



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

## **AGRADECIMIENTOS**

“A mi familia y  
A mi tutor Manuel Alcázar Ortega”

## **RESUMEN**

El mercado eléctrico de Texas ha experimentado en los últimos años una serie de cambios con el objetivo de liberalizar el sector eléctrico e introducir una estructura de competencia. En este sentido, Texas está llevando a cabo, a través del organismo regulador en esta área (PUCT) y del operador del sistema y del mercado (ERCOT), estrategias en el ámbito de respuesta de la demanda que le sitúan como referente en este campo.

El objetivo de este trabajo es realizar un exhaustivo análisis de la estructura y el funcionamiento de los mercados mayoristas y minoristas en el estado de Texas, así como de los métodos y programas empleados en la gestión del sistema y el mercado para introducir la participación de la demanda.

Este documento incluye la descripción del funcionamiento de los mercados de energía y servicios complementarios, además de los distintos procesos que se llevan a cabo para mantener la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico del estado. Dicha explicación de los distintos mercados y procesos ejecutados es fundamental para entender el papel de la respuesta de la demanda en Texas.

El trabajo se realiza para servir de base en lo que a la comprensión del mercado eléctrico del estado de Texas se refiere, y como punto de partida para la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda encaminadas tanto a aportar una mayor fiabilidad y seguridad al sistema eléctrico como a optimizar los beneficios de los consumidores finales.

**Palabras Clave:** Operación de sistemas de energía eléctrica, servicios complementarios, respuesta de la demanda.

## **RESUM**

El mercat elèctric de Texas ha experimentat en els últims anys una sèrie de canvis amb l'objectiu de liberalitzar el sector elèctric i introduir una estructura de competència. En aquest sentit, Texas està duent a terme, a través de l'organisme regulador en aquesta àrea (PUCT) i de l'operador del sistema i del mercat (ERCOT), estratègies en l'àmbit de resposta de la demanda que li situen com referent en aquest camp.

L'objectiu d'aquest treball és realitzar un exhaustiu anàlisi tant de l'estructura i el funcionament dels mercats majoristes i minoristes en l'estat de Texas com dels mètodes i programes empleats en la gestió del sistema i mercat per a introduir la participació de la demanda.

Este document inclou la descripció del funcionament del mercats d'energia i servicis complementaris, a més dels diferents processos que se duen a terme per a mantindre la fiabilitat i seguretat del sistema elèctric de l'estat. La dita explicació dels distints mercats i processos executats és fonamental per a entendre el paper de la resposta de la demanda en Texas.

El treball es realitza per a servir de base en el que a la comprensió del mercat elèctric de l'estat de Texas es refereix, i com a punt de partida per a l'aplicació d'estratègies de resposta de la demanda encaminades tant a aportar una major fiabilitat i seguretat al sistema elèctric com a optimitzar els beneficis dels consumidors finals.

**Paraules clau:** Operació de sistemes d'energia elèctrica, servicis complementaris, resposta de la demanda.

## **ABSTRACT**

The Texas electric market has experienced many changes in the last years in order to deregulate the power electric industry and introduce a competitive structure. In this way, Texas is carrying out, through its regulation institution (PUCT) and its market and sistem operator (ERCOT), strategies in the demand response field that place Texas as a reference in this field.

The objective of this thesis is to make an exhaustive analysis of the Texas wholesale and retail market operation and structure, as well as the methods and programs employed in the system and market management to introduce the demand participation.

This document contain the energy and ancillary services market operation description, as well as the diferent processes carried out to mantain the state electric system reliability and security. This explanation is basic to understand the demand response relevance in the Texas state.

The thesis is done to serve as a basis to the Texas state electric market understanding, and as a starting point to the demand response strategies development and aplication to reach both a major reliability and security electric system and an end users benefits optimization.

**Keywords:** Electric System operation, ancillary servicis, demand response.

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

### **1. CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

1.1	ANTECEDENTES .....	1
1.2	MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS .....	1
1.3	ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO .....	2

### **2. CAPÍTULO 2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL ESTADO DE TEXAS**

2.1	ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA .....	3
2.2	ESTRUCTURA GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL ESTADO DE TEXAS .....	8
2.2.1	<i>Evolución del mercado en los últimos 20 años</i> .....	8
2.2.2	<i>Configuración actual del sistema eléctrico en el estado de Texas</i> .....	10
2.3	AGENTES Y FUNCIONAMIENTO DE MERCADO .....	13
2.4	ORGANIZACIÓN Y ESTRUCTURA DEL MERCADO MAYORISTA .....	18
2.4.1	<i>Congestion Revenue Rights (CRRs)</i> .....	20
2.4.1.1	Pre-Assigned Congestion Revenue Rights (PCRRs) .....	21
2.4.1.2	Subasta de CRR .....	23
2.4.1.2.1	Proceso de subasta .....	24
2.4.1.3	Negociación bilateral de CRRs .....	25
2.4.2	<i>Day-Ahead Market (DAM)</i> .....	26
2.4.2.1	Transacciones bilaterales incluidas en el DAM .....	26
2.4.2.1.1	Transacciones bilaterales de capacidad .....	26
2.4.2.1.2	Transacciones bilaterales de energía .....	27
2.4.2.2	Ofertas de compra y venta de energía .....	27
2.4.2.2.1	Three-Part Supply Offers .....	27
2.4.2.2.2	Ofertas de Arranque y Ofertas de Energía Mínima .....	28
2.4.2.2.3	Curvas de Oferta de Energía .....	28
2.4.2.2.4	Curvas de Oferta Exclusivas de Energía .....	29
2.4.2.2.5	Ofertas de compra de energía .....	29
2.4.3	<i>Reliability Unit Commitment (RUC)</i> .....	29
2.4.3.1	Ejecución del RUC .....	31
2.4.4	<i>Adjustment Period y Real-Time Market (RTM)</i> .....	32
2.4.4.1.1	Transacciones bilaterales .....	33
2.4.4.1.2	Ofertas de compra de energía a tiempo real .....	33
2.4.4.1.3	Curvas de oferta de venta de energía .....	34
2.4.4.1.4	Gestión de restricciones .....	35
2.4.4.1.5	Despacho Económico asociado a Restricciones de Seguridad (SCED) .....	35
2.5	ORGANIZACIÓN Y ESTRUCTURA DEL MERCADO MINORISTA .....	36

### **3. CAPÍTULO 3. GESTIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE TEXAS**

3.1	CONTROL DE FRECUENCIA .....	40
3.1.1	<i>Tipo de servicios complementarios</i> .....	41
3.1.2	<i>Day-Ahead Market (DAM)</i> .....	42
3.1.2.1	Ofertas de servicios complementarios .....	42
3.1.2.2	Insuficiencia de servicios complementarios .....	43
3.1.2.3	Transacciones bilaterales de servicios complementarios .....	44
3.1.3	<i>Periodo de Ajuste y operaciones a tiempo real</i> .....	44
3.1.3.1	Evaluación y mantenimiento de la suficiencia de servicios complementarios .....	45
3.1.3.1.1	Aumento del plan de servicios complementarios .....	45

# Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios

---

3.1.3.1.2	Sustitución de servicios complementarios no entregables.....	45
3.1.3.1.3	Sustitución de servicios complementarios debido a un fallo de abastecimiento.....	46
3.1.3.2	Supplemental Ancillary Services Market (SASM).....	47
3.1.3.2.1	Proceso de liquidación del SASM.....	48
3.2	CONTROL DE TENSIÓN.....	49
3.3	RESTAURACIÓN DEL SISTEMA ("BLACK START").....	50
<b>4.</b>	<b>CAPÍTULO 4. PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN TEXAS</b>	
4.1	CLASIFICACIÓN DE PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA.....	51
4.2	PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EXISTENTES.....	52
4.2.1	<i>Programas ofrecidos por el Operador del Sistema</i> .....	53
4.2.1.1	Emergency Responsive Service (ERS).....	53
4.2.1.2	Mercado de servicios complementarios.....	53
4.2.1.2.1	Responsive Reserve Service (RRS).....	54
4.2.1.2.2	Non-Spinning Reserve Service (Non-Spin).....	55
4.2.1.2.3	Regulation Up y Regulation Down Services.....	55
4.2.1.3	Mercado de energía Real-Time.....	55
4.2.2	<i>Programas ofrecidos por las empresas eléctricas comercializadoras</i> .....	55
4.2.2.1	Four Coincident Peak (4CP).....	55
4.2.2.2	LSE or DR Provider Contracted Price Response.....	56
4.2.2.3	Self-Directed Price Response.....	56
4.2.2.4	Transmission & Distribution Utility Commercial Load Management Programs (CLM).....	56
4.3	UTILIZACIÓN DE LA RESPUESTA DE LA DEMANDA PARA LA OPERACIÓN DE LA RED.....	57
4.3.1	<i>Participación de los consumidores en los últimos años</i> .....	57
4.3.1.1	Responsive Reserve Service (RRS).....	57
4.3.1.2	Regulation Service.....	58
4.3.1.3	Emergency Response Service (ERS).....	58
4.3.1.4	TDSP Load Management Programs.....	60
4.3.1.5	Reducción de carga 4CP.....	60
4.3.1.6	Productos de respuesta de la demanda ofertados por las REPs.....	62
<b>5.</b>	<b>CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES</b>	
<b>6.</b>	<b>CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA</b>	
<b>7.</b>	<b>CAPÍTULO 7. PRESUPUESTO</b>	
7.1	CONSIDERACIONES INICIALES.....	67
7.2	RECURSOS HUMANOS.....	67
7.3	EQUIPOS INFORMÁTICOS.....	68
7.4	MEDIOS AUXILIARES.....	68
7.5	RESUMEN DEL PRESUPUESTO.....	69
<b>1.</b>	<b>ANEJO 1. CÁLCULO DE PRECIOS Y LIQUIDACIONES DE ENERGÍA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS</b>	
1.1	PRECIOS DE ENERGÍA EN EL DAM.....	70
1.1.1	<i>Precios de energía en Resource Nodes</i> .....	70
1.1.2	<i>Precios de energía en Load Zones</i> .....	70
1.1.3	<i>Precios de energía en Hubs</i> .....	70
1.2	LIQUIDACIONES DE ENERGÍA EN EL DAM.....	73
1.2.1	<i>Pagos de energía en el DAM</i> .....	73
1.2.2	<i>Cobros de energía en el DAM</i> .....	76
1.3	LIQUIDACIONES POR CAPACIDAD EN EL RUC.....	77
1.3.1	<i>Pagos en el RUC</i> .....	77

1.3.2	<i>Cobros en el RUC</i> .....	78
1.4	PRECIOS DE ENERGÍA EN EL RTM.....	79
1.4.1	<i>Precios de liquidación para Resource Nodes</i> .....	79
1.4.2	<i>Precios de liquidación para Load Zones</i> .....	80
1.4.3	<i>Precios de liquidación para Hubs</i> .....	83
1.5	LIQUIDACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL DAM .....	89
1.5.1	<i>Pagos por servicios complementarios en el DAM</i> .....	89
1.5.2	<i>Cobros por servicios complementarios en el DAM</i> .....	89
1.6	LIQUIDACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL RTM.....	90
1.6.1	<i>Pagos por capacidad de servicios complementarios vendidos en el SASM o RSASM</i> .....	90
1.6.2	<i>Pagos por capacidad de servicios complementarios asignados en operaciones del RTM</i> .....	91
1.6.3	<i>Cobros por incapacidad de suministro de servicios complementarios debido a restricciones de transporte</i> .....	92
1.6.4	<i>Cobro por la sustitución de servicios complementarios debido a fallo de suministro</i> .....	93

## 2. ANEJO 2. LISTADO DE ACRÓNIMOS

### ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Áreas sincronizadas del sistema eléctrico en EE. UU. (Fuente NERC).....	3
Figura 2.	Entidades regionales de fiabilidad del sistema eléctrico en EE. UU. (Fuente NERC) .....	4
Figura 3.	Operadores del sistema en Estados Unidos (Fuente NERC).....	5
Figura 4.	Operadores del sistema en el estado de Texas (Fuente Energy Topics) .....	8
Figura 5.	Nodos o puntos de interconexión del sistema de ERCOT (Fuente ERCOT) .....	10
Figura 6.	Nudos eléctricos (Fuente ERCOT).....	11
Figura 7.	Zonas de carga competitivas (Fuente ERCOT).....	12
Figura 8.	Zonas de carga de corriente continua (Fuente ERCOT). .....	12
Figura 9.	Hubs regionales (Fuente ERCOT).....	13
Figura 10.	Relación entre LSEs, REs y QSEs (Fuente ERCOT). .....	14
Figura 11.	Relación entre LSEs, NOIEs, CRs, REPs y OIEs (Fuente ERCOT).....	14
Figura 12.	Relación entre REs, recursos de generación y recursos de carga (Fuente ERCOT).....	15
Figura 13.	Agentes del mercado y relación entre ellos y con el operador del mercado/sistema (Fuente ERCOT). .....	17
Figura 14.	Línea de tiempo de las operaciones de mercado y sistema (Fuente ERCOT).....	26
Figura 15.	Ofertas incluidas en una Oferta de venta de Energía en Tres Partes .....	27
Figura 16.	Línea de tiempo de los procesos del RUC (Fuente ERCOT). .....	30
Figura 17.	Línea de tiempo de las operaciones en tiempo real y en el Periodo de Ajuste (Fuente ERCOT)....	33
Figura 18.	Empresas eléctricas de transporte y distribución en áreas abierta a competencia minorista (Fuente Callmepower).....	37
Figura 19.	Transacciones bilaterales en el mercado minorista (Fuente ERCOT). .....	38

Figura 20. REPs existentes en áreas abiertas a competencia minorista (Fuente ERCOT). .....	38
Figura 21. Oferta de servicios complementarios en el DAM. ....	43
Figura 22. Clasificación de respuesta de la demanda (Fuente NERC) .....	51
Figura 23. Fases de la respuesta de la demanda (Fuente ERCOT) .....	52
Figura 16. Coste incremental de energía .....	75

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Tipos de servicios complementarios (Fuente ERCOT). ....	54
Tabla 2. Capacidad de RRS (MW) durante 2016 (Fuente ERCOT). ....	57
Tabla 3. Participación para cada uno de los tipos de ERS. ....	59
Tabla 4. Respuesta estimada en MW año 2015 (junio, julio, agosto y septiembre). ....	61
Tabla 5. Respuesta estimada (MW) en 2016 (junio, julio, agosto y septiembre). ....	61
Tabla 6. Participación (MW) según el tipo de producto en el año 2015. ....	62
Tabla 7. Participación (MW) según el tipo de producto en el año 2015. ....	63
Tabla 8. Costes asociados a los recursos humanos. ....	67
Tabla 9. Costes asociados a los equipos informáticos. ....	68
Tabla 10. Costes de los medios auxiliares. ....	68
Tabla 11. Resumen del presupuesto. ....	69
Tabla 12. Cálculo del DASPP para una Load Zone (Fuente ERCOT). ....	70
Tabla 13. Cálculo de los DASPPs en los Hubs North, South, Houston y West (Fuente ERCOT). ....	71
Tabla 14. Cálculo del DASPP en el Hub Bus Average (Fuente ERCOT). ....	72
Tabla 15. Pago a una QSE por recursos de generación asignados en el DAM (Fuente ERCOT). ....	73
Tabla 16. Pago total a una QSE en el DAM (Fuente ERCOT). ....	75
Tabla 17. Cobro total a una QSE en el DAM (Fuente ERCOT). ....	76
Tabla 18. Cálculo de los pagos en el RUC (Fuente ERCOT). ....	77
Tabla 19. Cálculo de cobros en el RUC (Fuente ERCOT). ....	78
Tabla 20. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para un RN (Fuente ERCOT). ....	80
Tabla 21. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para una LZ (Fuente ERCOT). ....	82
Tabla 22. Cálculo del LMP para una LZ. ....	83
Tabla 23. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para los Hubs North, South, Houston y West (Fuente ERCOT). ....	84
Tabla 24. Cálculo del LMP para los Hubs North, South, Houston, West y Bus Average. ....	85
Tabla 25. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para el Hub Average. ....	86
Tabla 26. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para el Hub Bus Average (Fuente ERCOT). ....	87

Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios

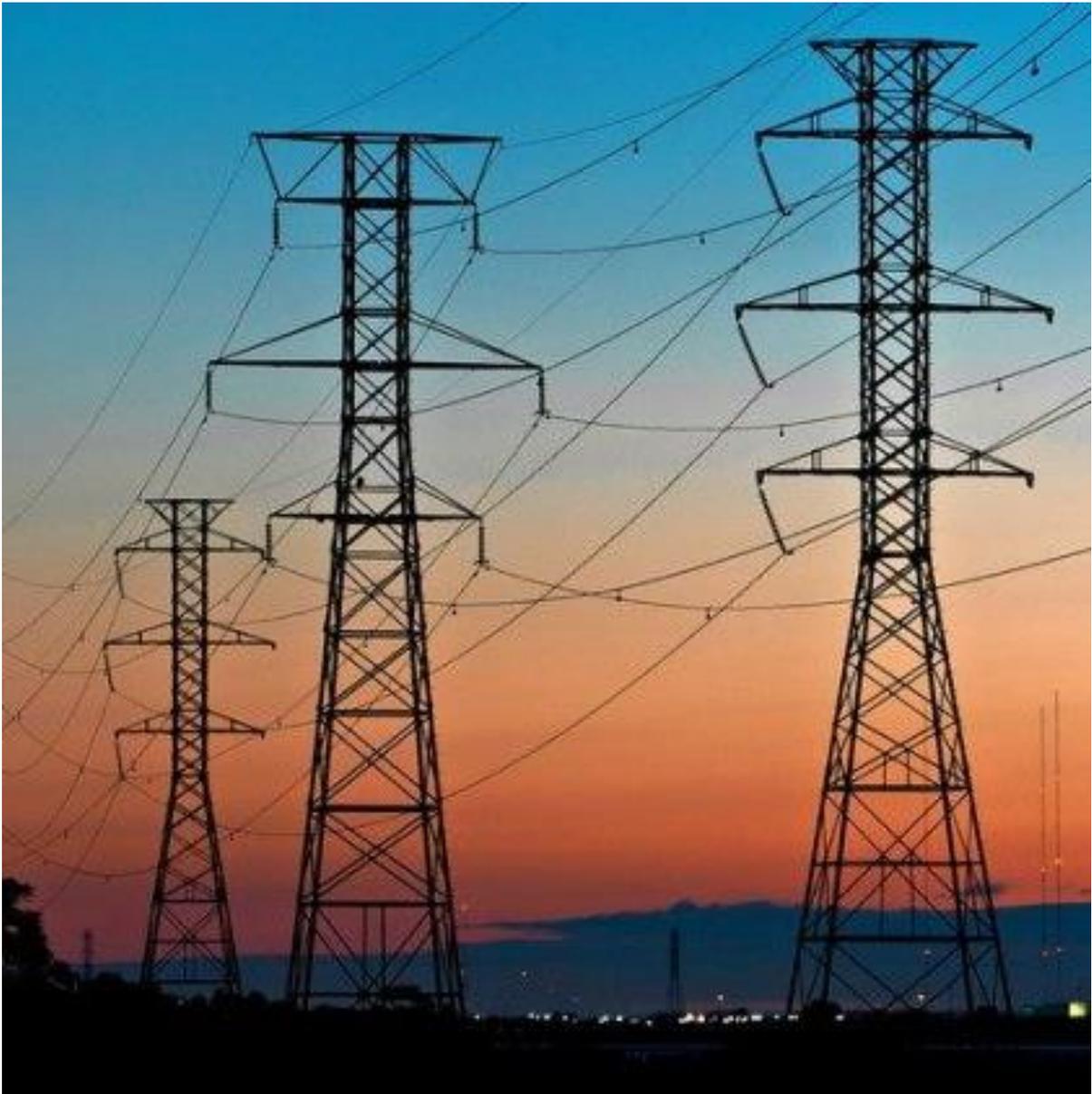
---

Tabla 27. Cálculo del LMP para el Hub Average 345 Kv (Fuente ERCOT). .....	88
Tabla 28. Cálculo del pago de servicios complementarios en el DAM (Fuente ERCOT). .....	89
Tabla 29. Cálculo del cobro de servicios complementarios en el DAM (Fuente ERCOT). .....	90
Tabla 30. Cálculo del pago por capacidad de servicios complementarios en el SASM o RSASM (Fuente ERCOT). .....	91
Tabla 31. Cálculo del pago por servicios complementarios a tiempo real (Fuente ERCOT). .....	92
Tabla 32. Cobro por incapacidad de suministro de servicios complementarios (Fuente ERCOT). .....	93
Tabla 33. Cobro por sustitución de suministro de servicios complementarios debido a un fallo de suministro (Fuente ERCOT). .....	94

Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios

---

## MEMORIA





# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes

Esta Tesina de Fin de Grado surge de la estrecha colaboración entre el grupo de Análisis de Sistemas y Mercados Eléctricos del Insitituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) y la Universidad de Texas Rio Grande Valley (UTRGV) y algunas empresas del sector eléctrico en el estado de Texas.

El IIE, en el área de sistemas y mercados eléctricos, ha participado en los últimos años en múltiples proyectos de respuesta de la demanda y su impacto tanto en los sistemas eléctricos de potencia como en los consumidores.

Ha participado en proyectos piloto europeos de gran embergadura (EUDEEP, *Demand Response in the Industrial Production* -DRIP-, etc). En este sentido, también se ha participado en distintos proyectos con Estados Unidos y países de Latinoamérica.

Del mismo modo, el estado de Texas ha experimentado en los últimos 20 años una serie de cambios que le han conducido a ser actualmente uno de los estados pioneros en lo que a gestión de la respuesta de la demanda se refiere. Es en esta línea cómo nace la conveniencia de realizar el presente trabajo de fin de grado.

## 1.2 Motivación y objetivos

Como se ha comentado anteriormente, se prevé una estrecha colaboración en el futuro con el operador del sistema y de mercado en casi todo el estado de Texas (*Electric Reliability Council of Texas*, ERCOT), que es una entidad innovadora a nivel mundial en la utilización de recursos de la demanda para la gestión del sistema eléctrico. Dentro de este interés en el instituo, y en previsión de nuevos proyectos de colaboración con otras empresas eléctricas en el estado de Texas, es como se inicia esta tesina de fin de grado.

Los objetivos de este trabajo son los siguientes:

- Analizar la estructura del sistema eléctrico de Texas, sus agentes y cómo se relacionan entre ellos.
- Estudiar los mecanismos de mercado mayorista y minorista que se utilizan en el estado de Texas para las transacciones de electricidad, incluyendo los productos existentes y los métodos de liquidación.
- Analizar los servicios complementarios que utiliza el Operador del Sistema y los mecanismos de asignación.
- Evaluar la participación de los consumidores en mecanismos de operación a través de programas de respuesta de la demanda.

### 1.3 Organización del trabajo

El trabajo se organiza en cuatro distintos capítulos, siendo el primero de ellos una introducción en la que se sitúa y explica la naturaleza y objetivo de este trabajo.

En el CAPÍTULO 2. E se explica, en primer lugar, los cambios que se han realizado en el sector eléctrico en los últimos años en Texas, así como su estructura actual. Además, se describe y profundiza en el funcionamiento de los distintos mercados mayoristas de energía, finalizando el capítulo refiriéndose a la evolución del mercado minorista de energía y las opciones de las que dispone en la actualidad.

En el CAPÍTULO 3. Gestión de los servicios complementarios en el sistema eléctrico de Texas se describen los distintos mercados de servicios complementarios que ERCOT ejecuta de manera diaria y en tiempo real. A su vez, se describen los procesos que se llevan a cabo en el estado de Texas para mantener la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Este capítulo es de fundamental importancia para entender el papel de la respuesta de la demanda en Texas.

