar por debajo de los criterios establecidos y, pueda ser que el suministro eléctrico no llegue de manera continua a los consumidores.

Este método busca permitir que el sistema consiga un alto nivel de rendimiento, y un aumento de la capacidad del sistema. Además, también le permite hacer frente a la demanda en caso de que esta crezca. A continuación, se exponen las diversas formas de aplicar esta técnica:

- Reducir directamente la cantidad consumida en la instalación. Este método consiste en la reducción del nivel de producción de la instalación en el periodo de tiempo que se pide la reducción de la demanda, para de esa forma consumir menos energía eléctrica.
- Utilizar un tipo especial de generador (behind-the-meter generator) para poder obtener energía de ahí y no de la red eléctrica. Se da esta situación cuando no se puede reducir la producción y, por lo tanto, se enciende un generador propio que suministre la energía necesaria durante ese periodo de tiempo.
- Usar ambos al mismo tiempo para una reducción más efectiva. En caso de que, aún con el uso de la reducción del nivel de producción, no se consiga reducir lo suficiente la demanda se puede conectar al mismo tiempo el generador propio y de esa manera reducir aún más la demanda.

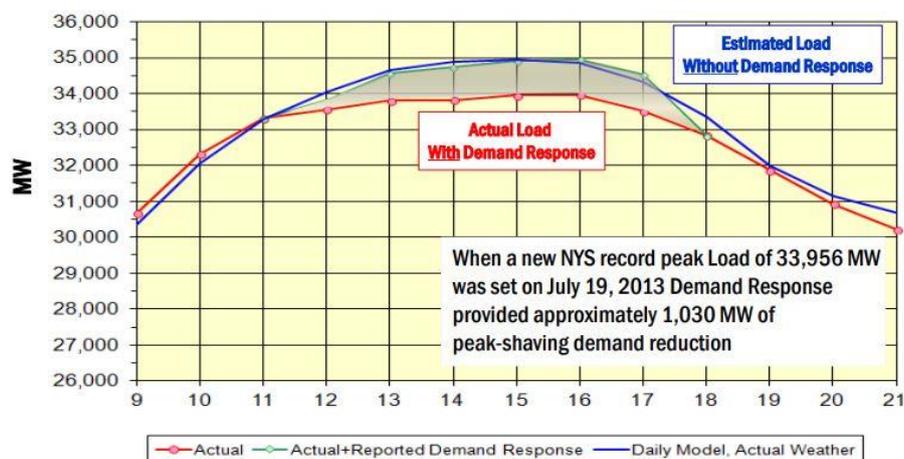


Figura 23: Demanda con o sin respuesta a la demanda

También es importante mencionar que en el NYISO son pioneros en el hecho de convertir la carga en gestionable, es decir, procesos como el de “Automatic Generation Control” (AGC) que se llevan a cabo en el lado de la generación para controlar la frecuencia de la red, se han empezado a utilizar en el lado de la demanda mediante el denominado “Automatic Demand Response” (ADR) y su uso se está expandiendo desde entonces.

El ADR está programado de manera que cuando es necesario modificar la carga debido a diferentes sucesos como una variación en la cantidad de carga disponible o modificaciones en los precios KW/h, la entidad, ya sea una utility o un ISO/RTO, da información sobre la situación al “**Servidor automático de respuesta a la demanda**” (DRAS). Este servidor se encarga de iniciar el evento de respuesta a la demanda basado en las señales que le han enviado. Esto ha permitido que, en el ámbito de los servicios complementarios, si se aplica de manera correcta, se cree un mercado competitivo y bajen los precios de los servicios complementarios.

3.2. Tipos de Programas

El NYISO ofrece diferentes tipos de programas de respuesta a la demanda con el objetivo de afrontar diversas situaciones que pueden darse en la red eléctrica. Los principales son los basados en la fiabilidad y los basados en la economía. La principal diferencia entre ellos es que los de fiabilidad son utilizados en casos de emergencias y los económicos en situaciones que, si bien requieren una reducción en la demanda, no es debido a emergencias sino, por ejemplo, a periodos de máxima demanda. En los siguientes puntos se explican ambos programas.