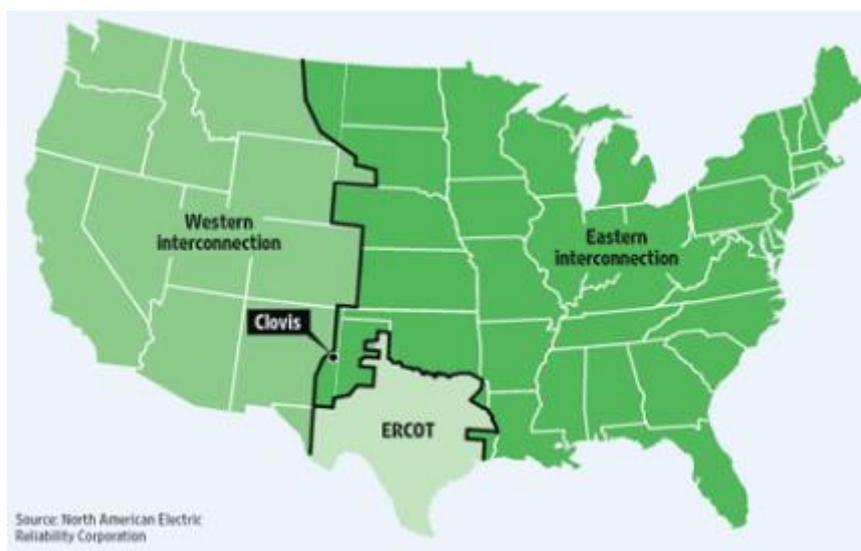
Finalmente, en el CAPÍTULO 4. Programas de Respuesta de la Demanda en Texas, se introduce los distintos programas de respuesta de la demanda que existen en el estado. Se realiza, a su vez, un repaso a la evolución experimentada en los últimos años en lo que a la participación de los consumidores se refiere, los cuales han llevado a situar al estado de Texas como un referente en esta materia.

## CAPÍTULO 2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL ESTADO DE TEXAS

### 2.1 Organización del mercado eléctrico en los Estados Unidos de América

El sistema eléctrico de Estados Unidos se ha desarrollado en tres grandes redes (o *Power Grids*) independientes de Corriente Alterna (CA) y con 60 Hz de frecuencia nominal, conectadas entre sí por líneas de Corriente Continua (CC). Estas redes, a su vez, contienen otras subredes más pequeñas en el ámbito geográfico, mediante las cuales se abastece a los consumidores finales. Estas tres redes principales [1] se observan en la *Figura 1*, y son:

- El sistema interconectado del este, el cual abarca dos tercios del este de los Estados Unidos.
- El sistema interconectado occidental, que abarca principalmente el sudoeste y las áreas al oeste de las montañas rocosas.
- El sistema interconectado de Texas.



**Figura 1. Áreas sincronizadas del sistema eléctrico en EE. UU. (Fuente NERC)**

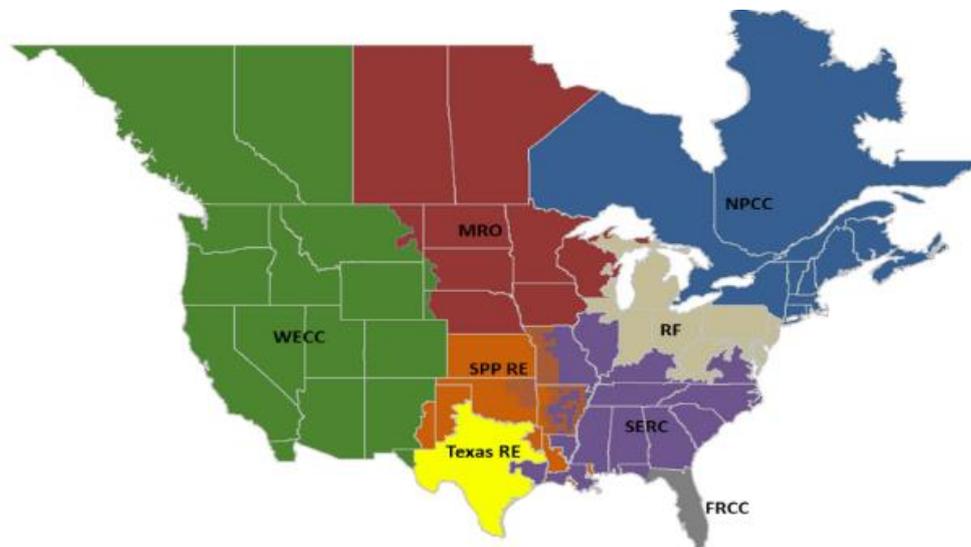
Las redes principales consisten en conexiones de extra alta tensión entre *Utilities* independientes (Empresas Eléctricas en lo sucesivo), cuyo cometido es permitir la transferencia de energía eléctrica desde redes de muy alta tensión a los consumidores finales de una determinada zona geográfica.

El estado de Texas únicamente se interconecta con las otras dos redes mediante un número muy limitado de líneas de corriente continua (CC), también llamados enlaces asíncronos porque permiten una frecuencia diferente en los convertidores en ambos extremos de la línea. El sistema interconectado occidental y el de Texas están unidos a diversas partes de México mientras que el del este y el occidental están completamente integrados con gran parte de Canadá o tienen acoplamientos con la red de potencia de la provincia de Quebec. Virtualmente todas las empresas eléctricas de los E.E.U.U. están interconectadas con al menos otra a través de estas redes de transporte. Las excepciones están en Alaska y Hawái. Las empresas eléctricas interconectadas dentro de cada red coordinan operaciones y compran y venden energía entre ellas [1].

A nivel nacional existen las siguientes entidades de control en el sector eléctrico:

- NERC: *North American Electric Reliability Corporation*. Esta entidad es la encargada de asegurar la fiabilidad y seguridad en el mercado mayorista de Estados Unidos [2]. La NERC desarrolla y asegura el cumplimiento de estándares de fiabilidad. El área de la que es responsable abarca los Estados Unidos, Canadá y la parte norte de Baja California y México. Está supervisada por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) y las autoridades gubernamentales en Canadá.
- FERC: *Federal Energy Regulatory Commission*. Esta entidad es una agencia federal independiente que regula el transporte de energía eléctrica entre estados, así como de petróleo y gas natural [3].

En 2007, se aprobó que la NERC delegara su autoridad para dirigir y garantizar la conformidad de la red eléctrica en ocho entidades regionales [2]. Estas entidades están formadas por distintos agentes del mercado eléctrico, los cuales se describirán en la sección 2.3. *Agentes y funcionamiento de mercado*. Dichas entidades regionales se ilustran en la *Figura 2*.



**Figura 2. Entidades regionales de fiabilidad del sistema eléctrico en EE. UU. (Fuente NERC)**

- Florida Reliability Coordinating Council (FRCC).
- Midwest Reliability Organization (MRO).
- Northeast Power Coordinating Council (NPCC)
- Reliability First (RF).
- SERC Reliability Corporation (SERC).
- Southwest Power Pool, RE (SPP RE).
- Texas Reliability Entity (Texas RE).
- Western Electricity Coordinating Council (WECC).

Estas entidades regionales son los responsables de la gestionar y asegurar la fiabilidad y seguridad del sistema en sus áreas de servicio.

El control, la coordinación y la monitorización de la operación de la red de potencia en un área o región determinada es llevada a cabo por el Operador del Sistema (OS). Se distinguen dos tipos de funcionamiento del operador de sistema en EE. UU:

- *Independent System Operator (ISO)*, gestiona un único estado.
- *Regional Transmission Operator (RTO)*, gestiona más de un estado.

En Estados Unidos se tienen siete OS distintos, siendo tres de ellos ISOs y el resto RTOs [4]. Se muestran a continuación (Figura 3):

- New York Independent System Operator (NYISO).
  - Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).
  - California Independent System Operator (CAISO).
  - Independent System Operator New England (ISO-NE).
  - PJM Interconnection LLC (PJM).
  - Southwest Power Pool (SPP).
  - Midwest Independent Transmission System Operator (MISO).
- }

ISOs

}

}

RTOs

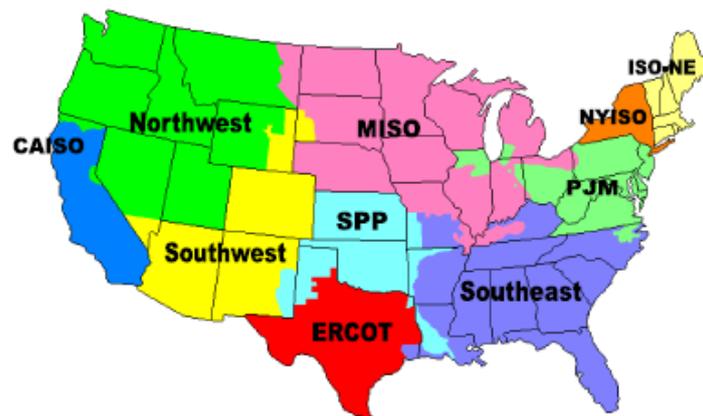


Figura 3. Operadores del sistema en Estados Unidos (Fuente NERC)

La red se divide en estas siete áreas, constituyéndose en cada una de ellas un mercado mayorista independiente de los demás, y con una regulación que, siendo coordinada por la FERC, es particular en cada caso. Además de estos siete mercados, existen tres más en los que no se tiene ningún operador del sistema, y son el Northwest, Southeast y Southwest. A continuación, se describe brevemente cada uno de ellos:

- California (CAISO): opera un mercado de electricidad mayorista competitivo y dirige la fiabilidad de su red de transporte. CAISO proporciona acceso al transporte y realiza una planificación a largo plazo. Se encarga también de despachar recursos de generación y de coordinar el flujo de electricidad en California y una parte de Nevada. Los mercados gestionados por CAISO son de energía (*day-ahead* y *real-time*), servicios complementarios y *Congestion Revenue Rights*<sup>1</sup> (CRRs). CAISO fue fundado en 1998, pero no fue hasta 2008 cuando llegó a alcanzar todas las funciones como ISO. Creó el *Energy Imbalance Market* (EIM) en 2014, sirviendo partes de Oregon, Washington, California, Utah, Wyoming y Idaho.
- *Midcontinent* (MISO): opera el sistema de transporte y el despacho centralizado en partes de 15 estados, desde Michigan e Indiana hasta Montana, y desde el borde canadiense hasta los límites del sur de Luisiana y Mississippi. El sistema se opera desde dos centros de control: Eagan (Minnesota) y Little Rock (Arkansas). MISO también ejerce de coordinador de fiabilidad para más sistemas al norte y noroeste de su área de mercado. MISO no gestionaba un mercado de energía antes de organizarse como una ISO en diciembre de 2001, iniciando sus operaciones en abril de 2005.
- Nueva Inglaterra (ISO-NE): ISO-NE es responsable de operar los mercados mayoristas de energía, servicios complementarios, CRRs y productos relacionados, además de subastas para la compra de capacidad. ISO-NE opera la red de transporte de alta tensión de Nueva Inglaterra y realiza la planificación a largo plazo del sistema. Está conectada con el *New York Independent System Operator* (NYISO), TransEnergie (Québec) y el *New Brunswick System Operator*.
- Nueva York (NYISO): la FERC autorizó la creación de este operador en diciembre de 1998. Cubre el estado entero de Nueva York y es responsable de operar los mercados mayoristas de energía, capacidad y CRRs en el transporte. Realiza la operación de la red de alta tensión y planificación a largo plazo. Las restricciones de transporte crónicas se encuentran en el sudeste del estado, en New York City y Long Island, los consumidores más grandes de electricidad. Estas restricciones frecuentemente tienen como resultado precios más elevados.
- PJM: opera un mercado mayorista de electricidad competitivo y dirige la fiabilidad de la red de transporte. Realiza planificación a largo plazo y despacha recursos de generación, coordinando al mismo tiempo el flujo de electricidad entre los 13 estados que opera. Los mercados que gestiona son de energía (*day-ahead* y *real-time*), servicios complementarios y de capacidad. Fue fundado en 1927 como mercado de energía por tres empresas eléctricas de Pennsylvania y New Jersey. Se convirtió en ISO en 1996 y en 1997 introdujo mercados con precios basados en las pujas y *Locational Marginal Prices*<sup>2</sup> (LMPs). Se designó como RTO en 2001.

---

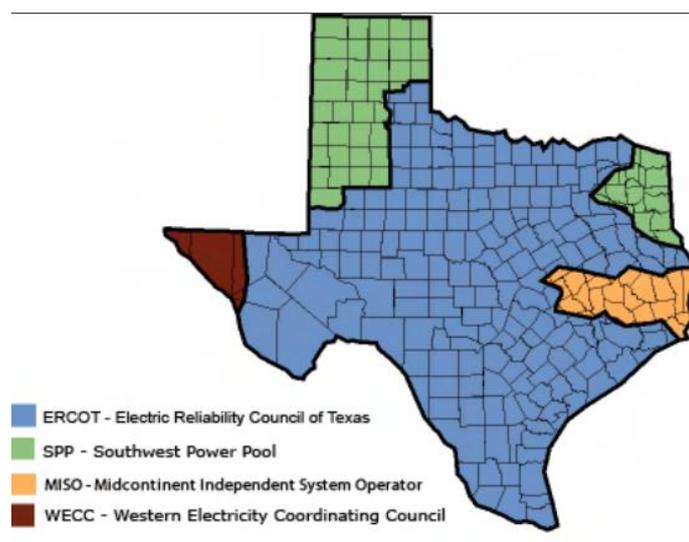
<sup>1</sup> Instrumentos financieros que permiten al poseedor recibir una compensación cuando existe congestión en la red de transporte.

<sup>2</sup> Coste marginal de producir el siguiente incremento de carga en bus eléctrico, basado en las ofertas de compra y venta de energía.

- *Southwest Power Pool (SPP)*: fundado en 1941, SPP consiguió el estatus de RTO en 2004, asegurando suministros de energía fiables, infraestructura de transporte adecuada y precios de electricidad competitivos. En 2007, SPP empezó a operar su mercado *Energy Imbalance Service (EIS) real-time*. Ese mismo año fue aprobada por la FERC como entidad regional, ejerciendo como coordinador de la fiabilidad para la región de la NERC. En 2014, SPP comenzó la operación de un *Integrated Marketplace*, que incluye un mercado de energía *day-ahead* y *real-time* y un mercado de reserva de operación. Este *Integrated Marketplace* optimiza el despliegue de energía y reservas de operación despachando recursos con costes más bajos.
- ERCOT: opera como ISO, dirigiendo la demanda de 24 millones de clientes en el estado de Texas, abasteciendo el 90% de la carga del estado. Opera un mercado mayorista competitivo de energía y servicios complementarios diario y en tiempo real (*day-ahead* y *real-time*). A través de ERCOT se realizan también las liquidaciones financieras de energía y servicios complementarios obtenidos en cualquiera de los mercados que ERCOT ejecuta. Este mercado es el objeto de estudio de este documento, por lo que se desarrollará en detalle en las siguientes secciones.
- *Northwest*: incluye la *Northwest Power Pool (NWPP)*, la *Rocky Mountain Power Area (RMPA)* y la *Arizona, New Mexico, Souther Nevada Power Area*. Estas áreas contienen varias *Balancing Authorities (BAs)*, responsables del despacho de la generación, gestionando al mismo tiempo la fiabilidad de la red de transporte y el suministro de energía. A pesar de que las BAs funcionan de manera autónoma, algunas tienen acuerdos conjuntos de planes de transporte y reparto de reservas.
- *Southeast*: es un mercado bilateral que abarca parte de las regiones de *Florida Reliability Coordinating Council (FRCC)* y el *Southeastern Electric Reliability Council (SERC)*. Las empresas eléctricas en el *Southeast* están integradas verticalmente y todas las ventas físicas se realizan bilateralmente. El mix de generación varía según la región. El FRCC utiliza gas natural principalmente, mientras que el resto del *Southeast* explota plantas nucleares y de carbón.
- *Southwest*: abarca las subregiones de Arizona, Nuevo Mexico, sur de Nevada y la *Rocky Mountain Power Area* del *Western Electric Coordinating Council (WECC)*. Tiene como principales recursos de generación de electricidad el carbón y la energía nuclear, aunque también usa recursos de gas generalmente en periodos pico.

## 2.2 Estructura general del mercado eléctrico en el estado de Texas

En la región de Texas hay cuatro redes de transporte diferentes (como se observa en la *Figura 4*), cada una de las cuales es parte una región de fiabilidad eléctrica distinta bajo la NERC. La red más grande es la de ERCOT, la cual sirve un 90% de la demanda del estado y cubre aproximadamente el 75 % del área geográfica de Texas. Dentro de ERCOT, hay muchas empresas eléctricas que poseen y operan sistemas de transporte y distribución. Cada uno de esos sistemas está conectado con uno o más sistemas, formando así la red de ERCOT.



**Figura 4. Operadores del sistema en el estado de Texas (Fuente Energy Topics)**

Desde 1970, la función principal de ERCOT ha sido la coordinación del transporte de energía eléctrica entre miembros y la supervisión de la fiabilidad de dicho transporte. Desde su origen, las funciones de ERCOT han crecido con el objetivo de adaptarse a las distintas necesidades de la industria eléctrica de Texas. Su rol incluye la supervisión de las transacciones relacionadas con la reestructuración de la industria eléctrica, incluyendo tanto el desarrollo y la operación del mercado minorista competitivo como el control de las actividades de los mercados de energía.

### 2.2.1 Evolución del mercado en los últimos 20 años

En 1995, el mercado pasó a ser más competitivo cuando la *Texas State Legislature*<sup>3</sup> modificó la *Public Utility Regulatory Act –PURA-* (Ley de Regulación de Servicios Públicos) para desregular el mercado de generación mayorista [5]. De esta forma, en septiembre de 1996, ERCOT reestructuró su organización e inició operaciones como un ISO, incrementando la eficiencia en el sistema de transporte de energía eléctrica para todos los participantes del mercado.

---

<sup>3</sup> Asamblea bicameral del estado de Texas.

La *Texas State Legislature* pasó la *Senate Bill 7<sup>4</sup>* (SB7) en 1999, y se iniciaron una serie de eventos que cambiaron la operación de la industria de energía eléctrica en el estado. El objetivo era hacer más transparente el precio de la energía, proporcionar más opciones a los clientes y crear una atmósfera que condujera a la innovación y nuevas oportunidades. La SB7 incluía:

- Desagregación funcional de la generación, transporte y/o distribución y funciones minoristas mediante la creación de empresas eléctricas generadoras (*Power Generation Companies, PGCs*), empresas transportistas y/o distribuidoras (*Transmission and/or Distribution Service Provider, TDSPs*), y empresas comercializadoras (*Retail Electric Providers, REPs*).
- Regulación del transporte y distribución de electricidad.
- Limitación de la propiedad de los PGC en cuanto a su capacidad instalada a no más del 20% de la región de ERCOT, o cualquier otra región de energía de Texas.
- Obligación a los operadores tradicionales de ofertar a sus clientes residenciales y pequeños comerciales a un precio "*Price to Beat<sup>5</sup>*" en su área de servicio. Para los nuevos REPs se estableció un "*Price Floor*" al que podían ofertar y, de esta forma, pudieran entrar y establecerse en el mercado. Esta medida se llevó a cabo para evitar que los REPs existentes ofertasen a un precio menor, evitando así la entrada de nuevos REPs y la implantación de competencia minorista.
- Hacer provisiones de las compañías eléctricas municipales (*Municipally Owned Utilities*) y cooperativas eléctricas (*Electric Cooperatives*) que optarían por no entrar en competencia minorista y mantener sus territorios de servicio existentes y sus organizaciones agregadas.

El 31 de julio de 2001, el sistema de ERCOT se consolidó en una única área geográfica formada por las 10 áreas de control existentes en esta región (operadas por empresas eléctricas reguladas), y comenzó operaciones de programación centralizada de energía para transacciones de mercado mayorista de electricidad. Del mismo modo, inició la gestión de los servicios complementarios necesarios para cumplir con su función de garantizar la fiabilidad.

El 1 de enero de 2002, se introdujo la competencia minorista, y los clientes minoristas disponían de la posibilidad de elegir a sus comercializadores (REPs). Aquellos clientes abastecidos por empresas eléctricas de capital privado eran elegibles automáticamente para participar en el nuevo mercado. Los clientes de empresas eléctricas públicas y cooperativas disponían de la oportunidad de participar también en la competencia minorista.

---

<sup>4</sup> Ley que se estableció el 20 de junio de 1999 para llevar a cabo la liberalización del mercado eléctrico en el estado de Texas.

<sup>5</sup> Tarifas que ofertaban las REPs afiliadas con IOUs, con un área de servicio definida, a clientes residenciales y pequeños comerciales. El precio de estas tarifas se estableció en un 6% menor que el precio que la empresa eléctrica cobraba a estos clientes antes del 1 de enero de 1999.

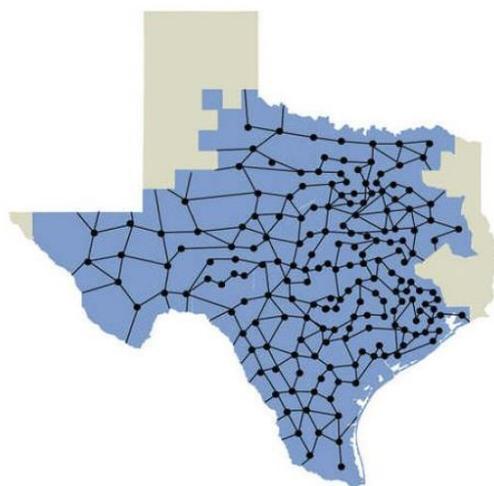
### 2.2.2 Configuración actual del sistema eléctrico en el estado de Texas

En septiembre de 2003, la *Public Utility Commission of Texas* (PUCT) comunicó a ERCOT la necesidad de desarrollar un diseño de mercado mayorista nodal. Este nuevo mercado introduce más precisión en la asignación de los costes de congestión, un despacho económico que incluye las restricciones de recursos específicos, un mercado diario (*Day-Ahead*) optimizado de energía y servicios complementarios, un incremento en la transparencia de los precios de energía mediante el cálculo de los Precios Marginales de Localización (*Locational Marginal Prices*, LMPs), así como un aumento de la fiabilidad y la eficiencia del sector eléctrico [6].

Hasta ese momento, en la región de ERCOT se disponía de un mercado zonal [7], en el cual la determinación del precio de la electricidad se realizaba cada 15 minutos, calculado como el precio de equilibrio entre el suministro y demanda de electricidad. En el mercado zonal, la red estaba organizada en 10 zonas de dirección de congestión, lo que pretendía aumentar la fiabilidad del sistema ya que a menudo la generación de electricidad tenía lugar lejos del punto de consumo, lo que podía causar congestión en las líneas de transporte y la consecuente disminución de la fiabilidad del sistema.

Para evitar la congestión, ERCOT podía equilibrar la fuente de generación y, de esta manera, reducía la congestión, pero sólo entre zonas y no dentro de una misma zona. Este equilibrio de generación requería que el generador barato limitara su producción, causando un encarecimiento de la electricidad pagada por el consumidor final.

A diferencia del mercado zonal, el mercado nodal calcula los costes de transporte desde varios miles de puntos de entrega o nodos a lo largo de Texas (ilustrados en la *Figura 5*). Un nodo es un punto de interconexión del sistema de transporte, en el que se calcula el *Locational Marginal Price* (LMP), que es el coste marginal, basado en la oferta, de producir el siguiente incremento de carga en un nodo de red dado. El mercado nodal es capaz de dirigir la congestión en una misma zona, lo que conlleva una disminución en el precio de la electricidad mientras que la fiabilidad aumenta.

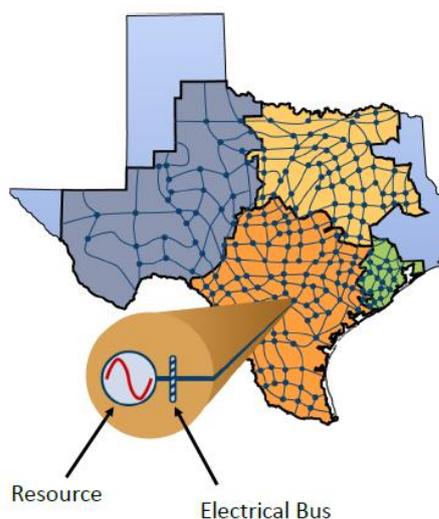


**Figura 5. Nodos o puntos de interconexión del sistema de ERCOT (Fuente ERCOT)**

La determinación de precios nodales ayuda a proporcionar una imagen más exacta y detallada del transporte y la generación, lo que permite al mercado revelar mejor las áreas de electricidad más cara (congestión) y de esta forma reducir los costes y fomentar soluciones de transporte más eficientes o despacho usando el generador menos caro. El sistema nodal también mejorará el mercado y el rendimiento de las operaciones incrementando el ritmo de la determinación de precios, pasando de 15 a 5 minutos.

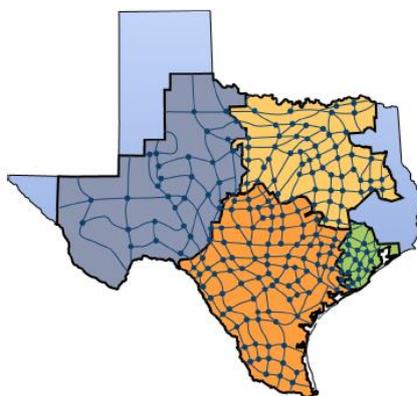
A efectos de liquidación, ERCOT establece tres tipos de puntos de liquidación distintos [8]:

- Nudo eléctrico en el que hay capacidad de generación (*Resource Node, RN*), definido en el modelo de operaciones de red (se ilustra en la *Figura 6*). En el caso de un generador conectado a la red de transporte a través de una subestación, ya sea por una o más líneas, se considera que el bus eléctrico es la propia subestación. En caso contrario, se considera que el bus eléctrico es directamente el nudo al que está conectado el generador. Para un recurso de generación que está conectado a la red de transporte de ERCOT únicamente por una o más líneas de transporte que se originan en el recurso de generación y terminan en una subestación, en ese caso el RN es el bus eléctrico de la subestación. Para cualquier otro recurso de generación, el RN es el lado del recurso de generación del bus eléctrico en el cual el recurso de generación está conectado a la red de transporte de ERCOT.



**Figura 6. Nudos eléctricos (Fuente ERCOT).**

- Zonas de carga: grupo de buses eléctricos geográficamente próximos (se muestran en la *Figura 7*) asignados a una misma zona (*Load Zone, LZ*). Todos los buses eléctricos en ERCOT con carga deben estar asignados a una LZ para propósitos de liquidación. Se distinguen en:
  - Zonas competitivas (*Competitive Load Zones*); hay 4:
    - North.
    - South.
    - West.
    - Houston.



**Figura 7. Zonas de carga competitivas (Fuente ERCOT).**

- Zonas no competitivas (*Non-Opt-In Entity Load Zones, NOIEs*). Son núcleos aislados situados dentro de las zonas de carga competitivas, formadas por cooperativas eléctricas y empresas eléctricas municipales, en las que no se ha introducido la competencia minorista. Hay 4 zonas de carga de NOIEs, que fueron aprobadas antes de la implementación del mercado nodal en Texas.
  - *Austin Energy.*
  - *City Public Service.*
  - *Rayburn Country Electric Cooperative.*
  - *Lower Colorado River Authority.*
- Zonas de corriente continua (*Direct Current Tie Load Zones, DC Ties*); una *DC Tie Load Zone (Figura 8)* contiene únicamente un bus eléctrico en la red de transporte de ERCOT, usado para realizar exportaciones de electricidad.



**Figura 8. Zonas de carga de corriente continua (Fuente ERCOT).**

- Grupo de nudos de interconexión a 345 kV (*Hubs*) geográficamente próximos. Existen los siguientes (en la *Figura 9* se muestran los 4 regionales):
  - *North (Hub regional).*
  - *West (Hub regional).*
  - *South (Hub regional).*
  - *Houston (Hub regional).*

- *ERCOT Hub Average.*
- *ERCOT Bus Average.*

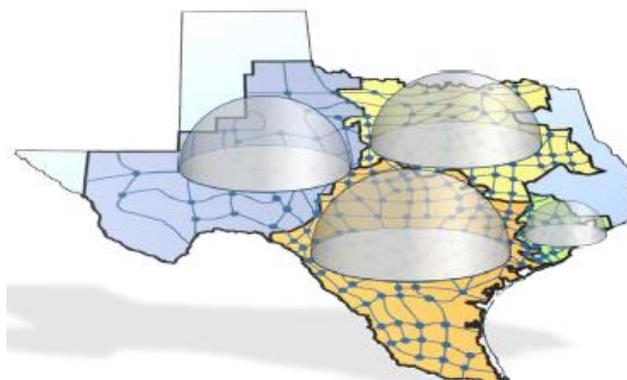


Figura 9. *Hubs* regionales (Fuente ERCOT).

### 2.3 Agentes y funcionamiento de mercado

En el estado de Texas, los roles de operador de mercado y operador de sistema son ejecutados por la misma entidad, que es Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) [6]. Lleva a cabo las siguientes funciones:

- Dirige el flujo de energía eléctrica de 22 millones de clientes en Texas, representando el 90% de la carga eléctrica del estado y el 75% del área de Texas.
- Como el operador del sistema para la región, ERCOT programa la energía en la red eléctrica que conecta 64.000 km de líneas de transporte y más de 550 unidades de generación.
- Ayuda a los agentes de mercado a planificar y administrar sus operaciones de mercado competitivo de manera eficiente, proporcionándoles información a tiempo real de previsiones climatológicas, carga, pérdidas y necesidades de servicios complementarios.
- Ejecuta las subastas de CRR, el Mercado Diario (*Day-Ahead Market, DAM*), el Mercado de Servicios Complementario Suplementario (*Supplemental Ancillary Services Market, SASM*) y el Mercado en Tiempo Real (*Real Time, RTM*). Para ello interactúa únicamente con entidades cualificadas para ello (*Qualified Scheduling Entities, QSEs*).
- ERCOT también gestiona las liquidaciones financieras del mercado mayorista competitivo de energía y servicios complementarios y administra la conmutación de 6,5 millones de clientes en las áreas de elección competitiva.
- Trabaja con las empresas de transporte y distribución (*Transmission and Distribution Service Providers, TDSPs*) para dirigir el sistema de transporte. Los TDSPs son responsables también de las instalaciones de medida de los recursos generación y carga, así como de enviar los datos medidos de recursos y cargas no gestionados directamente por ERCOT.
- Se encarga de llevar a cabo ciertos programas de respuesta de la demanda, desplegados para mejorar la fiabilidad del sistema.

Además del operador, los agentes del mercado eléctrico en Texas [8] (tal y como se ilustra en la Figura 13) son los siguientes:

- *Qualifying Scheduling Entities (QSEs)*; entidades habilitadas para realizar transacciones en el mercado eléctrico de Texas, ya sea en nombre propio o en representación de otras entidades. Cualquier transacción de compra o venta de energía realizada en el mercado debe ser realizada necesariamente a través de una QSE. Pueden representar a *Load Serving Entities (LSEs)*, *Resource Entities (REs)* (Figura 10). Las QSEs son una de las dos entidades que realiza liquidaciones financieras con ERCOT, siendo responsables de enviar programaciones a ERCOT en nombre de las entidades que representan o cualquier contratación bilateral con otra QSE. Las QSEs pueden también enviar a ERCOT ofertas de venta de energía, ofertas de compra de energía u ofertas de servicios complementarios.

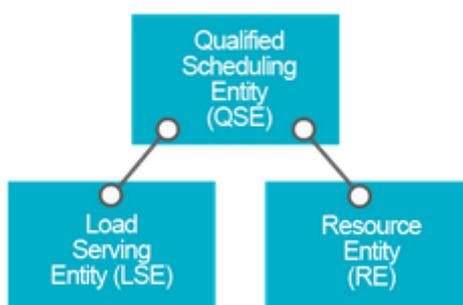


Figura 10. Relación entre LSEs, REs y QSEs (Fuente ERCOT).

- *Load Serving Entities (LSEs)*; empresas comercializadoras de energía eléctrica en el mercado minorista. Representan a *Non Opt-in Entities (NOIEs)* o a *Competitive Retailers (CRs)* (Figura 11), las cuales son las únicas entidades autorizadas para la venta de electricidad a clientes minoristas. Las LSEs predicen la carga de sus clientes y negocian con otros participantes de mercado, como *Resource Entities (REs)* o *Power Marketers (PMs)*, para comprar energía. Las LSEs comunican las programaciones resultantes a ERCOT a través de su QSE.

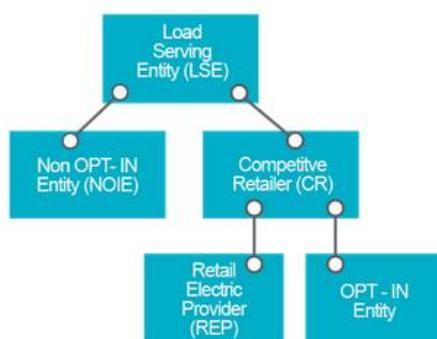


Figura 11. Relación entre LSEs, NOIEs, CRs, REPs y OIEs (Fuente ERCOT)

- *Non Opt-in Entities* (NOIEs); son cooperativas eléctricas (*Electric Cooperatives*) o empresas eléctricas municipales (*Municipally Owned Utilities*) que tienen derecho a no abrir sus áreas de servicio certificadas (previas a la desregularización) a competencia minorista. Además, no están obligadas a desagregar sus organizaciones y pueden continuar sus operaciones agregadas, aunque elijan entrar en competencia y participar como *Competitive Retailers* (CRs).
- *Competitive Retailers* (CRs); comercializadoras eléctricas que ofertan en competencia minorista. Están registrados con la *Public Utility Commission of Texas* (PUCT). Pueden ser:
  - *Retail Electric Providers* (REPs); comercializadora que contrata a una QSE para proporcionar servicios de programación a sus clientes de carga. Es un proveedor eléctrico que compra electricidad al por mayor y la vende a clientes minoristas en áreas de Texas abiertas a competencia minorista.
  - *Opt-in Entities*; cooperativas eléctricas o empresas eléctricas municipales abiertas a competencia minorista que, a diferencia de las NOIEs, ofertan en competencia minorista.
- *Resource Entities* (REs); entidades que representan a recursos de generación o de carga (*Figura 12*). Presentan ofertas de venta de energía o negocian bilateralmente con otros agentes de mercado para vender su energía y comunican las programaciones resultantes a ERCOT a través de sus QSEs. Estas entidades también poseen y/o operan generación que proporcionan necesidades de ERCOT de servicios complementarios para administrar la fiabilidad del sistema. La RE debe registrar los activos de recurso aplicables con ERCOT para modelar, planear, despachar y establecer transacciones mayoristas de estos recursos.

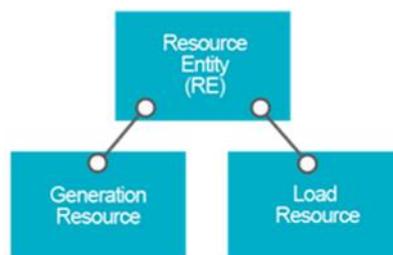


Figura 12. Relación entre REs, recursos de generación y recursos de carga (Fuente ERCOT).

- *Transmission y Distribution Service Providers (TDSPs)*; proporcionan la infraestructura de transporte de electricidad y trabajan con ERCOT para dirigir la fiabilidad del sistema de transporte. Las TDSPs también se encargan de las funciones de medida, incluyendo actividades de lectura de contadores. A partir del año 2004, algunos clientes industriales y comerciales en áreas abiertas a competencia minorista disponen de la posibilidad de instalar elementos de medida para participar en la respuesta de la demanda, como se explica en la sección 4.2.2. *Programas ofrecidos por las empresas eléctricas comercializadoras*. ERCOT necesita a los TDSPs para proporcionar las lecturas de contadores e información de consumo para liquidar correctamente los mercados de energía y servicios complementarios.
- *Congestion Revenue Rights Account Holders (CRRs)*; entidades que están cualificadas y registradas para ser las propietarias de registro de CRRs en el mercado nodal. Son las únicas entidades, aparte de las QSEs, que realizan liquidaciones financieras con ERCOT. El CRR es un instrumento financiero que permite al poseedor del CRR a ser pagado o recibir una compensación por los *Congestion Rents*<sup>6</sup> que aparecen cuando la red de transporte de ERCOT está congestionada en el DAM o el RTM. Los CRR no representan una entrega física de energía, y se pueden conseguir tanto en subastas (mensuales y anuales) ejecutadas por ERCOT como mediante negociaciones bilaterales en el sistema de CRR de ERCOT o fuera de él (ERCOT no hace un seguimiento fuera de su sistema, por lo que el CRRAH es responsable del CRR).
- *Counter Parties (CPs)*; empresas que se pueden registrar con ERCOT como cualquier agente de mercado (QSE, CRRAH, LSE, RE, TDSP). Un CP puede estar registrado con ERCOT como CP y QSE al mismo tiempo.
- *Power Marketers (PMs)*; vende y compra bloques de energía, y programa esa energía con ERCOT a través de una QSE. No posee instalaciones de generación, transporte o distribución, y no tiene un área de servicio certificada. No están registrados con ERCOT como agentes de mercado.
- *Providers of Last Resort*; proveedores de servicio eléctrico de apoyo en las áreas abiertas a competencia. Es una red de seguridad para los clientes, que se utiliza en caso de que el REP no pueda continuar con el servicio.

---

<sup>6</sup> Diferencia en el precio de la energía pagado por los consumidores y el recibido por los generadores

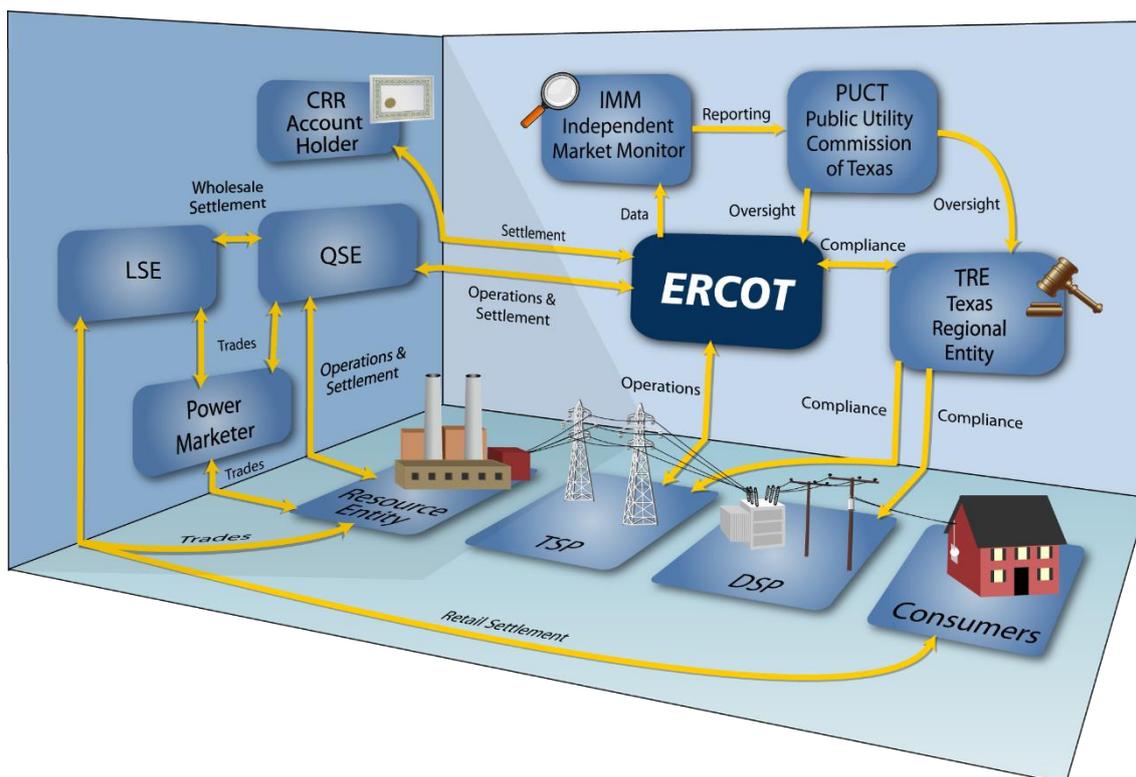


Figura 13. Agentes del mercado y relación entre ellos y con el operador del mercado/sistema (Fuente ERCOT).

Los generadores de energía eléctrica [1] en los Estados Unidos se dividen en:

- *Power Generation Companies* (PGCs); Generan electricidad destinada a ser vendida en el mercado mayorista pero no poseen instalaciones de transporte o distribución, ni tampoco un área de servicio certificada. La mayor parte de la energía generada en ERCOT es producida y vendida por los PGCs. Hay 224 en todo el estado.
- *Utilities*; Son empresas eléctricas privadas o públicas que realizan las actividades de generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica de uso público. Se pueden dividir en cuatro categorías según el tipo de propiedad en: inversionistas, federales, públicas (pudiendo ser estatales, municipales o de otras entidades gubernamentales) y cooperativas. Algunas de estas empresas eléctricas operan en un único estado mientras otras abastecen a más de uno. Esto es posible gracias a la interconexión de la que disponen los Estados Unidos, con el mercado eléctrico nodal. Los tipos de empresas eléctricas más significativos son los siguientes:
  - *Municipally Owned Utilities* (MOUs); empresa propiedad de un municipio, operada y controlada por él. Poseen instalaciones de distribución y pueden disponer de instalaciones de generación y transporte. Pueden comprar o vender energía. Hay 72 MOUs operando en el estado.

- *Electric Cooperatives (Co-Ops)*; cooperativas eléctricas. Hay 69 operando en el estado y, a su vez, pueden ser:
  - Cooperativas que poseen instalaciones de generación y transporte.
  - Cooperativas que sólo tienen instalaciones de distribución.
- *Investor Owned Utilities*; empresas financiadas por inversionistas que se encargan del transporte y distribución en áreas abiertas a competencia minorista.
- *Non-utilities*: son empresas de propiedad privada que generan la energía para su propio uso y/o para la venta a las empresas eléctricas o a otros. Se pueden clasificar (según la FERC) en:
  - Cogeneradores: calificados como *qualifying facilities (QFs)*.
  - Pequeños productores de energía: calificados como QFs.
  - Generadores mayoristas y exentos.
  - Cogeneradores: no calificados como QFs.
  - No cogeneradores: no calificados como QFs.

Las *Qualifying Facilities (QFs)* es una categoría federal de generadores de electricidad que fue creada por la PUCT en 1978. Incluyen cogeneradores que normalmente proporcionan electricidad y vapor a una entidad receptora como una industria. Estos cogeneradores venden su exceso de energía en el mercado mayorista, lo cual está garantizado por la PURA. En las QFs también se incluye a los pequeños productores de energía que generan mediante instalaciones de recursos renovables (menos de 80 MW) y la venden en el mercado mayorista.

## 2.4 Organización y estructura del mercado mayorista

El mercado nodal mayorista se construye sobre la función de ERCOT como ISO, ya que a través de esta entidad se realizan todas las transacciones. El mercado se basa en la gestión de la congestión de la red de transporte de más de 12.000 nodos, o puntos de interconexión del sistema de transporte, que resultará en más de 12.000 *Locational Marginal Prices (LMPs)*.

Siguiendo un orden cronológico, ERCOT ejecuta los siguientes procesos y mercados para garantizar el abastecimiento de todas las cargas presentes en el sistema y asegurando la fiabilidad del sistema y la disponibilidad de recursos ante posibles situaciones de emergencia.

- Asignación de *Pre-Assigned Congestion Revenue Rights (PCRR)* y proceso de subasta de *Congestion Revenue Rights (CRRs)*.
- Ejecución del mercado diario (*Day-Ahead Market, DAM*); mercado de capacidad de servicios complementarios, energía y ciertos CRRs.
- Ejecución de procesos de compromiso de unidades de fiabilidad (*Reliability Unit Commitment, RUC*); se trata de procesos para asegurar la fiabilidad del sistema de ERCOT y la suficiente capacidad de recursos, para poder servir la carga prevista con seguridad. Se llevan a cabo:
  - El proceso de compromiso de unidades de fiabilidad diario (*Day-Ahead Reliability Unit Commitment, DRUC*). Se realiza el día antes del Día de Operación, una vez ha finalizado el DAM.

- El proceso de compromiso de unidades de fiabilidad horario (*Hourly Reliability Unit Commitment*, HRUC). Se realiza una hora antes de la Hora de Operación, durante el Periodo de Ajuste (*Adjustment Period*).
- Periodo de Ajuste (*Adjustment Period*); periodo de tiempo en el que se da la oportunidad a las QSEs de ajustar sus transacciones bilaterales, programaciones y asignaciones de recursos a medida que se dispone de información más exacta. Durante el Periodo de Ajuste, ERCOT continúa evaluando la suficiencia y seguridad del sistema usando los procesos del HRUC. Bajo ciertas condiciones durante este periodo de ajuste, ERCOT puede ejecutar uno o más Mercados de Servicios Complementarios Suplementarios (*Supplemental Ancillary Service Markets*, SASMs).
- Ejecución del mercado en tiempo real (*Real-Time Market*, RTM); ejecuta el Despacho Económico asociado a Restricciones de Seguridad (*Security-Constrained Economic Dispatch*, SCED). Si Calcula los precios de energía y servicios complementarios en tiempo real.

El mercado nodal también asigna directamente costes de congestión y mejora la eficiencia de despacho calculando instrucciones de recursos específicos (respuesta de la demanda). Los costes de congestión, o cuanto “dinero extra” se paga a los generadores debido a la congestión, se calculan tomando la diferencia entre los pagos hechos a los generadores con congestión, condiciones actuales, y lo que hubiera costado si no existiera congestión (denominados “*Congestion Costs*”).

Los LMPs pueden ser volátiles debido a cambios en el suministro o la demanda, cortes imprevistos u otros cambios en la topología de la red. Por esta razón, el mercado nodal ofrece instrumentos financieros para mitigar el riesgo: los *Congestion Revenue Rights* (CRRs). Estos instrumentos dan derecho al poseedor (“*CRR Holders*”) de recibir una compensación, financiada con los *Congestion Rents* (diferencia entre los cobros a las cargas por la energía consumida menos los pagos a los generadores por la energía generada). Los participantes en el mercado de CRR, que no son necesariamente generadores o cargas, pueden comprar CRRs mediante las subastas anuales o mensuales, o bilateralmente con otro *CRR Holders*.

ERCOT ejecuta un mercado diario (*Day-Ahead Market*, DAM) para optimizar suministro y demanda de energía, servicios complementarios y ciertos tipos de CRRs. Esto asegura la energía y servicios complementarios para el día siguiente y establece los precios. Este mercado es financiero, no físicamente vinculante.

Durante las operaciones del mercado en tiempo real (*Real-Time Market*, RTM), ERCOT ejecuta un Control de Frecuencia de Carga (*Load Frequency Control*, LFC) y el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (*Security Constrained Economic Dispatch*, SCED), y publica la información de mercado en el Sistema de Información de Mercado (*Market Information System*, MIS).

A continuación, se presentan cronológicamente los procesos y mercados que ERCOT ejecuta, mediante los cuales se despacha la energía, asegurando que los consumidores finales son abastecidos, y los servicios complementarios necesarios para mantener la fiabilidad de la red de transporte.

#### 2.4.1 Congestion Revenue Rights (CRRs)

Los *Congestion Revenue Rights* (CRRs) son instrumentos financieros que dan derecho al propietario del CRR a cobrar una compensación por los *Congestion Rents* que surgen cuando la red de transporte de ERCOT está congestionada en el mercado *Day-Ahead* (DAM) o en *Real Time* (RTM) [9]. Los *Congestion Rents*, que son la diferencia entre los cobros a las cargas por la energía consumida menos los pagos a los generadores por la energía generada, se utilizan para financiar los CRRs. No representan un derecho a recibir, u obligación de entregar, energía física. Tienen las siguientes características:

- Las cantidades se miden en MW, con definición de décimas de MW.
- Duración de una hora.
- Capacidad de ser elementos financieros totalmente negociables excepto en los bloques de tiempo de uso específico para un *PTP Option* con reembolso y una *PTP Obligation* con reembolso.
- Una fuente designada (punto de inyección) que es un punto de liquidación y un punto de retirada designado (punto de retiro) que es un punto de liquidación distinto.

Las únicas entidades aptas para optar a la posesión de los CRRs son los llamados *CRR Account Holders* (CRRAHs), registradas y calificadas por ERCOT. Existen los siguientes tipos de CRRs:

- PTP Option; algunos de ellos son PCRRs.
- PTP Obligation; algunos de ellos son PCRRs.
- PTP Option con reembolso; todos son PCRRs.
- PTP Obligation con reembolso; todos son PCRRs.
- Flowgate Right (FGR).

Se puede conseguir CRRs mediante:

- Asignaciones de *Pre-Assigned Congestion Revenue Rights* (PCRR): parte de los CRRs destinados a las MOUs y cooperativas eléctricas elegibles.
- Subasta de CRRs: se realizan subastas periódicamente que permiten a los CRR Account Holders adquirir los CRRs que no han sido asignados como PCRRs. También permite a los propietarios de los CRRs la oportunidad de vender o mantener sus CRRs. Se subastan los siguientes tipos de CRR:
  - *Point to Point* (PTP) *Options*: son evaluados de forma horaria en cada subasta de CRR como el flujo de potencia positivo en todos los elementos de red direccionales creado por la inyección o retirada en una fuente específica y sumidero, en la cantidad representada por la oferta o puja de CRR (MW), excluyendo todos los flujos negativos en todos los elementos de red direccionales. Los PTP Options solo pueden conllevar pagos de ERCOT al propietario del CRR.
  - *PTP Obligations*: se evalúan horariamente en cada subasta de CRR como el flujo de potencia negativo o positivo en todos los elementos de red direccionales creados por la inyección o retirada en una fuente específica o un sumidero en la cantidad representada por la puja u oferta del CRR (MW). Las PTP Obligations pueden conllevar pagos o cargos al propietario del CRR.
  - *Flowgate Rights* (FGRs): Actualmente no se utiliza.