3.2.1. Programas basados en la fiabilidad

Este tipo de programas se utilizan en aquellos intervalos de tiempo en los que, debido a variables incontrolables como el mal tiempo, se da en el sistema un aumento de la demanda llegando a situaciones en las que la red eléctrica puede tener dificultades en la transmisión de electricidad habiendo además algún factor externo como puede ser algún tipo de emergencia o que se estén agotando las reservas. Cuando se dan estos casos se paga a los participantes del mercado para que reduzcan su demanda temporalmente y así conseguir reducir el estrés al que está sometida la red eléctrica.

Dentro de este tipo de programas existen dos maneras de responder a las situaciones que afecten a la red eléctrica de manera semejante, pero con distintos niveles de gravedad.

3.2.1.1. Programa de recursos para casos especiales.

También llamados “*Special Case Resource Program (SCR)*”. Son los programas que se utilizan en caso de que debido a problemas meteorológicos y/o de fiabilidad del suministro eléctrico se activen y se ofrezca una compensación económica a cambio de una reducción de la demanda por parte de algunos consumidores y por su disponibilidad. Este programa además tiene la opción de utilizar la capacidad de reserva en caso de no sea necesario reducir la demanda los consumidores.

Sobre el SCR cabe destacar que hace referencia a un tipo de recurso que puede ser ofrecido en el mercado de capacidad instalada (ICAP) como capacidad de producción de energía no obligatoria (UCAP).

3.2.1.2. Programa de respuesta a la demanda en emergencias (EDRP).

Este programa es en contenido idéntico al anterior, pero con la diferencia de que en el caso de que haya un peligro para la fiabilidad del sistema, no se puede utilizar la capacidad de reserva y, por ello el **EDRP** permite al NYISO solicitar la reducción de la demanda a los consumidores a cambio de pagos en caso de que se realicen predicciones que indiquen un nivel de capacidad de reserva muy reducido o incluso ya agotado, o lo que es lo mismo, escasez de unidades de producción y/o carga preparadas para reducir la demanda o aumentar el suministro en caso de un accidente.

Este programa puede ser llevado a cabo tanto a nivel estatal como local y no pueden participar en él los consumidores que no puedan reducir su consumo, aquellos que tengan un generador local, así como los situados fuera del territorio del estado de Nueva York.

Para participar en este programa los miembros deben ser introducidos por los llamados "*Curtainment Service Providers (CSPs)*" que se dividen en las siguientes categorías:

- Una utility que trabaje para un miembro del mercado minoritario o que entre en el programa junto con otra utility.
- Usuarios del mercado minoritario que entregan su suministro al área de control de Nueva York (NYCA).
- Agregadores que negocian con el NYISO en nombre de un miembro individual y que pueden incluirse como un cliente del operador.
- Ser cliente de fin de uso (End Use Customer), es decir, consumidores cuya demanda normalmente es suministrada mediante una utility.

Además, estas entidades deben cumplir varias condiciones para conseguir participar en este tipo de programa, entre los que se encuentran los siguientes:

- Ser uno de los clientes del operador independiente del sistema de Nueva York o en caso de ser un agregador serlo, pero de carácter limitado.
- Ser capaz de reducir la demanda en un tiempo inferior a 2 horas, así como enviar mediaciones cada hora para validar la actuación de las unidades.