- Mercado bilateral: Los CRRAs pueden negociar bilateralmente con *PTP Options* y *PTP Obligations*. Las *PTP Options* y *PTP Obligations* con reembolso no son negociables bilateralmente. Esta negociación puede realizarse de manera privada o mediante ERCOT, que facilita el Área Certificada del Sistema de Información del Mercado (*Market Information System Certified Area*).
- DAM: Las QSEs pueden pujar por los PTP Obligations en el DAM.

Los CRR deben ser subastados en los siguientes bloques de tiempo de uso (*Time of Use-TOU*), teniendo la misma cantidad de MW cada hora del bloque:

- 5x16 bloques para horas durante las 07:00-22:00, de lunes a viernes (excepto periodos vacacionales) en tiras de un mes.
- 2x16 bloques para horas durante las 07:00-22:00, sábados y domingos, y durante periodos vacacionales, en tiras de un mes.
- 7x8 bloques para horas durante las 01:00-06:00, y horas durante las 23:00-24:00, de domingo a sábado, en tiras de un mes.

Las pujas en la subasta de CRR y las propuestas de PCRRs deben especificar un bloque de TOU. Únicamente para la subasta mensual de CRRs, una puja de un único bloque puede ser enviada para todas las horas de un mes, el cual representa ofertas vinculadas para los tres bloques de TOU descritos anteriormente.

#### 2.4.1.1 Pre-Assigned Congestion Revenue Rights (PCRRs)

ERCOT debe asignar una porción de los CRRs como *Pre-Assigned Congestion Revenue Rights* (PCRRs) a las *Non-Opt-In Entities* (NOIEs) que tengan un recurso de generación específico anterior al 1 de septiembre de 1999, o que tengan un acuerdo contractual de capacidad y energía anual a largo plazo (más de cinco años) con recursos de generación específicos que fueran registrados antes del 1 de septiembre de 1999.

Las asignaciones de PCRR se limitarán a la capacidad neta máxima de los recursos de generación elegibles anteriores al 1 de septiembre de 1999, pero en ningún caso superarán dicha capacidad. Los componentes que aumenten la capacidad de los recursos de generación no son elegibles para incrementar las cantidades de MW de los PCRR.

Las asignaciones de los PCRR se basarán en la demanda pico predicha, sujeta al relevante límite de capacidad de los recursos de generación específicos en MW de la asignación del PCRR.

Antes de la primera secuencia de subasta a largo plazo de CRR, las NOIEs deben presentar sus candidaturas a los PCRRs para cada mes del año. ERCOT deberá asignar PCRRs a las NOIEs como máximo 25 días antes del comienzo de la secuencia de subasta a largo plazo de CRR.

El precio que una NOIE debe pagar por un PCRR asignado está basado en el precio de liquidación del CRR correspondiente en la subasta mensual de CRR. La factura y pago del PCRR sigue el mismo proceso y cronología que la factura y pago de las pujas de CRR liquidadas en la subasta mensual de CRR.

La NOIE debe indicar si acepta la opción del reembolso o de capacidad para sus recursos elegibles que no sean combustibles sólidos o ciclos combinados antes de la asignación de PCRRs. La opción indicada (reembolso o capacidad) será la misma para cada mes del año de asignaciones para ese recurso, no aceptándose una combinación de ambas. Las NOIEs que reciban PCRRs por recursos de vapor de gas, hídricos, eólicos, de ciclo simple u otros recursos similares a través de lazos de alta tensión deberán usar la opción de capacidad para esos recursos elegibles. Dichas opciones se explican a continuación:

- Opción de reembolso: la NOIE elegible puede designar hasta el 100% de su capacidad unitaria neta o cantidad contractual para la cantidad de recursos permitida. Deberá reembolsar a ERCOT cualquier ingreso por congestión recibido sobre esos ingresos, establecidos por la programación de salidas del recurso. La liquidación del PCRR reflejará el valor del MW de la programación de salida del recurso del PCRR, independientemente del valor actual en MW de salida durante ese intervalo, si ese cambio en la salida es en respuesta a las instrucciones de despacho. El reembolso de cualquier intervalo de liquidación es igual a la diferencia entre la cantidad de MW del PCRR y el promedio ponderado en el tiempo del programa de salida del recurso en la fuente del PCRR multiplicado por el valor de dicho PCRR. Los PCRR asignados con opción de reembolso no son transferibles, solo deben ser usados por la NOIE a la que se le asignan.
- Opción de capacidad: la NOIE elegible puede designar hasta el 100% de la capacidad unitaria neta o cantidad contractual para la cantidad de recursos permitida, con un factor de capacidad menor o igual al 40%, para cada año. Es decir, puede establecer hasta el 100% de la capacidad del recurso asociado al PCRR mientras la media anual de dicho factor de capacidad no supere el 40%.

Después del proceso de asignación, y la posterior subasta de CRR, los PCRRs deben tasarse con un porcentaje del precio de liquidación de los CRR subastados, como se muestra a continuación:

- *PCRRs PTP Option:*
  - Recurso como nuclear, carbón, lignito o ciclos combinados; 10% del precio de liquidación de la subasta de CRR.
  - Recursos de vapor de gas; 15% del precio de liquidación.
  - Recursos hídricos, eólicos, ciclos simples y los no incluidos en los grupos anteriores; 20% del precio de liquidación.
- *PCRRs PTP Obligations:*
  - Recursos como nuclear, carbón, lignito o ciclos combinados; 5% del precio de liquidación de la subasta de CRR si es positivo, 100% del precio de liquidación si es negativo.
  - Recursos de vapor de gas; 7,5% si el precio de liquidación es positivo, 100% si es negativo.
  - Recursos hídricos, eólico, ciclos simples y los no incluidos en los grupos anteriores; 10% si el precio de liquidación es positivo, 100% si es negativo.

Los PCRRs no deberán estar disponibles para negociarlos bilateralmente a través de los sistemas de ERCOT antes del término de la subasta de CRR, usada para determinar su valor.

#### 2.4.1.2 Subasta de CRR

En este proceso se subasta la capacidad de red disponible del sistema de transporte de ERCOT no asignada como PCRRs o vendida en una subasta previa, y los CRRs de los CRRAHs que deseen venderlos. Cada subasta de CRR permite la compra de productos CRR en tiras de uno o más meses consecutivos, y permite la reconfiguración de los bloques de CRRs que fueron concedidos previamente para los meses cubiertos por subasta actual (debido a que existen subastas anuales y mensuales).

Las ofertas de los CRR, al igual que los PCRRs, determinan una cantidad de MW y una fuente y un sumidero. ERCOT utiliza un test de viabilidad simultáneo (*Simultaneous Feasibility Test*, SFT), que confirma si el sistema de transporte puede soportar los MW de los CRRs asignados durante condiciones normales de funcionamiento.

ERCOT ejecuta las siguientes subastas de CRRs:

- Una subasta de CRRs mensual (*CRR Monthly Auction*), una vez al mes, debe incluir la venta de *PTP Options* y *PTP Obligations* para el mes inmediatamente posterior al mes para el que se cierra el envío de pujas de CRR.
- Dos veces por año, se ejecuta una subasta de CRR a largo plazo (*CRR Long-Term Auction*), vendiendo *PTP Options* y *PTP Obligations*, sujetas a las siguientes restricciones:
  - Cada secuencia de subasta debe consistir en cuatro subastas sucesivas, subastándose en cada una de ellas volúmenes de CRR de seis meses consecutivos (de enero a junio o de julio a diciembre). En cada subasta, los CRR deben ser ofertados en tiras de un mes o en tiras de hasta seis meses consecutivos en el periodo cubierto por la subasta.
  - La secuencia de subasta a largo plazo debe operar en orden cronológico, primero cubriendo el periodo de los siguientes seis meses (de enero a junio o de julio a diciembre) que no ha comenzado todavía, y después las otras tres subastas sucesivas para los tres periodos de seis meses a partir de entonces.

La capacidad que se subasta es distinta según el tipo de subasta que se lleve a cabo:

- Para la subasta mensual de CRR ; 90%.
- Para cada subasta de CRR que es parte de una secuencia de subasta a largo plazo; 60%, 45%, 30% o 15% para la primera, segunda, tercera y cuarta subasta de seis meses ejecutada en la secuencia, respectivamente.

Para cada mes cubierto por una subasta que es parte de una secuencia de subasta de CRR a largo plazo, ERCOT debe ofrecer capacidad de red igual a:

- La topología de red esperada para ese mes, reducida a la escala del porcentaje de la capacidad de la subasta de CRR.
- Todos los CRR pertinentes que fueron asignados previamente a dicho mes, reducidos al porcentaje de la capacidad de la subasta de CRR.
- Todos los CRR pertinentes que fueron asignados a dicho mes en una subasta previa.

Para las subastas de CRR mensuales, ERCOT debe ofertar capacidad de red igual a la diferencia entre:

- La topología de red de transporte esperada en dicho mes reducida al porcentaje de capacidad de la subasta de CRR.
- Todos los CRR pertinentes que fueron concedidos o asignados para dicho mes.

Una oferta de venta de CRRs indica una disposición de vender CRRs (una cantidad de MW máxima) al precio de liquidación de la subasta, si es igual o superior al precio mínimo que el vendedor está dispuesto a aceptar (*Minimum Reservation Price*). Un CRRAH solo puede ofertar ventas de tiras de CRRs de uno más meses para los cuales es el propietario de los CRR en el momento de la oferta. Ofertas de CRR de más de un mes deben consistir en meses consecutivos que están en el periodo de la subasta del CRR relevante, y sólo pueden ser enviadas como parte de la secuencia de subasta de CRRs a largo plazo.

Una oferta de compra de CRRs (una cantidad de MW máxima) indica la disposición de comprar CRRs al precio de liquidación de la subasta, si es igual o inferior al precio máximo que el comprador está dispuesto a pagar (*Not-to-Exceed Price*). Una oferta de compra de *PTP Obligation* puede especificar un *Not-to-Exceed Price* negativo.

Las ofertas de compra de CRRs no deben contener un punto de liquidación fuente y sumidero que sean puntos de liquidación eléctricamente similares, ni deben ser enviadas como combinación de CRRAH pertenecientes a la misma *Counter-Party* para crear el efecto de red de una única oferta de compra *PTP Obligation* que contiene un punto de liquidación fuente y un punto de liquidación sumidero que son puntos de liquidación eléctricamente similares.

#### 2.4.1.2.1 Proceso de subasta

La subasta de CRR debe ser una subasta única y simultánea para vender los productos de CRRs disponibles. ERCOT debe introducir en el sistema de subasta un límite de crédito para cada *Counter-Party* que tiene al menos un CRRAH.

Antes de la subasta de CRR, ERCOT ejecuta un proceso de exploración pre-subasta dividido en dos partes. En primer lugar, si el límite de crédito de subasta de CRR de la *Counter-Party* es mayor que el crédito expuesto de dicha *Counter-Party*, definido usando los volúmenes de ofertas de CRR en lugar de los volúmenes adjudicados, entonces el límite de crédito de subasta de CRR de la *Counter-Party* será ignorado a medida que se resuelve la subasta. En segundo lugar, para CRRAH de una *Counter-Party*, si el límite de crédito autoimpuesto del CRRAH es mayor que crédito expuesto de dicho CRRAH, entonces dicho límite de crédito autoimpuesto será ignorado a medida que se resuelve la subasta.

La exposición crediticia calculada para la exploración pre-subasta para cada CRRAH es la suma de la exposición de crédito para las ofertas de compra de *PTP Obligations* y *PTP Options*, y las ofertas de venta de *PTP Obligations* para ese CRRAH. La exposición calculada para cada *Counter-Party* es la suma de la exposición de crédito para ofertas de compra de *PTP Obligations* y *PTP Options*, y ofertas de venta de *PTP Obligations* para esa *Counter-Party*. Las ofertas de compra de *PTP Options* no tienen exposición crediticia. Por otro lado, para las ofertas de compra *PTP Obligations*, ofertas de venta *PTP Obligations* y ofertas de compra *PTP Options*, para cada combinación de punto de liquidación fuente/sumidero, la exposición de crédito usará el precio de la oferta de compra y la cantidad de MW que produce la máxima exposición de crédito que pueda resultar de una subasta de CRR para esa combinación de punto de liquidación fuente/sumidero.

ERCOT debe revisar los resultados de la subasta de CRR preliminar para asegurar que las necesidades colaterales de la subasta posterior están satisfechas, para todos los CRRAHs que participan en la subasta de CRR.

ERCOT debe usar un modelo de subasta programado linealmente para cada subasta de CRRs que evalúe ofertas de compra y venta de CRR enviadas, y seleccionar una combinación ofertas de compra y venta que:

- Hagan la solución simultáneamente viable en los límites de la competencia de ERCOT a lo largo de los términos de subasta.
- Maximice la función objetivo, la cual es igual al beneficio económico total (precio de las ofertas de compra de CRR) de las ofertas de compra premiadas, menos el total del coste económico (precio de las ofertas de venta de CRR) de las ofertas de venta premiadas, resolviendo las posibles restricciones que puedan existir.

#### 2.4.1.3 Negociación bilateral de CRRs

Para imponer una limitación de volumen en el número de transacciones bilaterales (compra y venta) enviadas en una subasta de CRRs, ERCOT debe evaluar el número máximo de transacciones que son posibles antes de dicha subasta, y de igual manera dividir dicho número entre los CRRAHs aptos para realizar transacciones bilaterales. Los participantes de mercado pueden vender o negociar bilateralmente *PTP Options* y *PTP Obligations*, excepto *PTP Options* y *PTP Obligations* con Reembolso.

Las características de los CRRs vendidos o negociados bilateralmente, incluyendo las fuentes y sumideros, y los bloques de TOU, no deben modificarse respecto de los términos del CRR original.

Una transferencia de CRRs a través del sistema de registro de CRR de ERCOT no es efectiva hasta que el CRRAH vendedor informa de la transacción, el CRRAH comprador reconoce la transacción, y las dos partes reciben los requerimientos de crédito de ERCOT para apoyar la transacción. Hasta que todo ello ocurre, el CRRAH vendedor es considerado el propietario del CRR, incluyendo la correspondiente responsabilidad financiera.

Para que la propiedad de un CRR sea efectiva en el DAM, el CRR debe ser registrado a través del sistema de registro de CRR de ERCOT antes de que se ejecute el DAM. Las *PTP Obligations* adquiridas en el DAM no debe cambiar de propiedad en el sistema de registro de CRR de ERCOT después de la ejecución.

## 2.4.2 Day-Ahead Market (DAM)

El mercado diario (*Day-Ahead Market*, DAM) es un mercado diario (ejecutado el día anterior al Día de Operación, *Figura 14*) optimizado que se realiza el día anterior al día de entrega, para capacidad de servicios complementarios, energía y ciertos CRRs [10]. La participación en el DAM es voluntaria. A efectos de liquidación de energía en el DAM, una de las características del mercado de ERCOT (como mercado nodal) es el cálculo de los precios en tres tipos de punto de liquidación distintos: *Resource Nodes* (RN), *Load Zones* (LZ) y *Hubs*, para intervalos de liquidación de una hora usando los *Locational Marginal Prices* (LMPs) del DAM. En contraste, en las liquidaciones de energía en el mercado *Real-Time* se calculan precios para intervalos de liquidación de 15 minutos.

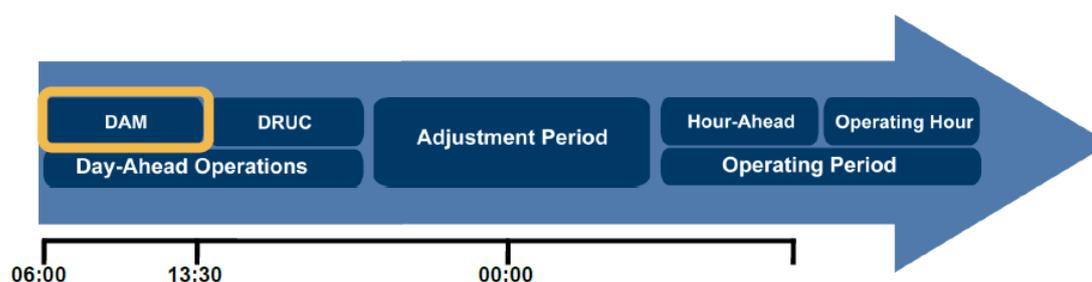


Figura 14. Línea de tiempo de las operaciones de mercado y sistema (Fuente ERCOT).

El DAM es ejecutado por ERCOT, que únicamente interactúa con las QSEs y las *Counter-Parties* (CPs). A continuación, se realiza un análisis del funcionamiento del DAM en lo referente a la energía y CRRs, ya que los servicios complementarios se introducen en el *CAPÍTULO 3. Gestión de los servicios complementarios en el sistema eléctrico de Texas*.

### 2.4.2.1 Transacciones bilaterales incluidas en el DAM

En el mercado diario se llevan a cabo transacciones bilaterales (transferencia de responsabilidad financiera entre QSEs) de capacidad y energía, las cuales se tienen en cuenta a efectos de liquidación.

#### 2.4.2.1.1 Transacciones bilaterales de capacidad

Una transacción de capacidad es la transferencia de responsabilidad financiera por capacidad entre la QSE compradora y la QSE vendedora. Una transacción de capacidad para horas en el Día de Operación (*Operating Day*<sup>7</sup>) enviada a ERCOT antes de las 14:30 en el DAM crea:

- Un suministro de capacidad en el proceso del DRUC para la QSE compradora.
- Una obligación de capacidad en el proceso del DRUC para la QSE vendedora.

---

<sup>7</sup> El día, incluyendo las horas desde las 00:00 hasta 24:00, durante el cual se realiza la generación, transporte, distribución y consumo física de energía.

Una transacción de capacidad enviada después de las 14:30 en el DAM para el Día de Operación crea suministro u obligación de capacidad en cualquiera de los procesos HRUC ejecutados después de que la transacción de sea enviada a ERCOT. Aquellas transacciones que sean enviadas después de la ejecución del DRUC son consideradas en el Periodo de Ajuste.

Para ser considerada como válida, la transacción de capacidad debe ser confirmada por ambas QSEs, compradora y vendedora, permitiéndose únicamente una transacción de capacidad para una misma QSE para cada hora.

#### 2.4.2.1.2 Transacciones bilaterales de energía

Una transacción de energía es la transferencia de responsabilidad financiera entre QSEs por energía en un punto de liquidación. Una transacción de energía para horas en el Día de Operación que sea enviada a ERCOT antes de las 14:30 en el DAM crea un suministro u obligación de capacidad en el proceso del DRUC. Aquellas transacciones que sean enviadas después de las 14:30 en el DAM para el Día de Operación crean una obligación de suministro en cualquier proceso del HRUC ejecutado después de que ERCOT reciba dicha transacción. Las que sean enviadas tras la ejecución del DRUC son consideradas en el Periodo de Ajuste.

Una transacción de energía debe ser confirmada por comprador y vendedor para ser considerada como válida.

#### 2.4.2.2 Ofertas de compra y venta de energía

En el mercado diario DAM se utilizan los siguientes tipos de Ofertas de compra y venta de energía.

##### 2.4.2.2.1 Three-Part Supply Offers

Una Oferta de Venta de Energía en Tres Partes (*Three-Part Supply Offer*) en tres partes consiste en una Oferta de Arranque (*Startup Offer*), una Oferta de Energía Mínima (*Minimum-Energy Offer*) y una Curva de Oferta de Energía (*Energy Offer Curve*). ERCOT debe validar cada una de las tres (representadas en la *Figura 15*) para poder utilizarlas en cualquier proceso.

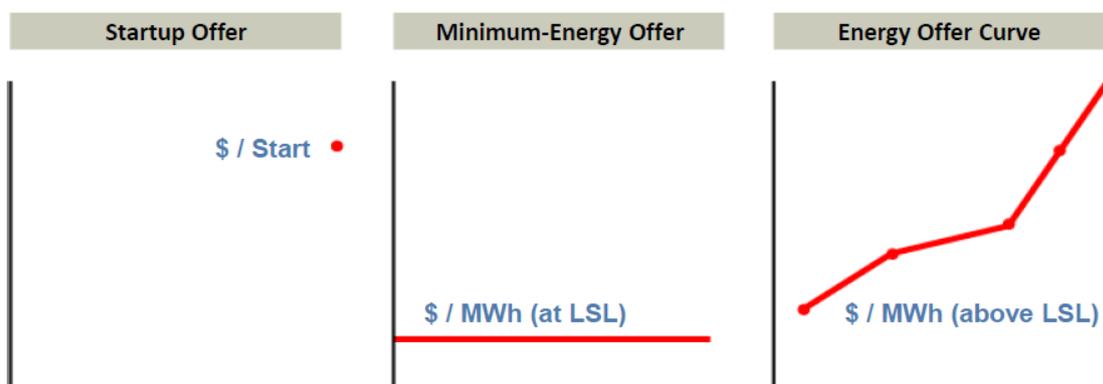


Figura 15. Ofertas incluidas en una Oferta de venta de Energía en Tres Partes

El DAM utiliza cada una de las tres ofertas de venta incluidas en las Ofertas de Venta de Energía en Tres Partes, del mismo modo que utiliza aquellas Curvas de Oferta de Energía que sean enviadas sin una Oferta de Arranque y una Oferta de Energía Mínima. El RUC usa las Ofertas de Arranque y las Ofertas de Energía Mínima para determinar las asignaciones. La Curva de Oferta de Energía también puede ser usada en el SCED para operaciones en el RTM.

Una QSE puede enviar una Curva de Oferta de Energía sin enviar una Oferta de Arranque y una Oferta de Energía Mínima para el DAM y durante el Periodo de Ajuste, pero no se utilizará en el RUC, ya que en este proceso solo se tienen en cuenta las Ofertas de Venta de Energía en Tres Partes.

Para cualquier hora en la cual el recurso no es asignado por el proceso de Asignaciones de Unidades de Fiabilidad (*Reliability Unit Commitment*, RUC), ERCOT debe considerar las Ofertas de Venta de Energía en Tres Partes en los siguientes procesos del RUC hasta:

- La QSE retira la oferta.
- La oferta expira por sus términos.

#### 2.4.2.2.2 Ofertas de Arranque y Ofertas de Energía Mínima

Una Oferta de Arranque (*Startup Offer*) representa todos los costes incurridos por un recurso de generación para ponerse en funcionamiento y alcanzar su Capacidad Mínima de Producción (*Low Sustained Limit*, LSL).

Una Oferta de Energía Mínima (*Minimum-Energy Offer*) representa una aproximación de los costes incurridos por un recurso al generar energía en su LSL.

#### 2.4.2.2.3 Curvas de Oferta de Energía

La Curva de Oferta de Energía (*Energy Offer Curve*) representa la disposición de una QSE de vender cierta cantidad de energía a o sobre un cierto precio en el DAM, o su disposición a ser despachada por el SCED en operaciones a tiempo real.

Una QSE puede enviar Curvas de Oferta de Energía, las cuales serán limitadas por ERCOT en el DAM para cada Hora de Operación (*Operating Hour*) por el LSL y la Capacidad Máxima de Producción (*High Sustained Limit*, HSL), especificado en el Plan de Operación Actual (*Current Operating Plan*<sup>8</sup>, COP) del recurso.

Las Energy Offer Curves permanecerán activas para el periodo ofertado hasta:

- Ser seleccionadas por ERCOT.
- Ser automáticamente desactivadas por el software en el tiempo de expiración de la oferta seleccionado por la QSE.

Para cualquier Hora de Operación, una QSE tiene la opción de modificar o retirar las Curvas de Oferta de Energía presentadas previamente durante el Periodo de Ajuste, si:

---

<sup>8</sup>Plan anticipado por la QSE en el que se anticipan las condiciones de operación para cada uno de los recursos que representa para cada hora, en los próximos siete Días de Operación.