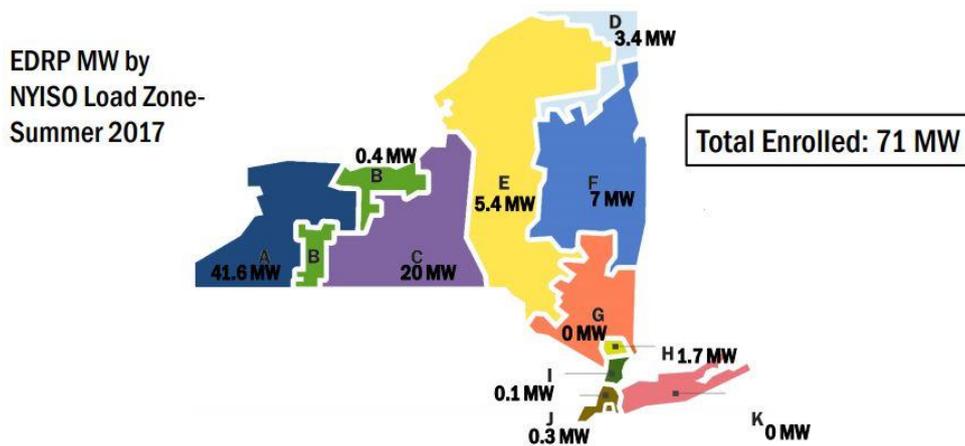


Figura 24: Unidades incluidas dentro del EDRP

Como se puede apreciar en la Figura 24, en la zona de control de Nueva York, hay una cantidad no despreciable de MW inscritos en el programa de respuesta a la demanda en emergencias.

3.2.1.3. Comparación

Una vez explicados ambos programas basados en la fiabilidad, se van a explicar las diferencias que existen entre ambos.

La primera diferencia que se puede observar es la compensación que entrega el controlador en el SCR pagando al reductor de la demanda, tanto por la disponibilidad de la capacidad de reducción como por el hecho de realizar la reducción cuando se necesite. En contraposición en el programa EDRP solo pagan en caso de disminuir el consumo cuando sea necesario y no por la capacidad.

Otra diferencia que se aprecia es que, tras cumplir todos los requerimientos de entrada a los programas, solo en el caso del SCR existe una penalización por no acudir a reducir la demanda cuando lo pide el NYISO, la cual consiste en una reducción del pago por capacidad cada vez que no se responda al comunicado del operador.

Finalmente, ambos programas permiten la participación de sus miembros en otros programas de tipo económico como son, el programa de respuesta a la demanda del mercado diario o el programa de servicios complementarios del lado de la demanda, teniendo en cuenta que mientras se participe en uno de estos mercados y ocurra una emergencia que requiera de sus servicios en alguno de los programas, dicho miembro debe interrumpir su actividad y participar en la emergencia siempre que sea llamado por el NYISO.

3.2.2. Programas basados en la economía.

Al contrario que aquellos basados en la fiabilidad, este tipo de programas ofrecen a los consumidores la posibilidad de reducir la cantidad que demandan al sistema a cambio de una

compensación en cualquier momento y sin necesidad de haber ocurrido algo que implique un riesgo a la fiabilidad y suministro continuo de la red eléctrica. Además, en este caso son los consumidores quienes deciden participar mediante ofertas.

En el caso de estos programas, existen dos modelos que permiten a los consumidores ofrecer una reducción de la carga en caso de precios elevados sin que haya algún problema de fiabilidad en la red.

3.2.2.1. Programa de respuesta a la demanda de mercado diario.

En este programa permite a los participantes reducir la cantidad de energía demandada mediante la emisión de una oferta de energía al precio que ellos determinen.

El DADRP (Day-Ahead Demand Response Program) es un programa basado en la economía dentro de la respuesta a la demanda. En este, las entidades asociadas ofrecen una reducción de la demanda mediante programas de administración de la carga o de eficiencia energética, también llamados **Demand Side Resources**, todo realizado desde el mercado diario.