- Se envía un programa de salidas para todos los intervalos para los cuales se retira la Curva de Oferta de Energía.
- El recurso es forzado Off-Line y notifica a ERCOT de dicho corte, modificando el estado del recurso de manera apropiada y actualizando su COP.

#### 2.4.2.2.4 Curvas de Oferta Exclusivas de Energía

Una QSE debe enviar cualquier Curva de Oferta Exclusiva de Energía (*Energy-Only Offer Curves*) alrededor de las 10:00 para ser utilizadas en el DAM. Representan la disposición de la QSE de vender cierta cantidad de energía a o sobre un cierto precio. Una Curva de Oferta Exclusiva de Energía solo puede ser ofertada en el DAM.

#### 2.4.2.2.5 Ofertas de compra de energía

Una QSE debe enviar cualquier Oferta de Compra de Energía alrededor de las 10:00 para un DAM efectivo. Representa la disposición de la QSE de comprar cierta cantidad de energía a o por debajo de un cierto precio en un punto de liquidación específico en el DAM. Solo pueden presentarse en el DAM.

### 2.4.3 Reliability Unit Commitment (RUC)

El análisis de seguridad del transporte y el proceso de Asignación de Unidades de Fiabilidad (*Reliability Unit Commitment, RUC*) son usados para asegurar la fiabilidad del sistema de ERCOT y la suficiente capacidad de recursos, además de que la capacidad de servicios complementarios es asignada en las ubicaciones correctas para servir con fiabilidad la carga prevista en el sistema de ERCOT, incluyendo la carga de los *Direct Current Ties*<sup>9</sup> (DC Tie) que no ha sido reducida [11]. ERCOT puede desasignar recursos únicamente para mantener la fiabilidad del sistema.

ERCOT debe llevar a cabo al menos un proceso de Asignación de Unidades de Fiabilidad Diario (*Day-Ahead RUC, DRUC*) y al menos un proceso de Asignación de Unidades de Fiabilidad Horario (*Hourly RUC, HRUC*) antes de cada hora del Día de Operación (como se muestra en la *Figura 16*). Si lo considera necesario, ERCOT puede llevar a cabo un RUC en cualquier momento para evaluar y resolver problemas de fiabilidad. El DRUC debe ser ejecutado después del cierre del DAM.

El DRUC usa Ofertas de Venta de Energía en Tres Partes, emitidas antes del DAM por QSEs que fueron consideradas pero no asignadas en dicho DAM. ERCOT debe iniciar el proceso del HRUC al menos una hora antes de la Hora de Operación para afinar los compromisos de recursos usando previsiones de carga e información de cortes actualizadas. En la *Figura 16* se ilustra la cronología de los procesos que tienen lugar el día anterior y el propio Día de Operación:

---

<sup>9</sup>Interconexión asíncrona de la red de transporte de ERCOT con otra red de transporte no gestionada por ERCOT.

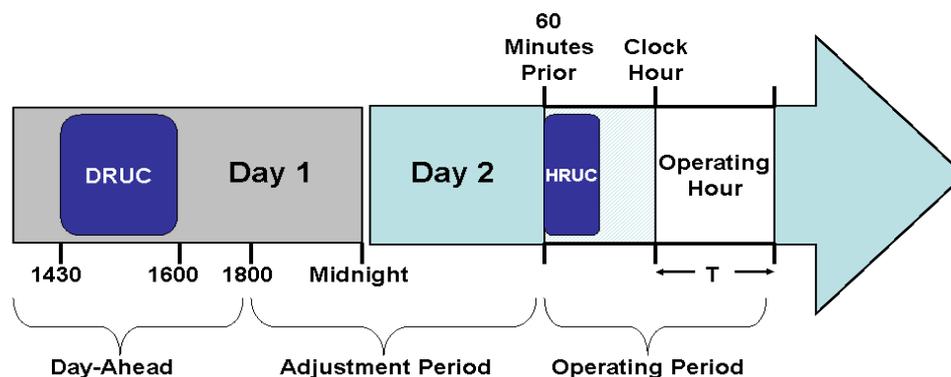


Figura 16. Línea de tiempo de los procesos del RUC (Fuente ERCOT).

El periodo de estudio para el DRUC es el siguiente Día de Operación, y para el HRUC es el balance entre el Día de Operación actual y el siguiente si el DRUC para el Día de Operación ha sido resuelto. Para cada periodo de estudio del RUC, considera necesidades de capacidad para cada hora con el objetivo de minimizar los costes basados en Ofertas de Venta de Energía en Tres Partes.

El proceso del RUC puede no ser usado para comprar servicios complementarios a menos que las ofertas de servicios complementarios enviadas en el DAM sean insuficientes para cumplir las necesidades del plan de servicios complementarios.

Después del uso de los procesos de mercado, comprometiendo lo mínimo posible la fiabilidad del sistema de ERCOT, cualquier instrucción de despacho de ERCOT para capacidad adicional que requiera que una QSE entregue un recurso de generación para estar On-Line, debe ser considerado como un despacho del RUC para propósitos de liquidación de los pagos y cargos relacionados con el recurso de generación entregado.

Antes de las 13:30 del día anterior al Día de Operación, ERCOT debe notificar mediante una *Weekly Reliability Unit Commitment (WRUC) Verbal Dispatch Instruction (VDI)* a una QSE de que se necesita que un recurso esté On-Line durante todo o parte de un futuro Día de Operación. Tras la recepción de un WRUC:

- La QSE debe asignar el recurso para las horas indicadas por el WRUC actualizando el COP del recurso para reflejar el estado apropiado On-Line para las horas indicadas por el WRUC antes de la ejecución del proceso del DRUC para el Día de Operación asociado. Los recursos que han sido designados por una QSE de acuerdo con un WRUC:
  - Pueden tener una Oferta de Venta de Energía en Tres Partes enviada en el DAM, y cualquiera de las horas indicadas por el WRUC en las cuales la Oferta de Venta de Energía en Tres Partes ha sido asignada en el DAM se consideran intervalos de asignación del DAM para el recurso y son liquidadas en consecuencia.
  - No se designará un recurso para las horas indicadas en el WRUC, si dicho recurso ha sido asignado previamente para esas mismas horas en el DAM.
- ERCOT asignará el recurso como parte del proceso del DRUC para el Día de Operación relevante para todas las horas indicadas por el WRUC que no asignadas en el DAM.

#### 2.4.3.1 Ejecución del RUC

El proceso del RUC realiza asignaciones de recursos de generación, para abastecer la carga prevista por ERCOT incluyendo las programaciones de los *DC Tie*, sujeto a todas las restricciones de transporte y características de funcionamiento de los recursos. El proceso del RUC tiene en cuenta recursos que ya han sido asignados en los COPs, recursos que han sido asignados en RUCs anteriores, recursos *Off-Line* disponibles que tienen un tiempo de arranque menor o igual a una hora y capacidad de recursos que han sido asignados para proporcionar servicios complementarios.

El proceso del RUC puede desasignar recursos para resolver restricciones de transporte que no se pueden resolver de otra manera. Las *Qualifying Facilities* (QFs) pueden ser desasignadas únicamente después de que hayan sido desasignados todos los restantes tipos de recursos.

Para determinar el nivel proyectado de generación de cada recurso y para proyectar el patrón de congestiones para cada hora del RUC, ERCOT debe calcular unas Curvas de Oferta de Energía representativas basadas en el Límite de Oferta Mitigada (*Mitigated Offer Cap*<sup>10</sup>) para cada tipo de recurso. Estas Curvas de Oferta de Energía representativas son calculadas multiplicando el Límite de Oferta Mitigada por una constante seleccionada por ERCOT que no es mayor del 0,1% y aplicando el coste de todas las salidas de los recursos de generación entre el HSL y el LSL.

El proceso del RUC debe tratar toda la capacidad de los recursos que proporcione servicios complementarios como no disponible, a menos que se dé una situación no fiable (es decir, se necesita la capacidad para resolver algún problema de transporte local que no puede resolverse de otra forma). Si un operador de ERCOT decide que la capacidad de servicios complementarios asignada a un recurso no se puede entregar basándose en las condiciones del sistema de ERCOT, entonces, debe informar a cada QSE afectada de la cantidad de capacidad de su recurso que no está cualificada para proporcionar servicios complementarios, y las horas proyectadas para las que se da el caso. En ese caso, la QSE afectada puede:

- Sustituir la capacidad mediante otros recursos representados por dicha QSE.
- Sustituir la capacidad a través de transacciones bilaterales de servicios complementarios con otras QSEs.
- Preguntar a ERCOT si es necesario reponer la capacidad.

---

<sup>10</sup> Límite superior en el precio de una oferta.

Una QSE con un recurso, que no es una unidad *Reliability Must-Run*<sup>11</sup> (RMR), que ha sido asignada en un proceso del RUC o por un RUC *Verbal Dispatch Instruction* (VDI) puede retractarse de la liquidación (o “*Buy Back*” la asignación) estableciendo el estado del recurso telemedido como *ONOPTOUT* para la primera ejecución del SCED. Una QSE que se retracta de una liquidación del RUC hace que el recurso esté disponible para el SCED para todas las horas *Buy-Back* del RUC. Sin embargo, si un bloque contiguo de horas asignadas por el RUC se expande más de un Día de Operación, debe ser tratado como un bloque independiente para propósitos de retratamiento, y una QSE que desee retractarse de la liquidación del RUC para las horas asignadas en el siguiente Día de Operación debe establecer el estado del recurso como *ONOPTOUT* para la primera ejecución del SCED del siguiente Día de Operación.

Si un recurso asignado por una QSE experimenta un corte forzado o un problema de inicio de funcionamiento en una hora para la cual otro recurso representado por la misma QSE ha sido asignado por una instrucción del RUC, la QSE puede retractarse de la liquidación por el recurso asignado, o si dicho corte forzado o el problema de inicio de funcionamiento ocurre después del inicio del intervalo de asignaciones del RUC, la QSE puede retractarse de la liquidación enviando una notificación solicitando una corrección del acuerdo de liquidación para los recursos asignados por el RUC.

#### 2.4.4 *Adjustment Period y Real-Time Market (RTM)*

El Periodo de Ajuste (*Adjustment Period*) proporciona a cada QSE la oportunidad de ajustar sus transacciones bilaterales, programaciones y asignaciones de recursos a medida que se dispone de información más exacta. Durante este periodo de tiempo, ERCOT continúa evaluando la suficiencia y seguridad del sistema usando los procesos del HRUC [12]. Bajo ciertas condiciones durante el Periodo de Ajuste, ERCOT puede ejecutar uno o más Mercados de Servicios Complementarios Suplementarios (*Supplemental Ancillary Service Markets, SASMs*).

Durante las operaciones en tiempo real, ERCOT despacha recursos bajo condiciones y comportamiento del sistema normales basándose en aspectos económicos y fiabilidad para unir la carga del sistema con la generación *On-Line* mientras evalúa las restricciones de transporte y de recursos.

En las liquidaciones de energía en tiempo real (*Real-Time*) se usan precios de los puntos de liquidación calculados para *Resource Nodes* (RN), *Load Zones* (LZ) y *Hubs*, para intervalos de liquidación de 15 minutos, usando los LMPs generados en todas las ejecuciones del SCED durante dichos intervalos de liquidación. La cronología de los procesos que tienen lugar se puede observar en la *Figura 17*.

---

<sup>11</sup> Recurso de generación operado en ciertas condiciones, acordadas con ERCOT, únicamente si es necesario proporcionar apoyo de tensión, estabilidad o gestión de restricciones de transporte localizadas.

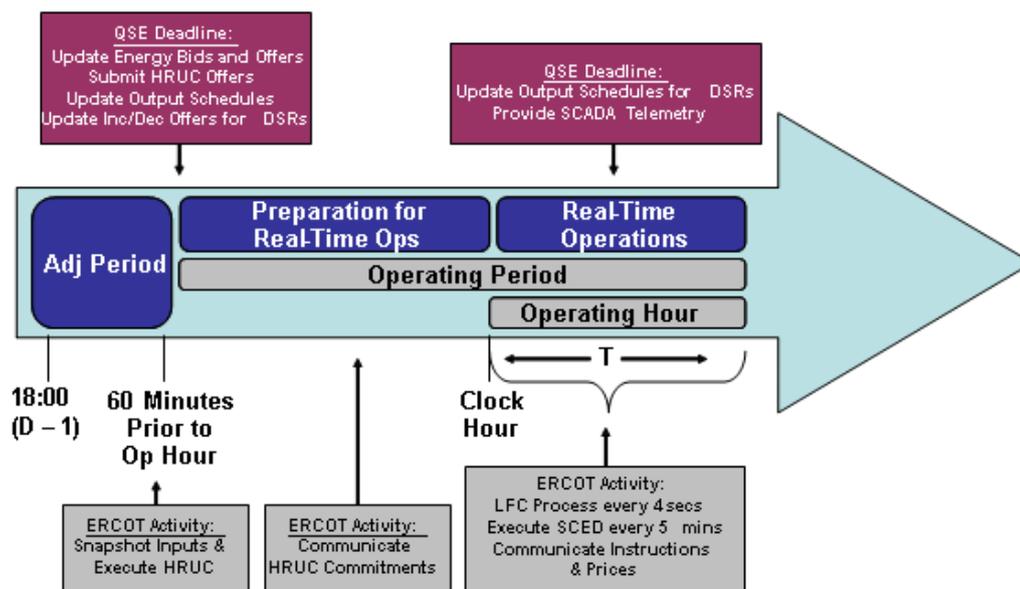


Figura 17. Línea de tiempo de las operaciones en tiempo real y en el Periodo de Ajuste (Fuente ERCOT).

#### 2.4.4.1.1 Transacciones bilaterales.

Una QSE puede enviar y actualizar sus transacciones bilaterales de capacidad y servicios complementarios, y programaciones durante el Periodo de Ajuste. También puede enviar y actualizar sus transacciones bilaterales de energía durante el Periodo de Ajuste, hasta las 14:30 del día siguiente al Día de Operación correspondiente, a efectos de liquidación.

#### 2.4.4.1.2 Ofertas de compra de energía a tiempo real

Una QSE puede enviar Ofertas de Compra de Energía en tiempo real de Recursos de Carga Controlables (*Controllable Load Resource*<sup>12</sup>) al término del Periodo de Ajuste, en representación de una LSE que disponga de dicho Recurso de Carga Controlable.

<sup>12</sup> Recurso de carga capaz de incrementar o disminuir su consumo de manera controlada, operado bajo el control de despacho de ERCOT.

Una Oferta de Compra de Energía a tiempo real representa la voluntad de comprar cierta cantidad de energía, no excediendo el límite impuesto por el sistema (*System-Wide Offer Cap (SWCAP)*), a o por debajo de un cierto precio, por la capacidad de respuesta de la demanda del Recurso de Carga Controlable en el RTM.

Para cualquier Hora de Operación, una QSE puede enviar o cambiar una Oferta de Compra de Energía en tiempo real en el Periodo de Ajuste. Si al final del Periodo de Ajuste, la QSE no ha enviado una Oferta de Compra de Energía, ERCOT debe crear una oferta representativa para la capacidad de respuesta de la demanda total de dicho recurso de carga con un precio máximo para el SWAP.

La QSE puede quitar del despacho del SCED al Recurso de Carga Controlable cambiando el estado del recurso de carga apropiadamente, actualizando el COP del estado del recurso tan pronto como sea posible. La cantidad mínima por recurso de carga y Oferta de compra Energía en el RTM que puede ser enviada es 0,1 MW.

Si un Recurso de Carga Controlable es responsable de llevar a cabo servicios complementarios, su Oferta de Compra de Energía en el RTM no debe ser establecida a un precio superior al SWAP.

#### 2.4.4.1.3 Curvas de oferta de venta de energía

Para una unidad RMR On-Line, ERCOT debe enviar una Curva de Oferta de Energía considerando las restricciones contractuales en el recurso y cualquier otro efecto adverso que aparezca como resultado del despacho de la unidad RMR. La Curva de Oferta de Energía debe establecer toda la energía a un precio en el SWAP en \$/MWh.

Para recursos de generación con un estado distinto a ONTEST, STARTUP o SHUTDOWN, si no existe una Curva de Oferta de Energía o una programación de salida válida para el recurso que tiene el estado On-Line al final del Periodo de Ajuste, entonces ERCOT debe notificar a la QSE. Excepto para IRRs, recursos QF y Recursos Programados Dinámicamente (*Dinamically Scheduled Resources, DSRs*), ERCOT debe crear una programación de salida igual a 10 salidas actuales telemidas del recurso hasta que se envíe una programación de salida o una Curva de Oferta de Energía en un Periodo de Ajuste posterior.

Una QSE que represente a un recurso que no sea una unidad RMR, debe enviar y mantener una Curva de Oferta de Energía o un programa de salida para el recurso para todo el tiempo que el recurso esté On-Line.

La entrada de una Curva de Oferta de Energía para un recurso anula automáticamente el programa de salidas para ese recurso y prohíbe la entrada de programas de salidas futuros para ese recurso para el tiempo durante el cual la Curva de Oferta de Energía es efectiva.

Para un recurso para el cual una Curva de Oferta de Energía no ha sido enviada, el proceso del SCED usa el programa de salidas enviado para ese recurso como niveles de despacho para ese recurso. Existen programas de salidas para DSRs y para no DSRs.

Para una QSE que represente uno o más DSRs, la suma de todas las programaciones de salidas (excluyendo los despliegues de energía de servicios complementarios, despliegue de energía a través de instrucciones de despacho y transacciones bilaterales de energía) para la QSE debe estar en el 15% o 15 MW (el que sea mejor) de la carga telemida agregada del DSR.

#### 2.4.4.1.4 *Gestión de restricciones*

ERCOT no debe permitir que ninguna restricción (contingencia y elemento de transporte limitante) identificada sea activada en el SCED hasta que haya verificado que la restricción es exacta y apropiada dado el estado de operación en ese momento de la red de transporte de ERCOT.

ERCOT debe establecer un Precio Sombra (*Shadow Price*<sup>13</sup>) máximo para cada restricción de red como parte de la definición de contingencias. El coste calculado por el SCED para resolver un MW adicional de congestión en la restricción de red está limitado al Precio Sombra máximo para la restricción de red.

ERCOT debe establecer un Precio Sombra máximo para la restricción de balance de potencia. El coste calculado por el SCED o la adición o reducción de un MW de generación despachada en la restricción de balance de potencia están limitada al Precio Sombra máximo para la restricción de balance de potencia.

#### 2.4.4.1.5 *Despacho Económico asociado a Restricciones de Seguridad (SCED)*

El Despacho Económico asociado a Restricciones de Seguridad (*Security-Constrained Economic Dispatch*, SCED) está designado para dirigir simultáneamente energía, el balance de potencia del sistema, la congestión de red a través de Puntos Base de Recursos (*Resource Base Points*<sup>14</sup>) y el cálculo de los LMPs cada cinco minutos. El proceso del SCED usa una metodología de dos pasos que para resolver restricciones no competitivas para la Hora de Operación actual. El proceso del SCED evalúa las Curvas de Oferta de Energía, las programaciones de saldas y las ofertas de compra de energía RTM para determinar instrucciones de despacho de recursos maximizando los ingresos basados en las ofertas de compra menos los costes basados en las ofertas de venta, sujeto al balance de potencia y restricciones de red. El proceso del SCED usa los estados de los recursos proporcionados por teledadida -Adquisición de Datos y Control de Supervisión (*Supervisory Control and Data Acquisition*, SCADA)- y validados por la secuencia a tiempo real, en lugar del estado del recurso proporcionado por el COP. Una Oferta de Compra de Energía a tiempo real representa la puja por energía distribuida a través de todos los nodos en la LZ en la cual se localiza el Recurso de Carga Controlable.

---

<sup>13</sup> Precio para un productor que mide el valor marginal de dicho producto, es decir, la tasa a la que los costes del sistema podrían disminuirse o aumentarse ligeramente, disminuyendo o aumentando la cantidad disponible del producto, respectivamente.

<sup>14</sup> Nivel de MW de salida de un recurso producido por el proceso del SCED.

## 2.5 Organización y estructura del mercado minorista

En 1975 se creó la Comisión de Servicios Públicos de Texas (*Public Utility Commission of Texas*, PUCT), tomando el control de la regulación de los mercados mayorista y minorista en el estado [13]. Durante alrededor de 20 años, la PUCT reguló fuertemente el sistema. Los suministradores de energía incluían aproximadamente 60 empresas eléctricas controladas por ciudades y 74 cooperativas eléctricas, pero la mayoría del suministro procedía de las Empresas de Generación de Energía (*Power Generation Companies*, PGCs). Los suministradores eran responsables de abastecer su demanda (cada uno tenía un área de servicio asignada) a través de generación propia o de contratos bilaterales a corto plazo.

En 1995, la *Texas Legislature* estableció a ERCOT como operador de sistema independiente, creando un mercado de electricidad mayorista. En 1999, ERCOT estableció la estructura para introducir competencia minorista para clientes de empresas eléctricas privadas. Reestructuró la industria de empresas eléctricas, tomando medidas para la desagregación de empresas integradas verticalmente. Esta nueva situación incluía lo siguiente:

- A ERCOT como responsable de operar la red interconectada en Texas, como una única área de control, y para ello tuvo que implementar acuerdos de balance para la negociación mayorista entre generadores.
- Un programa piloto de opción de cliente minorista para iniciarse en junio de 2001, con total opción minorista en enero de 2002 para los puntos abastecidos por empresas eléctricas propiedad de inversionistas. Más adelante, los clientes serían suministrados por sus comercializadoras (*Retail Electric Providers*, REPs).
- La PUCT debía designar Proveedores de Último Recurso (*Providers of Last Resort*) para asegurar que todos los clientes eran abastecidos.

El mercado minorista se inició así en 2002, alterando dramáticamente el suministro de electricidad de la mayoría de clientes minoristas en Texas. Inicialmente, en su territorio de servicio tradicional, los operadores tradicionales solo eran capaces de ofertar una tarifa llamada "Precio a Batir" (*"Price to Beat"*) [14]. Esta tarifa no podía ser modificada hasta que: (a) pasaran 36 meses desde que se estableciera la competencia minorista, ó, (b) el 40% de los clientes afiliados al área de servicio cambiaran de comercializadora. Esta tarifa fue reajustada dos veces en un año basándose en los precios mayoristas, lo cual hizo que los operadores tradicionales no ofrecieran precios más bajos. El "Precio a Batir" continuó hasta que el operador tradicional perdió alrededor del 40% de la carga residencial y de pequeños comercios.

Las áreas abiertas a competencia requieren que los consumidores finales estén representados por una identificación independiente (ESI ID) que sea accesible a los *Competitive Retailers* (CRs), los cuales se disputan el derecho a proporcionar la energía a través de los sistemas de las empresas eléctricas de distribución locales. La empresa eléctrica de distribución local es la que guarda esta identificación independiente o identificación de servicio eléctrico (ESI ID). La ESI ID representa la localización, propiedad, tipo de servicio eléctrico para una premisa si es una vivienda residencial, negocio industrial o comercial, o instalaciones o instituciones gubernamentales.

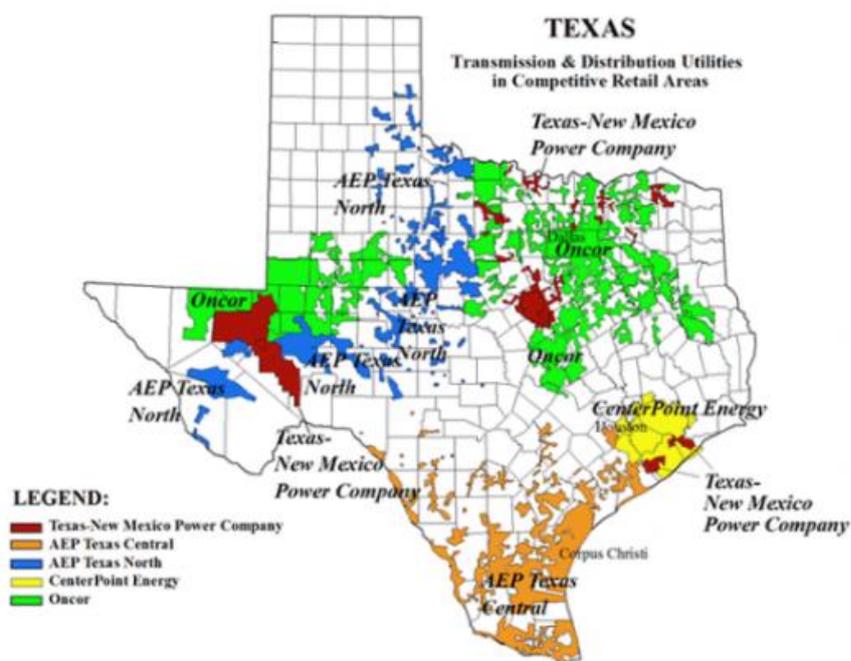
La empresa eléctrica de distribución local debe mantener esta información actualizada y disponible para los CRs. La ESI ID y el estándar de transacción de datos a través de todas las empresas eléctricas de distribución en áreas competitivas son la base de las funciones de mercado minorista competitivo.