Tipo de respuesta	Unidades
Tiopo C	Carga interrumpible
Tipo G	Generador propio
Tipo B	Ambos

Tabla 4: Formas de reducir la demanda

En la *Tabla 4* podemos observar las opciones que tiene uno de los participantes en el mercado diario a la hora de reducir la demanda, la cual es siempre obligatoria cuando esté planeada con antelación y se avise con un tiempo de 2 horas. De las tres opciones, la primera consiste en interrumpir o reducir tu consumo siendo esta la más simple; la segunda ofrece la posibilidad de utilizar un generador propio que permita producir para sí mismo parte de su demanda mientras dure el aviso de NYISO y la última opción consiste en la aplicación conjunta las dos anteriores, es decir, reducir el consumo y al mismo tiempo producir el resto con una generación propia o también llamado “Behind-the-meter generator”.

Para poder asociarse a este programa existen diferentes requerimientos que se detallan a continuación:

- Cualquier reducción de potencia debe ser de al menos 1 MW de potencia.
- Pequeños consumidores deben agruparse por zonas y junto con utilities para conseguir llegar al mínimo requerido para participar el DRARP.
- Un cliente puede participar a través de un agregador, este negocia con el NYISO en su lugar y recibe la compensación que luego administra de acuerdo a su acuerdo con el cliente.

- Es necesario que los integrantes del programa entreguen al controlador mediciones en intervalos de una hora para comprobar el correcto funcionamiento de las unidades.
- Los generadores locales deben tener en cuenta que a la hora de tomar parte en el programa tiene que cumplir todas las regulaciones medioambientales que se hayan aprobado ya sea a nivel estatal o nacional.

Tras cumplir todas estas condiciones se debe calcular mediante la media de energía consumida por hora, el nivel de reducción del consumo posible llamada “**CustomerBaseline Load**”.

Esta variable se calcula de forma diferente según el tipo de opción de disminución del consumo que hayas escogido. En el caso de las repuesta **tipo C y B** no se tiene en cuenta el posible apoyo que se pueda tener con un generador propio mientras que en las repuestas **tipo G** no se tiene en cuenta la demanda base provista por un generador.

Finalmente, la compraventa de las ofertas se realiza mediante un sistema de subastas. En dichas subastas, la reducción de la demanda se modela, mediante el “SCUC” como un productor de energía. La presentación de ofertas se realiza de dos formas distintas, si una “load servingentity” funciona como carga y se ofrece a reducir la demanda entonces debe presentar dos ofertas separadas, una normal y otra como generador dispuesto a reducir la energía producida. La segunda opción se da cuando una entidad diferente a una “load servingentity” solo debe presentar una oferta como generador con la cantidad que puede reducir de la carga.

3.2.2.2. Programa de servicios complementarios del lado de la demanda.

En este caso el NYISO permite participar a los consumidores y generadores en el mercado de servicios complementarios mediante este programa con el objetivo de cumplir varios servicios:

- Regular: Corregir los desequilibrios entre la generación y producción.
- 10-Minute Spinning Reserve y 10-Minute Non-Synchronized Spinning Reserve.
- 30-Minute Spinning Reserve y 30-Minute Non-Synchronized Spinning Reserve.

En esta categoría se permite a las utilities utilizar los programas de eficiencia energética y de administración de la carga como si fueran recursos de este tipo de programa a través del mercado de servicio complementario.

El servicio ofrecido por este programa es el siguiente:

- **Servicio de regulación y control de la frecuencia**

Mediante este servicio se puede utilizar el sistema automático de control de generación y el sistema automático de control de la demanda, o lo que es lo mismo controlar de manera automática los desequilibrios que puedan ocurrir entre la demanda y la generación y mantener la frecuencia en torno a los 60 Hz.

Este servicio se realiza mediante el uso del control automático de la generación y de la demanda para controlar los desequilibrios que existen o pueden existir entre la producción de la energía y la demanda de la misma. Para conseguir dicha regulación se hace uso de los recursos, ya que mediante la gestión de los susodichos se influye directamente en el balance entre la producción de energía o la demanda de esta y esto ayuda a mantener la frecuencia en niveles estables en torno a 60 Hz.