Las *Investor Owned Utilities* (IOUs) eléctricas, que anteriormente realizaban funciones de generación, transporte, distribución y venta, se han separado en líneas funcionales, creando empresas de transporte-distribución reguladas, PGCs y REPS desreguladas. A las Cooperativas Eléctricas y a las Empresas Eléctricas Municipales se les concedió la posibilidad de abrir o no a competencia minorista sus áreas de servicio asignadas.

Las empresas encargadas de transportar y distribuir la energía en las áreas de competencia minorista, en Texas, son las siguientes [6]:

- Center Point Energy (CenterPoint).
- Oncor.
- American Electric Power (AEP):
  - Texas Central Company (TCC).
  - Texas North Company (TNC).
- Texas New Mexico Power (TNMP).
- Sharyland Electric (Sharyland).

Estas entidades no poseen instalaciones de generación, sólo transportan la energía a los consumidores finales (situadas en el mapa del estado de Texas en la *Figura 18*).



**Figura 18. Empresas eléctricas de transporte y distribución en áreas abierta a competencia minorista (Fuente Callmepower).**

Los REPs compran energía en el mercado mayorista de procedente de Empresas de Generación de Energía (*Power Generation Companies, PGCs*) o Vendedores de Energía (*Power Marketers, PMs*), adquieren servicios de transporte y distribución de empresas eléctricas reguladas y venden servicios minoristas a los clientes. Las REPS pueden comprar energía en el mercado mayorista a través de la QSE que las represente o a través de transacciones bilaterales, como se muestra en la *Figura 19* siguiente:

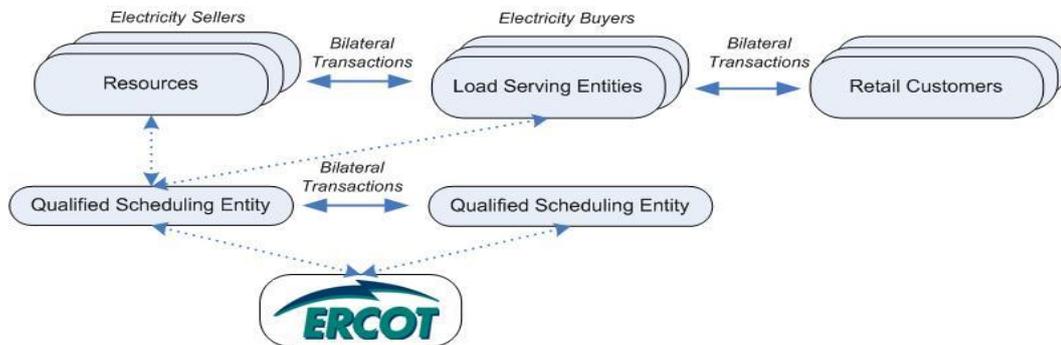


Figura 19. Transacciones bilaterales en el mercado minorista (Fuente ERCOT).

Nuevas REPs siguen entrando en el mercado, vendiendo planes con variedad de términos de servicio (desde un mes a varios años), hasta 100% de energía renovable, tarifas fijas, tarifas indexadas y tarifas variables. Las REPs que operan en áreas competitivas son las que aparecen en la *Figura 20*.

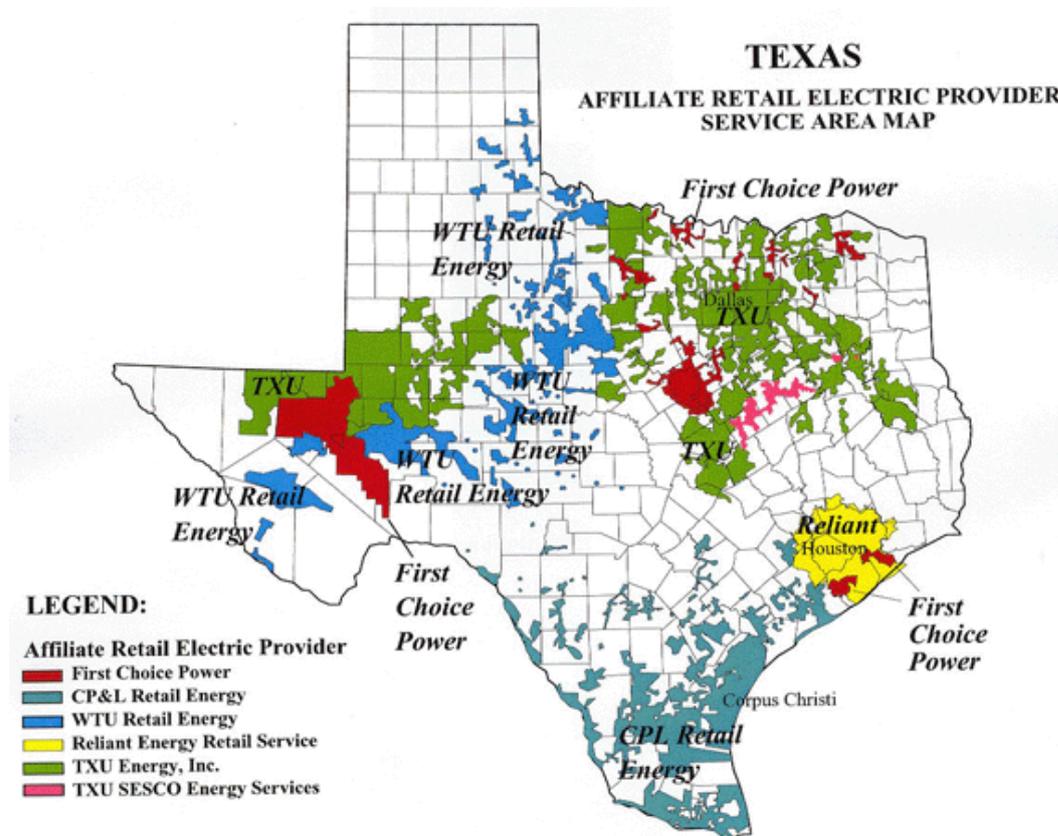


Figura 20. REPs existentes en áreas abiertas a competencia minorista (Fuente ERCOT).

Las áreas sin competencia permanecen como empresas eléctricas totalmente integradas. Estas entidades, cooperativas eléctricas y empresas eléctricas municipales, siguen teniendo la posibilidad de abrir sus áreas a competencia.

Fuera de ERCOT se tiene las siguientes entidades integradas verticalmente:

- Southwestern Public Service/Xcel Energy (SPS).
- AEP Southwestern Electric Power Company (SWEPCO).
- El Paso Electric (EPE).
- Entergy Texas, Inc (ETI).
- Sharyland.

Estas entidades poseen instalaciones de generación e instalaciones de transporte y distribución, y pueden comprar y vender energía en el mercado mayorista. También venden energía a los consumidores finales en sus respectivas áreas de servicio certificadas.

Actualmente, el mercado tiene 110 REPs, junto con Municipally Owned Utilities, Investor-Owned Utilities y Electric Cooperatives no competitivas. Los suministradores más grandes en Texas son: TXU Energy (con el 15,77% de los clientes), Reliant Energy (12,28%) y CPS Energy (Municipally-Owned Utility, con 6,54%).

## CAPÍTULO 3. GESTIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE TEXAS

ERCOT gestiona al mismo tiempo las necesidades tanto de energía como de servicios complementarios. Debe analizar las condiciones de carga prevista para el Día de Operación y desarrollar un plan de servicios complementarios que identifique los MW y MVAR necesarios para cada hora de dicho Día de Operación. Los requerimientos de cada servicio complementario pueden variar dependiendo de las condiciones del sistema.

### 3.1 Control de frecuencia

La función del Load Frequency Control (LFC) es mantener la frecuencia del sistema sin una función de optimización de coste. ERCOT ejecuta el LFC cada 4 segundos para reducir las desviaciones de frecuencia frente a la frecuencia programada proporcionando una señal de control a las QSE que representen recursos que proporcionen Regulation Service y RRS [6].

El sistema LFC corrige la frecuencia del sistema basándose en un algoritmo Area Control Error (ACE), el cual resta la frecuencia del sistema actual en Hz menos la frecuencia de sistema programada (60 Hz), y multiplica el resultado por la constante de polarización de frecuencia de MW/0,1 Hz. El algoritmo ACE toma entonces ese producto y resta una parte configurable de la suma de la diferencia entre el punto base deseado actualizado y la salida de MW neto en tiempo real según sea apropiado. LFC se asegurará de que la reducción total no excederá el requisito de regulación de todo el sistema. Este cálculo produce un valor de ACE, que es una corrección equivalente de MW necesaria para controlar la frecuencia real del sistema al valor de frecuencia de sistema programado.

El módulo LFC recibe entradas de telemetría en tiempo real que incluye la salida de recursos y la frecuencia real del sistema. El LFC utiliza la información de Recursos real calculada a partir de SCADA para determinar la capacidad de recursos disponible que proporciona los servicios de Regulación y RRS.

Sobre la base de la corrección de ACE MW, el LFC emite un conjunto de señales de control cada cuatro segundos a cada QSE que proporciona regulación y, si es necesario, cada QSE que proporciona RRS. El control debe ser proporcional a la participación de QSE en cada uno de los servicios que presta, respetando la capacidad de los recursos de QSE para proporcionar control de regulación. Se proporcionan señales de control a la QSE utilizando el enlace de datos ICCP. Los QSEs recibirán un Punto Base Deseado actualizado actualizado cada cuatro segundos por LFC. ERCOT proporcionará una Notificación de Operaciones de cualquier cambio de metodología a la determinación del Punto Base Deseado Actualizado dentro de los 60 minutos del cambio.

Cada QSE asignará su despliegue de energía de regulación entre sus recursos para cumplir con una señal de despliegue y proporcionará a ERCOT el factor de participación de cada Recurso a través de telemida. Una QSE puede asignar la responsabilidad de recursos de servicio complementario de servicio de regulación a cualquier recurso que tenga telemidado un estado de recurso de ONOPTOUT. Cada asignación de QSE de su despliegue de energía de regulación entre sus recursos para cumplir con una señal de despliegue debe asegurar que los factores de participación de todos sus recursos de generación en comparación con todos sus recursos de carga controlables permanezcan constantes.

Si se ha desplegado toda la capacidad Reg-Up, ERCOT utilizará el sistema LFC para desplegar Responsive Reserve en recursos de generación y recursos de carga controlables.

### 3.1.1 Tipo de servicios complementarios

Los tipos de servicios complementarios existentes son los siguientes [15]:

- Regulation Service: un servicio complementario que consiste en disminuir (*Regulation-Down Service*, Reg-Down) o aumentar la generación (*Regulation-Up Service*, Reg-Up).
  - *Regulation Down Service* (Reg-Down): servicio complementario que proporciona capacidad con una respuesta a señales enviadas por ERCOT de 3-5 segundos para hacer frente a cambios en la frecuencia del sistema. Dicha capacidad es la cantidad disponible bajo cualquier Punto Base (o nivel de salida en MW producido por SCED), pero sobre el LSL del recurso de generación y puede ser requerido para cambiar su salida si es necesario sobre todo su rango de capacidad disponible para mantener la frecuencia del sistema. Un recurso de carga que proporciona Reg-Down debe ser capaz de incrementar y disminuir la carga como se describe en su programación de servicios complementarios bajo el límite del Consumo de Energía Mínimo (*Minimum Power Consumption*, MPC) del recurso de carga.
  - *Regulation Up Service* (Reg-Up): servicio complementario que proporciona capacidad con una respuesta a señales enviadas por ERCOT en 3-5 segundos para hacer frente a cambios en la frecuencia del sistema. Dicha capacidad es la cantidad disponible bajo cualquier Punto Base, pero sobre el LSL del recurso de generación y puede ser requerido para cambiar su salida si es necesario sobre todo su rango de capacidad disponible para mantener la frecuencia del sistema. Un recurso de carga que proporciona Reg-Up debe ser capaz de incrementar y disminuir la carga como se despliega en su programación de servicios complementarios sobre el límite Consumo de Energía Límite (*Low Power Consumption*, LPC) del recurso de carga. El LPC es el límite establecido por una QSE para un recurso de generación, actualizable continuamente en tiempo real, que describe el consumo de energía mínimo constante de un recurso de carga, debe ser un número positivo en MW.

- *Non-Spinning Reserve (Non-Spin)*: servicio complementario que es proporcionado mediante el uso de parte de recursos de generación Off-Line, que pueden ser sincronizados y aumentados a un nivel de salida específica en 30 minutos (o recursos de carga que pueden ser interrumpidos en 30 minutos) y que pueden operar (o recursos de carga que pueden ser interrumpidos) en un nivel de salida específica al menos durante una hora. Non-Spin puede ser proporcionado también desde capacidad On-Line no explotada que cumple los requerimientos de respuesta de 30 minutos y que está reservada exclusivamente para uso de este servicio.
- *Responsive Reserve (RRS)*: servicio complementario que proporciona reservas de operación destinadas a:
  - Detener el desmoronamiento de la frecuencia en los primeros segundos de una desviación de frecuencia significativa (superior a 0,3 Hz) en la red de transporte de ERCOT, usando carga interrumpible y respuesta de frecuencia primaria.
  - Después de los primeros segundos de una desviación de frecuencia significativa, ayudar a restablecer la frecuencia a su valor programado para volver al sistema normal.
  - Proporcionar energía o interrupción de carga continuada durante la implementación de las Alertas de Emergencia de Energía (Energy Emergency Alert<sup>15</sup>, EEA).

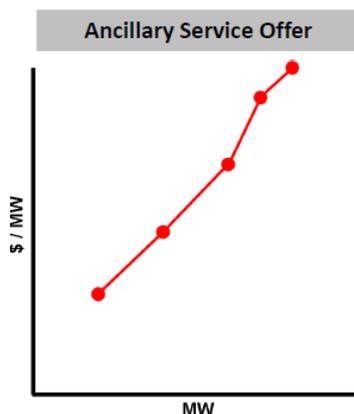
### 3.1.2 *Day-Ahead Market (DAM)*

#### 3.1.2.1 Ofertas de servicios complementarios

Sobre las 10:00 en el Day-Ahead, todas las QSEs puede enviar ofertas de servicios complementarios (representada en la *Figura 21*) de recursos-específicos de generación y carga a ERCOT para el DAM, pudiendo ofertar la misma capacidad de recurso de generación para cualquiera o todos los productos de servicios complementarios simultáneamente con cualquier Curva de Oferta de Energía de dicho recurso de generación [10]. Una QSE también puede enviar ofertas de servicios complementarios en el Mercado de Servicios Complementarios Suplementario (*Supplemental Ancillary Service Market, SASM*). Ofertas de más de un producto de servicio complementario de un recurso de generación pueden ser incluidas o excluidas de cualquiera de las otras Curva de Oferta de Energía.

---

<sup>15</sup> Procedimiento predeterminado para maximizar el uso de recursos disponibles y, solo si es necesario, reduciendo la carga durante estado de emergencia mientras se proporciona el servicio con la máxima continuidad posible y se mantiene la integridad del sistema de ERCOT.



**Figura 21. Oferta de servicios complementarios en el DAM.**

Sobre las 10:00 en el Day-Ahead, una QSE puede enviar ofertas de servicios complementarios para Reg-Up, Reg-Down, Non-Spin y RRS a ERCOT y puede ofertar la misma capacidad de recurso de carga para cualquiera de esos productos de servicios complementarios simultáneamente.

Las ofertas de servicios complementarios permanecen activas para el periodo ofertado hasta:

- Ser seleccionadas por ERCOT.
- Ser desactivadas automáticamente por el software en el tiempo de expiración de ofertas especificado por la QSE cuando la oferta es enviada.
- Ser reservada por una QSE, pero una reserva no es efectiva si el límite de tiempo para enviar ofertas ya ha pasado.

Un recurso de carga que no es un recurso de carga controlable debe especificar si su oferta de servicio complementario para RRS puede ser gestionado por ERCOT como un único bloque.

### 3.1.2.2 Insuficiencia de servicios complementarios

ERCOT debe determinar si hay una insuficiencia en las ofertas de servicios complementarios. En caso de producirse una insuficiencia en el DAM para gestionar uno o más servicios complementarios necesarios, de manera que el plan de servicios complementarios es deficiente y la seguridad y fiabilidad del sistema se encuentra bajo amenaza, entonces ERCOT debe solicitar ofertas de servicios complementarios adicionales.

- Una QSE puede reenviar una oferta para un servicio complementario que envió antes de que se declarara la insuficiencia, pero la oferta que se reenvía debe cumplir lo siguiente para considerarse como válida:
  - La cantidad de la oferta nueva no puede ser inferior a la cantidad de la oferta inicial, a menos que a la porción de la oferta no reenviada se le establezca un precio superior que a la parte de la oferta que sí se envía de nuevo.
  - La oferta debe establecerse a un precio igual o menor que el precio de la oferta inicial para la porción de la cantidad de la oferta que no es mayor que la cantidad de la oferta enviada antes de la insuficiencia.
- Para cualquier cantidad de la oferta que es mayor que la oferta inicial, la cantidad incremental debe ser enviada a un precio sujeto al límite de oferta.

Si las ofertas adicionales de servicios complementarios son insuficientes para suministrar los servicios complementarios necesarios establecidos en el plan diario de servicios complementarios, entonces ERCOT debe ejecutar el DAM reduciendo las cantidades del plan de servicios complementarios (en la misma cantidad que la insuficiencia que exista).

Cuando ERCOT reduce el plan de servicios complementarios para ejecutar el DAM debido a la insuficiencia de los servicios complementarios, ERCOT debe dar prioridad a dicho plan siguiendo este orden:

- *Regulation Up* (Reg-up);
- *Regulation Down* (Reg-Down);
- *Responsive Reserve Service* (RRS);
- *Non-Spinning Reserve* (Non-Spin).

ERCOT debe gestionar la diferencia de capacidad entre el plan diario de servicios complementarios inicial y el reducido usando el proceso del Mercado de Servicios Complementarios Suplementarios (*Supplemental Ancillary Service Market, SASM*). Si el SASM sigue resultando insuficiente, entonces ERCOT debe adquirir la cantidad de servicios complementarios que faltan de recursos del HRUC (es decir, reasignando unidades de generación) que están cualificados para proporcionar dichos servicios complementarios necesarios.

### 3.1.2.3 Transacciones bilaterales de servicios complementarios

Al igual que sucede con la energía y la capacidad, en las liquidaciones se tiene en cuenta las transacciones bilaterales de servicios complementarios realizadas, en las que se transfiere responsabilidad financiera [12].

En estas transacciones se transfiere de una QSE a otra la obligación de proporcionar capacidad de servicios complementarios entre un comprador y un vendedor.

Una transacción bilateral de servicios complementarios que es enviada a ERCOT sobre las 14:30 en el día previo al Día de Operación cambia la responsabilidad de suministro de servicios complementario del comprador y el vendedor en el proceso del DRUC. Una transacción que es enviada a ERCOT después de las 14:30 en el día previo al Día de Operación modifica la responsabilidad de suministros del servicio complementario del comprador y vendedor en cualquier proceso del HRUC pertinente.

### 3.1.3 Periodo de Ajuste y operaciones a tiempo real.

Durante el Periodo de Ajuste, las QSEs tienen la oportunidad de enviar y actualizar todas sus transacciones de energía, capacidad y servicios complementarios.

### 3.1.3.1 Evaluación y mantenimiento de la suficiencia de servicios complementarios

ERCOT debe proporcionar servicios complementarios en el Periodo de Ajuste por las siguientes razones:

- Mayor necesidad de capacidad de servicios complementarios sobre la especificada en el DAM.
- Sustitución de capacidad de servicios complementarios que no son fiables debido a restricciones de transporte.
- Sustitución de capacidad de servicios complementarios debido a un fallo para proporcionarlos.

Una QSE puede cambiar los recursos que proporcionan los servicios complementarios modificando la responsabilidad de los recursos en su COP solo si ERCOT determina que ese cambio no afecta de manera adversa la entregabilidad de este servicio u otros asignados previamente a un recurso alternativo.

Una QSE no puede cambiar la cantidad proporcionada de cada tipo de servicio complementario asignados a través de ERCOT o la cantidad agregada de servicios complementarios auto-programados en el DAM.

#### 3.1.3.1.1 Aumento del plan de servicios complementarios

Si ERCOT determina en el Periodo de Ajuste que se necesitan más servicios complementarios, para una o más Horas de Operación, de los que fueron proporcionados en el plan de servicios complementarios del DAM, debe notificar a cada QSE del aumento de su obligación de servicios complementarios.

ERCOT debe proporcionar más servicios complementarios a través del Mercado de Servicios Complementarios Suplementario (*Supplemental Ancillary Services Market, SASM*) si las cantidades de servicios complementarios auto-programadas son insuficientes para cubrir la obligación total de servicios complementarios.

Cuando se ha ejecutado el SASM en respuesta al creciente plan de servicios complementarios, cada QSE que compra capacidad de servicios complementarios debe ser pagada por su parte del coste incurrido por ese servicio.

#### 3.1.3.1.2 Sustitución de servicios complementarios no entregables

El proceso del HRUC debe cumplir el Límite Superior de Servicios Complementarios (*High Ancillary Service Limit, HASL*) y Límite Inferior de Servicios Complementarios (*Low Ancillary Service Limit, LASL*) para cada recurso para cada hora del periodo de estudio del RUC, a menos que se produzca una restricción de transporte. En ese caso, si la restricción no puede ser resuelta de otra forma, puede requerirse que el recurso aumente o disminuya su generación, lo que supone que dicho recurso sea incapaz de proporcionar la capacidad de servicios complementarios previamente asignados en su COP. Si el operador de ERCOT decide que la capacidad de servicios complementarios asignados a ese recurso no es entregable basándose en las condiciones del sistema de, entonces ERCOT debe proporcionar la siguiente información a cada QSE afectada con dos horas de antelación:

- La cantidad por la cual la QSE debe reducir los servicios complementarios actualmente asignados a cada recurso afectado.
- Las veces de inicio y parada de la reducción.

En las dos horas de antelación, la QSE afectada debe llevar a cabo una o más de las siguientes acciones:

- Sustituir capacidad por otros recursos representados por la misma QSE para cumplir su responsabilidad de recurso de servicios complementarios previamente asignada.
- Sustituir capacidad por otras QSEs mediante transacciones bilaterales de servicios complementarios.
- Informar a ERCOT de que parte o toda la capacidad de servicios complementarios debe ser sustituida.

Si una QSE elige sustituir capacidad, ERCOT debe determinar si dicha sustitución es fiable. Si no lo es, ERCOT debe determinar si el servicio sigue siendo necesario y, si es así, obtener la capacidad de servicios complementarios en el SASM.

Si ERCOT gestiona servicios complementarios adicionales, por la cantidad de capacidad sustituida que no se considera fiable o la cantidad de capacidad de servicios complementarios que cada QSE afectada no sustituye, entonces ERCOT cobra a todas las QSEs que compraron el servicio complementario específico en el DAM por su parte del coste de red incurrido por el servicio complementario gestionado por ERCOT, como parte de los múltiples procesos de gestión (DAM y SASM).

Si la capacidad de servicios complementarios de la QSE que no es entregable por restricciones en el transporte identificadas por ERCOT, no fue asignada en el DAM o en cualquier SASM, entonces se cobra a la QSE por su insuficiencia de capacidad con el mismo precio pagado en el DAM por ese servicio complementario para ese periodo de tiempo.

Si la capacidad de servicios complementarios de la QSE que no es entregable por restricciones de transporte no fue asignada en el DAM o en cualquier SASM, entonces no se compensa a la QSE por dicha capacidad.

#### *3.1.3.1.3 Sustitución de servicios complementarios debido a un fallo de abastecimiento*

ERCOT puede gestionar servicios complementarios para sustituir aquellos asignados a una QSE que no cumplen su responsabilidad de suministro, a través del SASM. Se considera que una QSE no cumple con su responsabilidad de suministro de servicios complementarios cuando ERCOT determina que parte o toda la capacidad del recurso específico de la QSE no estará disponible en tiempo real.