Un ejemplo a este tipo de control lo podemos observar en la siguiente imagen, la cual indica cómo se puede equilibrar la demanda y la generación.

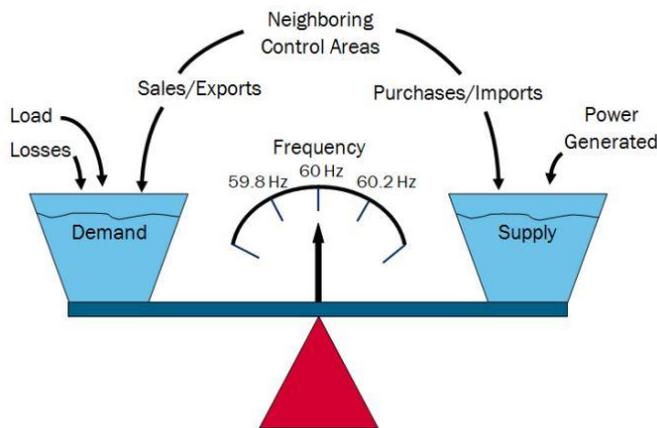


Figura 25: Balance demanda - suministro

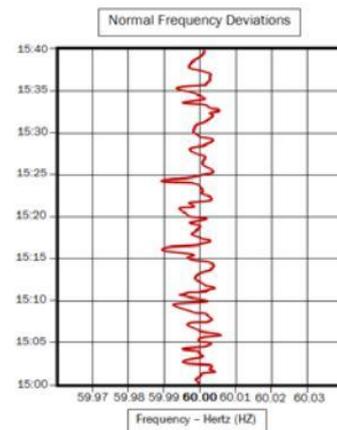


Figura 26: Desviaciones de la frecuencia

En la *Figura 25* se ve que, con los recursos de generación, la demanda y la energía que provenga de las interconexiones con las zonas de control vecinas se logra el objetivo de mantener la frecuencia en la red cercana y con niveles de variación de las mismas lo más reducidas posibles como se aprecia en la *Figura 26*.

3.2.3. Comparativa programas basados en la fiabilidad vs en la economía.

En ambos programas pueden participar consumidores a través de participantes del mercado de venta al por mayor los cuales pueden ser una compañía que negocia con el NYISO en lugar del consumidor (agregador), utilities o un consumidor de energía directo. Cabe mencionar que la participación en uno de los programas puede llevar a la exclusión en otro.

Programa	Categoría	Reducción Mínima	Inscripción/Gestión	Mercado	Compensación
EDRP	Fiabilidad	100 kW	CPS/NYISO	ICAP	Reducir demanda
SCR	Fiabilidad	100 kW	RIP/NYISO	ICAP	Reducir demanda y disponibilidad
DADRP	Económico	1 MW	Proveedor DADRP/NYISO	Diario	Reducir demanda
DSASP	Económico	1 MW	Proveedor DSASP/NYISO	Servicios Complem.	Disponibilidad, regulación y movimiento

Tabla 5: Comparación entre los programas de respuesta a la demanda

En la tabla 5 se pueden ver algunas de las diferencias entre los diferentes programas de respuesta a la demanda que existen y como se pueden clasificar de diversas formas. Como se observa, los requisitos de reducción son mucho más exigentes en los programas basados en la fiabilidad que en aquellos de índole económica. Además, los mercados en los que se ofrecen dichos programas no son los mismos, siendo el mercado de capacidad aquel que ofrece los primeros, y los mercados diarios y de servicios complementarios los segundos. Finalmente, la compensación económica difiere según el programa, siendo el consumidor compensado por la demanda en los programas EDRP y DADRP; por la demanda y la disponibilidad de reducción de la misma en el SCR; o por la disponibilidad, la regulación y el movimiento en el DSASP.