En una franja de tiempo establecida por ERCOT, cada QSE afectada puede o sustituir dicha capacidad para cumplir con su responsabilidad o informar a ERCOT de que la capacidad de servicios complementarios tiene que ser sustituida. Si una QSE elige sustituir su capacidad, ERCOT debe asegurar la fiabilidad de la sustitución. Si se determina que no es fiable o la QSE informa a ERCOT de la necesidad de sustitución de su capacidad, entonces ERCOT debe determinar la cantidad de servicios complementarios que sigue siendo necesaria.

ERCOT cobra a cada QSE que no ha cumplido con su responsabilidad para un servicio complementario particular para una hora específica. El cobro horario por incumplimiento es uno de los dos siguientes:

- Si se ejecuta un SASM para esa hora, entonces el cobro es igual a la cantidad de MW de servicios complementarios no suministrados multiplicado por el mayor de:
  - El Precio de Liquidación de Capacidad (*Market Clearing Price for Capacity*, MCPC) para el servicio complementario en el DAM, para esa hora.
  - El MCPC máximo establecido por cualquier SASM para la misma hora de operación.
- Si no se ha ejecutado ningún SASM para suministro para esa hora, entonces el coste es igual a la cantidad de MW de los servicios complementarios no suministrados multiplicado por el MCPC para el servicio complementario en el DAM para esa hora.

Si la capacidad de servicios complementarios de la QSE afectada fue asignada en el DAM o en cualquier SASM, entonces todavía es compensada por la cantidad de capacidad de servicios complementarios.

Si la capacidad de servicios complementarios de la QSE afectada no fue asignada en el DAM o cualquier SASM (es decir, es un servicio complementario auto-programado), entonces la QSE sigue recibiendo crédito con respecto a su responsabilidad de suministro de servicios complementarios.

### 3.1.3.2 *Supplemental Ancillary Services Market (SASM)*

Durante el Adjustment Period, ERCOT puede gestionar servicios complementarios Reg-Up, Reg-Down, RRS y Non-Spin adicionales, en caso de que se produzca alguna de las situaciones introducidas en la sección anterior [12].

ERCOT debe permitir la solicitud de las QSEs para modificar sus posiciones en lo que respecta a servicios complementarios a través de la reconfiguración del SASM (RSASM). La RSASM es ejecutada diariamente a las 09:00 y permite a las QSEs a cambiar sus responsabilidades de suministro de servicios complementarios para horas desde las 13:00 hasta las 24:00 en el Día de Operación actual. Las QSEs intentan reducir su responsabilidad de suministro de servicios complementarios a través del RSASM enviando menor capacidad de servicios complementarios en los COPs de los recursos que su responsabilidad de suministro de servicios complementarios. La diferencia entre dicha responsabilidad y la capacidad de servicio complementarios en el COP enviado es la cantidad de reconfiguración que es gestionada por el RSASM. La QSE debe tener también ofertas de servicios complementarios válidas de una cantidad igual o mayor a la cantidad de reconfiguración propuesta. El RSASM no debe ser ejecutado si no hay ofertas suficientes para gestionar la cantidad de reconfiguración de los servicios complementarios.

El proceso del SASM para adquirir más capacidad de servicios complementarios o una reconfiguración de dichos servicios debe seguir la siguiente cronología:

- Para sustitución de capacidad de servicios complementarios debido a que no es entregable o que una QSE no es capaz de proporcionar dichos servicios complementarios, ERCOT debe comunicarlo a las QSEs del SASM con dos horas o más de antelación respecto a la Hora de Operación para la cual se necesita dicha capacidad de servicios complementarios.

- Para una reconfiguración de servicios complementarios, ERCOT debe ejecutar el RSASM a las 09:00, para horas entre las 13:00 y las 24:00 del Día de Operación actual.

A cada QSE que se le asigna capacidad en el SASM se le paga el MCPC del SASM por la cantidad que se le ha asignado. Para propósitos de liquidación, la reducción de responsabilidad de suministro de servicios complementarios es considerada una cantidad de incumplimiento y las QSEs que reduzcan su responsabilidad en un RSASM serán cobradas.

#### 3.1.3.2.1 *Proceso de liquidación del SASM*

El SASM se ajusta a los siguientes parámetros de funcionamiento:

- ERCOT debe gestionar la cantidad adicional necesaria de cada tipo de servicio complementario, menos la cantidad auto-programada, si aplica. ERCOT no puede comprar más de un servicio complementario en lugar de la cantidad de un servicio diferente.
- ERCOT debe seleccionar ofertas de servicios complementarios enviada por QSEs:
  - Para cada servicio complementario que es gestionado, que no sea Reg-Down, ERCOT debe seleccionar ofertas que minimicen el coste global de dichos servicios complementarios. Para cada uno de estos servicios complementarios, si la selección de la oferta del recurso excede la cantidad de servicios complementarios que ERCOT necesita, entonces debe seleccionar una parte de la oferta del recurso para abastecer la cantidad de servicio complementario necesaria. Para recursos de carga que oferten un bloque de capacidad, ERCOT debe ignorar la oferta a menos que el bloque entero pueda ser aceptado.
  - Para Reg-Down, ERCOT debe gestionar las cantidades necesarias seleccionando capacidad en orden ascendente empezando por la oferta de precio más bajo, hasta que se obtenga la cantidad necesaria de Reg-Down. Si la selección de la oferta del recurso excede la cantidad de servicios complementarios necesarios de ERCOT, entonces ERCOT debe seleccionar una porción de la oferta del recurso para abastecer la cantidad de servicio requerida. Para recursos de carga que oferten bloques de capacidad, ERCOT debe ignorar estas ofertas a menos que pueda aceptar el bloque entero.
  - Para ofertas de servicios complementarios de un recurso Off-Line consideradas en el SASM, la oferta será seleccionada solo si puede cumplir el tiempo de arranque basado en el estado actual e histórico del recurso. Si no se puede cumplir el tiempo de arranque para la primera hora de una oferta en bloque, entonces debe considerarse el bloque entero.
- Si una QSE ha enviado ofertas de la misma capacidad de recurso para más de un servicio complementario (llamadas *Linked Offers*), ERCOT no debe seleccionar una parte de la capacidad del recurso para proporcionar más de un servicio complementario en la misma Hora de Operación. ERCOT puede, sin embargo, seleccionar una parte de esa capacidad del recurso para proporcionar un servicio complementario y otra parte para proporcionar un servicio complementario diferente en la misma Hora de Operación.
- El MCPC del SASM para cada hora para cada servicio es el precio sombra para la restricción de servicio complementario correspondiente para la hora.

### 3.2 Control de tensión

Todas las unidades de generación (incluyendo las unidades de generación de autoservicio) que tienen una calificación de unidad de generación mayor de 20 MVA o aquellas unidades conectadas al mismo Point of Interconnection (POI) que tienen calificaciones de unidades de generación que se agregan mayores de 20 MVA, que suministran potencia a la red de transmisión de ERCOT, deben proporcionar Voltage Support Service (VSS) [12].

Cada recurso de generación requerido para proporcionar VSS debe cumplir los siguientes requerimientos de Reactiva:

- Una capacidad de factor de potencia sobreexcitado (retardada o instantánea) de 0,95 o menor determinada a la potencia neta máxima de la unidad generadora para ser suministrada a la red de transmisión de ERCOT y el punto de consigna del recurso de generación en el perfil de tensión medido en el POI.
- Una capacidad de factor de potencia subexcitado (retardada o instantánea) de 0,95 o menos determinada a la potencia neta máxima de la unidad generadora para ser suministrada a la red de transmisión de ERCOT y el punto de de consigna del recurso de generación en el perfil de tensión medido en el POI.
- La capacidad de energía reactiva estará disponible en todos los niveles de salida de MW y puede satisfacerse mediante una combinación del límite reactivo de la unidad de recursos de generación (URL), que es la capacidad dinámica de conducción y retraso de operación de la unidad de generación, y/o dispositivos compatibles con Var dinámicos. Este perfil de potencia reactiva se representa gráficamente como un rectángulo. En el caso de los Intermittent Renewable Resources (IRRs), los requerimientos de potencia reactiva deben estar disponibles a todos los niveles de salida de MW a o sobre el 10% de la capacidad de placa del IRR. Cuando un IRR opera por debajo de ese 10% y es incapaz de controlar la tensión en el POI, entonces ERCOT debe solicitar al IRR que se desconecte del sistema de ERCOT para ser capaz de mantener la fiabilidad.
- Todos los recursos de generación deben llevar a cabo un estudio o un test de funcionamiento para demostrar que cumplen los requerimientos de capacidad de potencia reactiva.

Las entidades de generación deben enviar a ERCOT propuestas específicas para cumplir los requerimientos de potencia reactiva establecidos anteriormente empleando una combinación del URL y la capacidad de Var añadida, siempre que la capacidad de Var añadida sea automáticamente conmutable y/o dispositivos de Var dinámicos. Un recurso de generación y el TSP deben ponerse de acuerdo para que los dispositivos de Var estáticos puedan ser conmutables usando Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).

### 3.3 Restauración del sistema (“black start”)

ERCOT establece el servicio de Restauración del Sistema (*Black Start Service, BSS*) a través de acuerdos con QSEs por recursos de generación capaces de arrancar de manera autónoma o por recursos de generación cercanos a un área de control no controlada por ERCOT, que son capaces de arrancar desde dicha área no controlada por ERCOT con un suministro de reserva, sin apoyo del sistema de ERCOT [12]. Los recursos de generación que puedan ser arrancados con unas operaciones de conmutación precordinadas mínimas usando equipos de transporte del sistema de ERCOT serán considerados para el servicio BSS sólo donde la conmutación se realice en menos de una hora.

ERCOT debe despachar BSS conforme al plan de restauración de emergencia para iniciar dicha restauración del sistema de ERCOT hacia un estado seguro de operación después de un apagón.

ERCOT debe pagar a las QSEs que representen recursos *Black Start* una Fianza Horaria de Reserva (*Hourly Standby Fee*), la cual se determina a través de un proceso competitivo de ofertas bianual con un ajuste de fiabilidad basado en una disponibilidad móvil de seis meses del 85%.

## CAPÍTULO 4. PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN TEXAS

La introducción de programas y productos para fomentar la respuesta de la demanda (“Demand Response”-DR-) en el mercado de ERCOT está orientada a aumentar los recursos necesarios, provistos por los consumidores de electricidad, para la realización más eficiente de algunas de las actividades necesarias para el funcionamiento del sector eléctrico en Texas, y que permiten, por ejemplo, la mitigación de picos en el precio de la realización de estos servicios [16].

Se pretende conseguir estos recursos alentando a los consumidores del mercado a dar una mejor respuesta a las señales del precio mayorista y minorista, proporcionando, de una forma competitiva con otros recursos (por ejemplo, los que suministran los generadores), una asignación más eficiente de los recursos y preservando la fiabilidad del sistema.

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) define respuesta de la demanda de la manera siguiente:

“cambios en el uso de la energía por consumidores finales frente a su patrón de consumo habitual en respuesta a cambios en el precio de la electricidad, o a pagos de incentivos designados para inducir menos uso de electricidad en momentos de elevados precios de mercado mayorista o en momentos en los que la fiabilidad del sistema está comprometida.”

### 4.1 Clasificación de programas de respuesta de la demanda

La North American Electric Reliability Council (NERC) clasifica los distintos tipos de respuesta de la demanda, como se muestra en el siguiente digrama de la *Figura 22*.

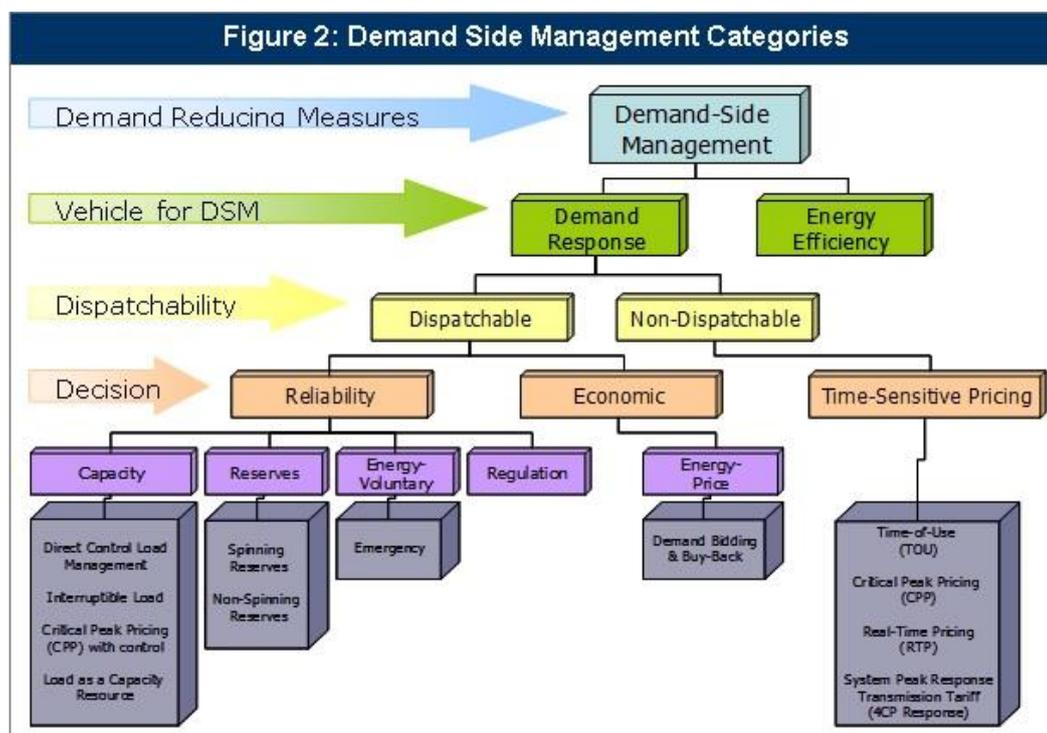


Figura 22. Clasificación de respuesta de la demanda (Fuente NERC)

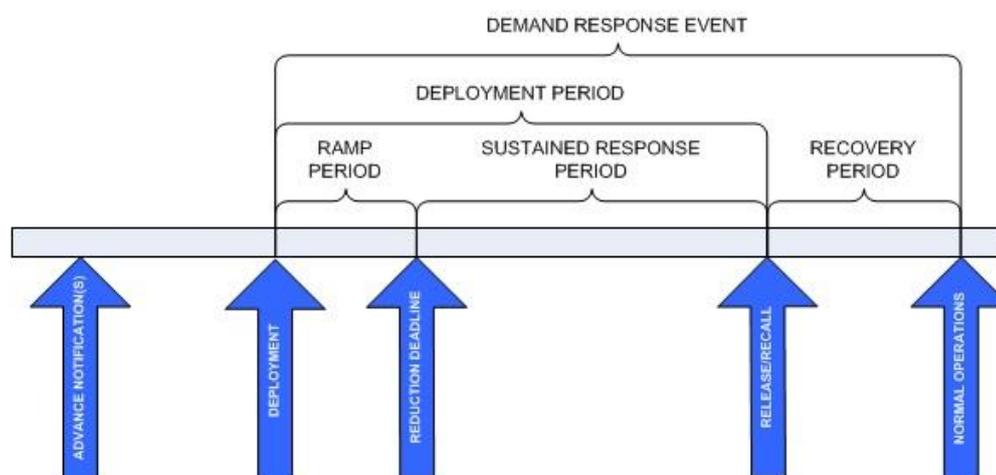
## 4.2 Programas de respuesta de la demanda existentes

Como se ha mostrado en el diagrama anterior, la respuesta de la demanda puede clasificarse en dos grandes categorías: aquella que puede ser activada por un agente externo al consumidor (se le conoce como respuesta “despachable”) y la respuesta de la demanda que es gestionada por el propio consumidor (demanda “no despachable”). La respuesta de la demanda despachable es aquella que incluye decisiones iniciadas por ERCOT mientras que la no despachable responde a decisiones tomadas por los usuarios finales, alterando sus patrones de consumo habituales para, de esta forma, evitar altos costes o cumplir con obligaciones con su Retail Electric Provider (REP).

La respuesta de la demanda no despachable en ERCOT puede incluir una respuesta para evitar costes de transmisión, en tarifas basadas en lo que se denomina “Four Coincident Pricing” (4CP), una respuesta a los precios de energía mayoristas iniciados por el consumidor, por un REP, por una LSE, o a través de un programa de respuesta de la demanda (Load Management Program-LMP-), dirigidos por una Empresa Eléctrica. Todos estos tipos de respuesta de la demanda se explican en más detalle en la sección 4.2.2 *Programas ofrecidos por las empresas eléctricas*.

El mercado mayorista de ERCOT está abierto a distintos tipos de respuesta de la demanda despachable, desplegados para mejorar la fiabilidad del sistema. Las cargas que proporcionen Emergency Response Service (ERS) deben cualificarse para entrar en funcionamiento en un periodo de tiempo de rampa (tiempo en el que la carga alcanza el punto de consumo requerido) de 10 minutos o de 30 minutos. Cualquiera de los dos servicios puede ser proporcionado por varios tipos de recursos, incluyendo las cargas sensibles a las condiciones atmosféricas (“weather-sensitive loads”) en las que la DR se obtiene por el control de aire acondicionado. Un recurso de respuesta de la demanda debe registrarse y cualificarse como un recurso de carga que puede proporcionar reservas del tipo Responsive Reserve Service (RRS) o Non-Spinning Reserve Service (Non-Spin). La regulación en forma de Regulation Up o Regulation Down puede ser proporcionada por un tipo especial de recurso de demanda llamado Controllable Load Resource, que es un recurso que tiene la capacidad de responder a señales enviadas cada 4 segundos por ERCOT, señales similares a las que reciben los generadores que participan en el Control Automático de Generación (“Automatic Generation System, AGC).

La *Figura 23* siguiente ilustra las fases claves de una DR típica:



**Figura 23. Fases de la respuesta de la demanda (Fuente ERCOT)**

En dicha figura se observa un periodo rampa inicial en el que la carga, tras haber sido notificada de la necesidad de que entre en funcionamiento, inicia su puesta en marcha (el tiempo de este periodo dependerá del tipo de DR que proporcione la carga). Una vez alcanzado el punto de consumo requerido, dicho consumo se mantendrá un periodo de tiempo determinado hasta que la carga vuelva a su estado inicial.

#### 4.2.1 *Programas ofrecidos por el Operador del Sistema*

##### 4.2.1.1 Emergency Responsive Service (ERS)

ERCOT gestiona el ERS para mantener la estabilidad de la red durante condiciones de emergencia como, por ejemplo, los originados por pérdidas de generación o de líneas en la red de transporte) y reduce la necesidad de cortes de suministro a consumidores. Los participantes de ERS pueden ofertar para proporcionar respuesta de la demanda con un periodo de rampa de 10 minutos (similar a los recursos que proporcionan Responsive Reserve Service) o de un periodo rampa de 30 minutos.

El ERS se define por la PUC como un servicio de emergencia especial (no un servicio complementario), y los recursos se consiguen a través de un proceso de subasta (Request For Proposals, RFP) que se activa tres veces al año, para términos de contrato de cuatro meses, cada uno de los cuales se divide en seis periodos de tiempo más pequeños basados en la variación de la demanda en las diferentes horas del día. Las cargas pueden elegir enviar ofertas en todos los periodos de tiempo o solo en aquellos que mejor se ajusten a sus circunstancias, y pueden ajustar el precio de DR ofertada en cada periodo de tiempo.

Las liquidaciones del ERS se llevan a cabo hasta 80 días después de la finalización de cada periodo de tiempo de cuatro meses. Los pagos están sujetos a una revisión basada en la capacidad de respuesta de la demanda entrega y la disponibilidad de la carga durante el periodo del contrato.

##### 4.2.1.2 Mercado de servicios complementarios

ERCOT es el responsable de desplegar un plan de servicios complementarios diario que gestiona las cantidades de servicios complementarios necesarias para mantener la seguridad y fiabilidad del sistema de ERCOT. Cada LSE tiene una responsabilidad de servicios complementarios basada en su proporción de la carga total de ERCOT. Cada participante del mercado puede auto-gestionarse sus servicios complementarios o puede elegir tener parte o la totalidad de sus servicios complementarios gestionado por ERCOT en el DAM.

Los clientes con capacidad de respuesta de la demanda que puedan cumplir ciertos requisitos de funcionamiento pueden cualificarse para proporcionar servicios complementarios como Load Resources en los mercados de servicios complementarios. En los mercados de servicios complementarios, el valor de tener un Load Resource disponible para reducir la carga es igual al valor de tener un generador disponible para aumentar su generación. Estos proveedores de reservas seleccionadas para proporcionar servicios complementarios son elegibles para pagos de capacidad, sin reparar en que el recurso haya aumentado o disminuido su carga.

A continuación, en la *Tabla 1* se muestran los distintos tipos de recursos de carga y sus servicios elegibles:

**Tabla 1. Tipos de servicios complementarios (Fuente ERCOT).**

Service	Load Resource Type	Qualification
Responsive Reserves ( $\leq 50\%$ )	NCLR	Under-Frequency Relay and 10-minute response to manual Dispatch instruction
Responsive Reserves	CLR	Primary Frequency Response and follow SCED 5-minute Dispatch
Regulation-Up Regulation-Down	CLR	Primary Frequency Response and respond to AGC-type Regulation deployments
Non-Spin Reserves	CLR	Follow SCED 5-minute Dispatch

ERCOT lleva a cabo subastas diarias para cada uno de los siguientes servicios complementarios:

- Regulation Up.
- Regulation Down.
- Responsive Reserve.
- Non-Spinning Reserve.

Las cargas que estén de acuerdo en reducir cuando ERCOT se lo comunique a través de su QSE, pueden participar en las subastas de mercado de servicios complementarios. Como se observa en la tabla anterior, el tipo de servicio complementario que un recurso de demanda (Load Resource) puede proporcionar depende del tiempo de respuesta de la carga y del sistema de medida. En el mercado de Responsive Reserve y Non-Spinning Reserve, la QSE recibirá pagos de capacidad sin reparar en que el recurso se haya desplegado realmente, pero la carga debe estar disponible para el despliegue en cualquier momento mientras proporcione el servicio.

ERCOT califica a los Load Resources como capaces de proporcionar un servicio complementario basándose en la tecnología disponible de la carga, como sigue:

#### 4.2.1.2.1 Responsive Reserve Service (RRS)

El RRS requiere que se instale un Under Frequency Relay (UFR) que abre el interruptor de alimentación de la carga (por lo que interrumpe el servicio eléctrico del cliente) ante una detección automática de una condición de baja frecuencia en la red eléctrica. Como alternativa, un Controllable Load Resource debe tener la capacidad de respuesta a un cambio de frecuencia, similar a la respuesta gobernada por un generador. Ambos tipos de Load Resources que proporcionan RRS deben proporcionar su capacidad de respuesta de la demanda asignada en los 10 minutos siguientes a la instrucción. La carga, el estado del interruptor y el estado del relé deben tener telemetría instalada en tiempo real a ERCOT a través de su QSE. Las cargas calificadas para el mercado de Responsive Reserve son automáticamente calificadas para el mercado Non-Spin.

#### 4.2.1.2.2 Non-Spinning Reserve Service (Non-Spin)

El Non-Spin requiere que las cargas proporcionen su capacidad de respuesta de la demanda asignada en los 30 minutos siguientes a la instrucción de despacho electrónico. Las cargas que proporcionen este tipo de respuesta también deben tener instalada teled medida.

#### 4.2.1.2.3 Regulation Up y Regulation Down Services

Requiere que las cargas respondan modificando su uso a través de controles automáticos en respuesta a señales proporcionadas por ERCOT para aumentar o disminuir su carga al mismo tiempo que monitorizan su funcionamiento. Los Controllable Load Resources deben tener también instalada teled medida en tiempo real y ser capaces de recibir cierta información de control de ERCOT cada 4 segundos. Las cargas cualificadas para los servicios de Regulation Down y Regulation Up lo son automáticamente también para Responsive Reserves y Non-Spinning Reserves.

#### 4.2.1.3 Mercado de energía Real-Time

El Security Constrained Economic Dispatch (SCED), la fijación de precios primaria en el mercado de energía a real-time de ERCOT, está abierto a Controllable Load Resources (CLRs). Los CLRs deben ser cargas únicas o una agrupación de pequeñas cargas como cargas residenciales. El SCED se ejecuta cada cinco minutos, por lo que los CLRs con pujas en el SCED al LMP deben ser capaces de mover carga gradualmente en cualquier dirección cada cinco minutos, basándose en las instrucciones de despacho del SCED. Los CLRs que proporcionan Non-Spin o RRS son despachados por el SCED después de que se facilite su capacidad de servicios complementarios al mercado Real-Time.