3.2.4. Programa de respuesta a la demanda enfocado

Por último, también es importante mencionar la existencia de otro programa basado en la fiabilidad, pero destinado a dichos problemas de índole local el cual se denomina "Programa de respuesta a la demanda enfocado".

Este programa es similar a los demás, pero con la diferencia de que solo se usa en el caso de que se den unas condiciones específicas y para solventar problemas a nivel local. Asimismo, el uso de este programa solo está disponible para las subzonas delimitadas por los agrupamientos de las subestaciones realizados por los dueños de las redes de transmisión en la zona de carga "J" de la NYCA.

Sub-Load Pocket Identification	Area Substation Grouping
J1	Sherman Creek/Parkchester/E 179 th
J2	Astoria West/Queensbridge
J3	Vernon/Greenwood
J4	Staten Island
J5	Astoria East/Corona/Jamaica
J6	W 49 th
J7	E13 th /East River
J8	Farragut/Rainey
J9	Shared Subzone

Figura 27: Agrupamientos por sub-zonas

Este tipo de programa permite el uso de recursos utilizados en los programas de respuesta a la demanda basados en la fiabilidad para hacer frente al aumento de demanda en la zona “j” así como admite el uso de generadores locales. La participación en el programa es voluntaria y el uso del mismo solo se da en caso de que ocurran emergencias en la zona que no pueden solucionarse con los recursos de generación disponible, así como si se determina que habrá interrupciones en el servicio a no ser que se tomen medidas para reducir la carga o demanda.

Los requisitos que se deben cumplir para participar en el programa son participar en uno de los programas de respuesta a la demanda basados en la fiabilidad, ya sea el EDRP o el SCR, y tener recursos de generación o carga en la zona en la que se ejecuta el programa.

Finalmente, hay que matizar que será el operador del área de control el que deba requerir la puesta en acción del programa y serán los “*Responsible Interface Party*” y los “*Curtaiment Service Providers*” los que notifiquen al NYISO como será la respuesta en términos de KW.

4. CONCLUSIONES

Ahora que ya hemos expuesto que es la respuesta a la demanda, así como los diferentes programas que utiliza el NYISO para aplicarlos en el mercado, analizaremos el impacto que ha tenido la introducción de estos programas, de los cuales el operador de Nueva York es pionero con una cantidad de capacidad en estos programas de 2248 MW, en la solución de las restricciones que se han debido a, por ejemplo, las congestiones en la red de transmisión y además la ayuda a la hora de aplicar los servicios complementarios y cuál ha sido el efecto de la respuesta a la demanda en los precios.

Los beneficios que se pueden observar en la aplicación de la respuesta a la demanda son varios. En primer lugar, la implementación tiene un gran impacto en el precio de la energía, lo que implica un beneficio de ámbito social, por varias razones, entre las cuales se encuentran: el hecho de que se use en los picos de demanda permite reducir el precio de la energía ya que asegura la reducción de la energía producida por los recursos más caros así como ayuda a evitar que se ponga en proyecto la construcción de nuevas centrales de producción de energía para aumentar la capacidad al aplanar la curva de demanda y aumentar la disponibilidad de capacidad. También permite evitar las posibles congestiones que se den en las redes de transmisión y de esa forma anular los costes asociados a solucionar dicha contingencia y, además, también se reduce el precio debido al aumento de la flexibilidad de la demanda, esto es debido a que permite reflejar la reacción de los consumidores frente al precio y de esa manera restringe la habilidad de los productores del mercado de ejercer su poder.

Otro de los beneficios, en este caso para el operador, que se encuentran al operar los programas de respuesta a la demanda, es que, al aplicarse en situaciones de emergencia, como apagones, o en el mercado de los servicios complementarios permite regular la frecuencia de manera más fácil al poder controlar no solo la generación con el "Automatic Generation Control" sino también regular la demanda con la "Automatic Demand Response". De esa manera es posible mantener la frecuencia estable a 60 Hz con mayor facilidad y aumentar la fiabilidad del sistema al tener mayor capacidad de alinear tanta generación y demanda de energía.

Finalmente, la aplicación de la respuesta a la demanda ha permitido disfrutar de una serie de beneficios económicos. Esto se debe, principalmente, a que la reducción de la demanda permite a los consumidores, no solo recibir una compensación económica a cambio de participar en los programas de respuesta a la demanda sino que también les permite aumentar su influencia en el mercado y evitar que los productores ejerzan poder sobre este.

Por lo tanto, tras analizar todo lo anterior, se puede decir que tras la implementación de los programas de respuesta a la demanda los mercados eléctricos, y en nuestro caso en particular el gestionado por el NYISO, se ha visto beneficiado por una serie de consecuencias de dicha implementación que ha permitido la mejora tanto de los mercados competitivos, como la de la seguridad, calidad y fiabilidad del suministro de energía, así como una bajada de los precios de la misma.

5. REFERENCIAS

- <http://www.nyiso.com/public/index.jsp>
- <https://cpowerenergymanagement.com/new-york-demand-response/>
- Apuntes de Mercados energéticos (Manuel Alcázar, 2018).
- Capacity Resource Performance in NYISO Markets (Paul Hibbard, Todd Schatzki, Sarah Bolthrunis, 2017).
- United States Electricity Industry Primer (Office of Electricity Delivery and Energy Reliability U.S. Department of Energy, 2017).
- Reliability rules & Compliance Manual (NYSRC, 2015).
- Demand Response as a Power System Resource (Doug Hurley, Paul Peterson, Melissa Whited, 2013).
- <https://www.ferc.gov/default.asp?csrt=4297314282960885545>
- New York Independent System Operator (NYISO, Appendix G)
- file:///E:/Ch_6_Utility_FINAL_singles.pdf
- Targeted Demand Response Program - ISO Market Training (Mathangi Srinivasan, 2018).
- Special Case Resource Program - ISO Market Training (Nicolé K. Grottoli, 2018).
- Annual Report on Demand Response Programs (NYISO, 2016).
- Demand Response Programs (NYISO, 2016).
- Introduction to Demand Response - ISO Market Training (Vijay Ganugula, 2018).
- Emergency Demand Response Program - ISO Market Training (Mathangi Srinivasan, 2018).
- Emergency Demand Response Program Manual (NYISO, 2016).
- Distributed Energy Resources Roadmap for New York's Wholesale Electricity Markets (NYISO, 2017).
- Demand Side Ancillary Services Program - ISO Market Training (Horace Horton, 2018).
- Demand Response (Mathangi Srinivasan, 2018).
- Demand Response Settlements (AkshayKasera, 2016).
- Day – Ahead Demand Response Program (Gina E. Craan, 2018).
- Day – Ahead Demand Response Program Manual (NYISO, 2003).
- Market Participant Reporting Requirements (Jennifer Boyle, 2014).
- Locational Based Marginal Pricing (Gina E. Craan, 2018).
- Market Participants User's Guide (NYISO, 2018).
- Transmission Congestion Contacts (Horace Horton, 2018).
- Introduction to Ancillary Services – NYISO Market Training (Jack Valentine, 2004).
- Ancillary Services - ISO Market Training (Horace Horton, 2018).
- Power Supplier Ancillary Service Settlements (Gina E. Craan, 2016).
- Ancillary Services Manual (NYISO, 2018).
- Power System Fundamentals (Horace Horton, 2018).
- Energy Market Transactions (Mathangi Srinivasan, 2018).

- <file:///E:/NYISO/CasoNYISO-%20agenta%20y%20funcionamiento.pdf>
- ICAP Market Training Supplement (Nicolé K. Grottoli, 2013).
- Wholesale Generator Requirements to Participate in NYISO Markets (Pradip