### 4.2.2 *Programas ofrecidos por las empresas eléctricas comercializadoras*

Las opciones que se muestran a continuación no son despachadas por ERCOT y pueden ser controladas directamente por el cliente o despachadas por otra entidad como un Demand Response Provider, un REP o una empresa eléctrica de y distribución.

#### 4.2.2.1 Four Coincident Peak (4CP)

Muchos clientes industriales están sujetos a cargos de transmisión basados en una demanda Four Coincident Peak. La demanda 4CP se determina haciendo la media de la demanda actual del cliente durante el intervalo de liquidación con la demanda más alta de ERCOT durante cada uno de los cuatro meses de verano (de junio a septiembre). Esta demanda 4CP sirve como base de los cargos de tarifa de transmisión del cliente para el año siguiente.

Mediante la correcta predicción de los picos del sistema de ERCOT durante el verano y reduciendo la carga durante esos intervalos, un consumidor puede ayudar a reducir la carga impuesta en el sistema eléctrico durante los periodos de consumo pico y reducir sus cargos de transmisión para el siguiente año.

#### 4.2.2.2 LSE or DR Provider Contracted Price Response

En las áreas competitivas de ERCOT, los consumidores pueden contratar a su REP o DR Provider para tener una respuesta de su carga bajo instrucciones del REP o el DR Provider. El contrato resume los parámetros de esta respuesta –a que hora y frecuencia de los eventos de respuesta de la demanda, periodos de rampa, periodos de respuesta mantenida, compensación, etc. Debido a que esta respuesta es un acuerdo contractual entre un REP o DR Provider y el consumidor, existe una gran variedad de tipos de acuerdos.

En áreas de ERCOT no abiertas a competencia, se debe tener disponibles las llamadas “interruptible tariffs”. Estas tarifas normalmente ofertan un precio de energía reducido para obligaciones de reducción definidas.

#### 4.2.2.3 Self-Directed Price Response

Los REPs pueden ofertar opciones de precio dinámicas, o los consumidores en un municipio o una cooperativa deben tener determinados sus precios de energía en una tarifa publicada, la cual debe estar estructurada basada en un Time-of-Use (TOU) o tener un componente Critical Peak Pricing (CPP) o Peak Time Rebate (PTR). Este tipo de respuesta se refiere a una decisión independiente de los consumidores en función de los precios de la energía contenidos en una tarifa gobernante o en los mercados de energía Day Ahead y Real Time de ERCOT.

Las ofertas TOU normalmente tendrán precios de energía más altos durante los periodos pico normales –por ejemplo, una tarifa TOU puede cobrar un precio de lunes a viernes desde las 14:00 hasta las 20:00 y otro precio durante el resto de horas. Los consumidores pueden elegir reducir su consumo durante estos periodos en los que el precio es elevado. Esta reducción se puede lograr mediante una reestructuración de los procesos para conseguir trasladar el pico de consumo a un periodo en el que el precio sea menor, eliminando procesos innecesarios que no son rentables económicamente o llevando a cabo medidas de eficiencia energética.

Las ofertas que incluyen un CPP normalmente tienen prescritos precios altos únicamente durante ciertos periodos –por ejemplo, cuando se espera que la carga o el precio alcancen un determinado nivel. La respuesta a un CPP puede ser similar a aquellas empleadas bajo tarifas de TOU, especialmente si se alcanza el CPP con frecuencia. Aun así, el CPP es poco frecuente, por lo que la reducción de carga a corto plazo puede ser la mejor respuesta para alcanzar objetivos económicos.

#### 4.2.2.4 Transmission & Distribution Utility Commercial Load Management Programs (CLM)

La ley que reestructuró el estado de la industria de empresas eléctricas, y las consiguientes reglas de la PUC, requiere a las empresas eléctricas de distribución y transporte que cumplan un porcentaje de su crecimiento anual de la demanda del sistema a través de ahorros conseguidos mediante programas de eficiencia energética. La PUCT ha determinado que las TDUs pueden implementar y dirigir Load Management Standard Offer Programs, los cuales pagan a los clientes elegibles que proporcionen respuesta de la demanda cuando sea necesaria para ayudar a preservar la integridad de la red eléctrica. Son programas de eficiencia energética que ayudan en los objetivos de reducción del crecimiento de carga.

### 4.3 Utilización de la respuesta de la demanda para la operación de la red

#### 4.3.1 Participación de los consumidores en los últimos años

En los últimos años, y en las áreas controladas por ERCOT, se ha registrado un aumento de los consumidores que participan en los programas de respuesta de la demanda. Estos programas han sido facilitados por la instalación de medidores inteligentes en las áreas competitivas de ERCOT y también instalados por muchas empresas eléctricas municipales y cooperativas eléctricas. Estos programas muestran grandes incrementos en la participación. De 2013 a 2014, el número de clientes residenciales que participaban en estos programas aumentó de 151.793 a 721.273, y los clientes industriales y comerciales pasaron de 30.275 a 50.205. A continuación, se analiza la participación por tipo de respuesta de la demanda.

##### 4.3.1.1 Responsive Reserve Service (RRS)

Los recursos de carga controlados por reles de baja frecuencia son los recursos que más participan en los mercados de servicios complementarios, concretamente en el mercado de RRS [17]. Al final del 2016, 269 recursos de carga capaces de proporcionar RRS estaban registrados con ERCOT, con una capacidad de 3.616 MW. Conviene comentar que estos recursos no alcanzan su carga máxima simultáneamente, ni tampoco participan en el mercado de RRS todos los días. A continuación, en la *Tabla 2*, se muestra la cantidad de capacidad que participó en el RRS en 2016 (a través de mercado o transacciones bilaterales):

**Tabla 2. Capacidad de RRS (MW) durante 2016 (Fuente ERCOT).**

<b>RRS Offers and Self Arranged from Load Resources (MW)</b>			
	Minimum	Maximum	Average
January	1465.5	1,750.6	1,631.2
February	1,408.7	1,797.9	1,670.0
March	1,298.3	1,770.0	1,625.8
April	1,390.9	1,824.9	1,571.4
May	1,306.9	1,675.0	1,455.2
June	1,142.7	1,698.0	1,575.4
July	1,386.0	1,832.3	1,712.8
August	1,361.8	1,801.2	1,685.1
September	1,187.5	1,778.8	1,637.2
October	1,317.9	1,772.7	1,552.8
November	1,340.8	1,822.1	1,753.6
December	1,258.6	1,843.8	1,674.4

ERCOT genera un plan de la cantidad de RRS necesaria para cada hora, y a las 06:00 del día anterior al Día de Operación ERCOT informa a cada LSE de la capacidad que le corresponde tener disponible. En 2016, las cantidades gestionadas variaron entre 2.300 MW en un día pico de verano a 3.000 MW para una hora llana durante meses de otoño, invierno y primavera. Las asignaciones para recursos controlados por relés de baja frecuencia están limitadas al 50% de la necesidad total para una hora dada. Las QSEs que representan a LSEs pueden autogestionarse hasta el 50% de su parte de RRS en el DAM.

El 5 enero de 2016 una unidad de generación importante se disparó, causando que la frecuencia del sistema cayera momentáneamente a 59,7 Hz. Como consecuencia, 73 recursos de carga (927 MW) tuvieron que cortar para ayudar a restablecer la frecuencia y, en alrededor de 4 minutos, fue posible conseguirlo.

#### 4.3.1.2 Regulation Service

Bajo la estructura de mercado actual, cada uno de los recursos que proporcionan servicio de regulación están registrados como Recursos de carga controlable (*Controllable Load Resources*, CLRs), para retiradas de energía de la red. Durante los últimos meses de 2016, la participación aumentó y en diciembre se produjo una media de 15,23 MW/hr.

#### 4.3.1.3 Emergency Response Service (ERS)

El Servicio de Carga Interrumpible de Emergencia (*Emergency Interruptible Load Service*, EILS) se desarrolló en 2007 como una reducción con una rampa de 10 minutos como último recurso en casos de emergencia. En 2012, se modificó este servicio para permitir la participación de ciertos pequeños generadores, cambiándose el nombre a Servicio de Respuesta de Emergencia (*Emergency Response Service*, ERS). En 2014, ERCOT introdujo el tipo de servicio de 30 minutos, así como el ERS proporcionado por recursos *Weather-Sensitive*, con rampas de 10 y 30 minutos.

El programa de 2016 modificó el número de periodos, pasando de 4 a 6. El motivo era separar las horas tempranas de la mañana y de la tarde, de horas nocturnas y de fin de semana (anteriormente llamadas horas no comerciales, ahora periodo 6). Estos cambios permitieron a ERCOT asignar factores de riesgo de manera más precisa a estos periodos de tiempo de mayores rampas de carga para mandar señales de precio apropiadas durante la gestión del ERS. En mayo de 2016 se aprobó una ley que prohíbe a ciertos tipos de recursos a participar en el ERS, por lo que en 2016 se registró la primera caída en la capacidad de ERS gestionada, como se muestra en la *Tabla 3*, por periodos de tiempo:

**Tabla 3. Participación para cada uno de los tipos de ERS.**

<b>Non Weather Sensitive ERS-10</b>				<b>Weather Sensitive ERS-10</b>		
	<b>FebMay16</b>	<b>JunSep16</b>	<b>Oct16Jan17</b>	<b>FebMay16</b>	<b>JunSep16</b>	<b>Oct16Jan17</b>
TP1	366.951	312.034	299.408	0	0	0
TP2	399.284	319.429	309.348	0	0	0
TP3	401.933	284.399	307.197	0	0	0
TP4	392.785	276.074	301.417	0	0	0
TP5	376.621	310.019	297.547	0	0	0
TP6	344.994	296.224	270.698	0	0	0
<b>Non Weather Sensitive ERS-30</b>				<b>Weather Sensitive ERS-30</b>		
	<b>FebMay16</b>	<b>JunSep16</b>	<b>Oct16Jan17</b>	<b>FebMay16</b>	<b>JunSep16</b>	<b>Oct16Jan17</b>
TP1	507.802	525.101	544.383	0	0	1.91
TP2	587.778	584.825	586.506	0	0	0
TP3	571.071	551.572	572.900	0	22.533	1.68
TP4	556.473	524.872	562.770	0	22.533	2.16
TP5	512.965	541.422	540.306	0	0	0
TP6	443.774	474.169	479.082	0	0	0
<p>Time Period 1 Hours Ending 0600 - 0800 (5:00:00 a.m. to 8:00:00 a.m.) Monday through Friday except ERCOT Holidays.</p> <p>Time Period 2 Hours Ending 0900 - 1300 (8:00:00 a.m. to 1:00:00 p.m.) Monday through Friday except ERCOT Holidays.</p> <p>Time Period 3 Hours Ending 1400 - 1600 (1:00:00 p.m. to 4:00:00 p.m.) Monday through Friday except ERCOT Holidays.</p> <p>Time Period 4 Hours Ending 1700 - 1900 (4:00:00 p.m. to 7:00:00 p.m.) Monday through Friday except ERCOT Holidays.</p> <p>Time Period 5 Hours Ending 2000 - 2200 (7:00:00 p.m. to 10:00:00 p.m.) Monday through Friday except ERCOT Holidays.</p> <p>Time Period 6 Resto de horas</p>						

#### 4.3.1.4 TDSP Load Management Programs

Estos programas permiten a los consumidores finales recibir un pago de sus TDSPs por reducir su demanda pico durante una duración específica establecida por dicho TDSP. En 2016, estos programas estaban establecidos en los territorios de *American Electric Power*, *Centerpoint*, *Oncor*, *Sharyland* y *Texas New Mexico Power*. Estos programas son diferentes entre ellos, pero suelen disponer de cargas que están disponibles de lunes a viernes, desde el 1 de junio al 30 de septiembre, para de horas entre las 13:00 y las 19:00. Las variaciones entre estos programas incluyen:

- La duración (horas) de la reducción de carga.
- El número máximo de horas de despliegue durante el año.
- Número máximo de despliegues por mes o año.
- Tiempo de rampa (30 minutos o 1 hora).

La participación en estos programas puede cambiar durante el verano, pero al inicio de 2016 se registraron aproximadamente 189 MW que participaban en los cinco territorios anteriores. Para NOIEs y clientes de elección minorista con un tipo de perfil de BUSIDRRQ (significa que el cliente es abastecido a una tensión de transporte o ha tenido una demanda pico mayor o igual a 700 kW), la media de las cargas 4CP establece la parte de la responsabilidad

#### 4.3.1.5 Reducción de carga 4CP

Los *four coincident peaks* son los intervalos de liquidación de 15 minutos correspondientes con las cargas máximas de ERCOT en cada uno de los cuatro meses de verano (junio, julio, agosto y septiembre). Para NOIEs y clientes de elección minorista con un tipo de perfil de BUSIDRRQ (significa que el cliente es abastecido a una tensión de transporte o ha tenido una demanda pico mayor o igual a 700 kW), la media de las cargas 4CP establece la parte del coste de varios cobros de transporte y distribución. Como resultado, los consumidores pueden realizar reducciones significativas en los cobros de transporte reduciendo la carga durante estos cuatro intervalos. A continuación, en la *Tabla 4*, se muestra las respuestas estimadas para el año 2015:

**Tabla 4. Respuesta estimada en MW año 2015 (junio, julio, agosto y septiembre).**

<b>Customer type</b>	<b>Estimated MW response</b>	<b>ESIIDs responding</b>
<b>IDR transmission-connected</b>	<b>275 - 355</b>	<b>62 of 317</b>
<b>IDR distribution-connected NWS</b>	<b>189 - 286</b>	<b>1,526 of 9,804</b>
<b>IDR distribution-connected WS</b>	<b>6 - 16</b>	<b>225 of 1,184</b>
<b>NOIE</b>	<b>118 - 722</b>	<b>18 of 154</b>
<b>4CP Total</b>	<b>588 – 1,379</b>	<b>1,831 of 11,459</b>

Las mismas mediciones, realizadas durante el año 2016 arrojan los siguientes resultados (*Tabla 5*):

**Tabla 5. Respuesta estimada (MW) en 2016 (junio, julio, agosto y septiembre).**

<b>Customer type</b>	<b>Estimated MW response</b>	<b>ESIIDs responding</b>
<b>IDR transmission-connected</b>	<b>206 - 419</b>	<b>60 of 371</b>
<b>IDR distribution-connected NWS</b>	<b>184 - 265</b>	<b>1,445 of 9,727</b>
<b>IDR distribution-connected WS</b>	<b>5 - 24</b>	<b>308 of 1,181</b>
<b>NOIE</b>	<b>440 - 783</b>	<b>18 of 154</b>
<b>4CP Total</b>	<b>835 – 1,491</b>	<b>1,831 of 11,433</b>

#### 4.3.1.6 Productos de respuesta de la demanda ofertados por las REPs

Los productos de respuesta de la demanda ofertados por las comercializadoras (*Retail Electric Providers*, REPs) incluye las categorías de respuesta de la demanda siguientes:

- Block & Index <sup>16</sup> (BI).
- Critical Peak Pricing (CPP).
- Peak Rebate<sup>17</sup> (PR).
- Real-Time Pricing (RTP).
- Time of Use (TOU) pricing.
- Other Load Control DR Product (OTH).

Durante 2015 y 2016, las NOIEs registraron una reducción de su carga durante periodos de tiempo en que los precios eran elevados (reducciones de 0-25 MW en 2015, y de 0-10 MW en 2016). Aquellas NOIEs que también modifican su consumo en los días 4CP, lo hacen en menor medida en este último caso que cuando reducen para evitar precios altos.

A continuación, se muestra los resultados en 2015 (*Tabla 6*) y 2016 (*Tabla 7*) en lo que respecta a mediciones realizadas sobre cargas que hacen uso de productos de respuesta de la demanda:

**Tabla 6. Participación (MW) según el tipo de producto en el año 2015.**

Tipo de producto	ESIIDs participantes	MW Estimados	Eventos	ESIIDs Respuesta
Block & Index	9,534	51 – 200	6	8,643
Other Load control	14,907	5 – 7	14	11,524
Other Voluntary DR	0	0	0	0
Peak Rebate	497,816	1 – 30	19	45,361
Real-time Price	5,610	2 - 11	6	4,860
Time of Use	328,260	n/a	n/a	n/a
NOIE Price Response	16	0 - 245	4	n/a
<b>Price Response Total</b>	<b>856,144</b>	<b>72 - 513</b>		<b>69,843</b>

<sup>16</sup> Programa de respuesta de la demanda en el que el consumidor consume su energía en determinados bloques de tiempo, previamente acordados con su comercializadora.

<sup>17</sup> Programa de respuesta de la demanda que consiste en la recompensa económica a los clientes por reducir su consumo de electricidad durante periodo de precios elevados (periodos pico). A aquellos que no reduzcan se les cobra la tarifa normal.

**Tabla 7. Participación (MW) según el tipo de producto en el año 2015.**

<b>Tipo de producto</b>	<b>ESIIDs participantes</b>	<b>MW Estimados</b>	<b>Eventos</b>	<b>ESIIDs Respuesta</b>
<b>Block &amp; Index</b>	<b>14,371</b>	<b>85 – 145</b>	<b>2</b>	<b>13,117</b>
<b>Other Load control</b>	<b>8,726</b>	<b>2 - 4</b>	<b>10</b>	<b>1,780</b>
<b>Other Voluntary DR</b>	<b>34,214</b>	<b>0 – 15</b>	<b>23</b>	<b>33,922</b>
<b>Peak Rebate</b>	<b>513,612</b>	<b>1 – 28</b>	<b>22</b>	<b>78,506</b>
<b>Real-time Price</b>	<b>9,804</b>	<b>4 - 5</b>	<b>2</b>	<b>9,576</b>
<b>Time of Use</b>	<b>336,052</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
<b>NOIE Price Response</b>	<b>16</b>	<b>0 - 84</b>	<b>4</b>	<b>n/a</b>
<b>Price Response Total</b>	<b>882,582</b>	<b>95 - 292</b>		<b>337,000</b>

## CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

El mercado eléctrico de Texas es actualmente uno de los modelos referencia en lo que a gestión de restricciones e introducción de respuesta de la demanda se refiere. Por este motivo, la presente tesis se centra en la descripción del funcionamiento de los distintos mercados y procesos que se llevan a cabo en el mercado eléctrico, incluyendo el despacho de recursos, la gestión de la fiabilidad y seguridad del sistema, y las estrategias de respuesta de la demanda.

El diseño de mercado eléctrico nodal, sobre el que se asienta la red de transporte y distribución eléctrico del estado, aporta una mayor transparencia a la hora de establecer los precios de la energía ya que, de esta forma, se gestionan las restricciones de una manera localizada y precisa, no afectando a la red en su totalidad.

El mercado mayorista se estructura en dos mercados principales (*Day Ahead Market* -DAM- y *Real Time Market* -RTM-) en los que se realiza el despacho de energía y servicios complementarios. De forma paralela, el operador del sistema y de mercado (ERCOT) lleva a cabo procesos para garantizar que la carga prevista puede ser abastecida sin alterar la fiabilidad ni la seguridad de la red eléctrica del estado.

En el mercado minorista, por su parte, los consumidores finales disponen de diferentes opciones de suministro, ya que desde 2002 el mercado está abierta a competencia minorista. Sin embargo, todavía quedan zonas no abiertas a dicha competencia (NOIEs) y empresas verticalmente integradas que ofertan a tarifa en sus zonas de servicio, asignadas antes de la introducción de la competencia en el estado de Texas.

La descripción del funcionamiento de los mercados mayorista y minorista se realiza para entender la importancia que tiene la respuesta de la demanda en el mercado eléctrico del estado, que es la característica que diferencia a Texas frente a otros países. ERCOT ejecuta un modelo de mercado innovador y competitivo a la hora de operar y despachar servicios complementarios. Mientras en Europa la introducción de la demanda para asegurar la estabilidad y fiabilidad del sistema todavía no está desarrollada, en el estado de Texas, como se ha analizado, está consolidada y abarca distintos tipos de procesos de consumo y consumidores.

En este sentido, esta tesis tiene como objetivo servir de base a un modelo de mercado en el que la demanda juega un papel esencial en la operación y en la estabilidad de la red de transporte y distribución.

## CAPÍTULO 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UC, Pontificia Universidad Católica de Chile, “Estructura actual mercado eléctrico norteamericano”, Ph Hugh Rudnick, Julio 2017,
- [2] NERC, North American Electric Reliability Corporation,” Clasificación de los mercados regionales de electricidad de Estados Unidos”,  
<http://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>, Consultada el 07/03/2017
- [3] FERC, Federal Energy Regulatory Commission, “Función de la FERC en el sector eléctrico de Estados Unidos”, <https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>, Consultada el 11/03/2017
- [4] FERC, Federal Energy Regulatory Commission,” Operadores del sistema en Estados Unidos”, <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>, Consultada el 12/03/2017
- [5] PUC, Public Utility Commission of Texas, Tom Hunter (2012, abril,17), “Desregulación del mercado eléctrico en el estado de Texas”,  
[https://www.puc.texas.gov/agency/topic\\_files/101/PUC-History\\_Dereg\\_ERCOT.pdf](https://www.puc.texas.gov/agency/topic_files/101/PUC-History_Dereg_ERCOT.pdf), Consultada el 24/03/2014
- [6] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT “Nodal Market Guide” , 01/12/2010,  
<http://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating/current>
- [7] H. Daneshi y A.K. Srivastava, ERCOT Electricity Market: Transition from Zonal to Nodal Market Operation, 2011, <http://ieeexplore.ieee.org/document/6039830/authors>
- [8] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Nodal Protocols Section 2: Definitions and Acronyms, 01/04/2017, <http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [9] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Nodal Protocols Section 7: Congestion Revenue Rights, 01/04/2017, <http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [10] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Nodal Protocols Section 4: Day-Ahead Operations, 05/04/2017, <http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [11] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Nodal Protocols Section 5: Transmission Security Analysis and Reliability Unit Commitment, 01/04/2017,  
<http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [12] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Nodal Protocols Section 6: Adjustment Period and Real-Time Operations, 05/04/2017,  
<http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [13] Stephen Pointing, “A look to the world’s most competitive retail electricity market”,  
<https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=9ad49e03-e782-4550-935a-32355d3ac5ca>

- [14] Constellation, "Common Energy Terms", "Price to Beat", <https://www.constellation.com/energy-101/energy-choice/common-energy-terms.html>, Consultada el 08/07/2017
- [15] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Nodal Protocols: Section 3 Management Activities for the ERCOT System, <http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [16] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT Load Participation in the ERCOT Nodal Market, 23/04/2015, <http://www.ercot.com/services/programs/load>
- [17] Electric Reliability Council of Texas, ERCOT 2016 Annual Report of Demand Response in the ERCOT Region, March 2017, <http://www.ercot.com/services/programs/load>

Otras referencias bibliográficas consultadas:

- Electric Choice, 23/09/2016, "Desregulación eléctrica", <https://www.electricchoice.com/blog/guide-texas-electricity-deregulation/>, Consultada el 13/05/2017
- Public Utility Commission of Texas and Kristin Abbott, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", 15/01/2017, [http://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/scope/2017/2017scope\\_elec.pdf](http://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/scope/2017/2017scope_elec.pdf)
- Kenneth W. Anderson, JR, "Forward Trading in Electricity Markets", 08/03/2013
- Juan Pablo Avalos, Roger M. Mellado y Hugh Rudnick V., "Estructura y funciones de un operador independiente", mayo 2012
- Farrokh Rahimi and Ali Ipakchi, "Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm", 20/04/2010, <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5454394/authors>
- Bernie Neenan, Jen Robinson, Ellen Petrill (EPRI) and Therse Flaim (ERE-LLC), "A Peak Time Rebate vs Critical Peak Pricing: A Distinction without a Difference?", 09/09/2014
- Kirstyn Lipson, "Block and Index Pricing Model Explained", 22/04/2013, <https://energysmart.enernoc.com/block-and-index-pricing-model-explained>

## CAPÍTULO 7. PRESUPUESTO

### 7.1 Consideraciones iniciales

En el presente presupuesto se va a realizar la valoración económica del trabajo realizado, en el cual no se ha llevado a cabo ningún proceso de medición, al tratarse de un estudio del mercado eléctrico del estado de Texas. Por este motivo, en este presupuesto se tendrá en cuenta el periodo de tiempo empleado para la realización del trabajo (en torno a 5 meses), en el que se incluye la obtención e interpretación de información y la elaboración de las conclusiones.

Para la obtención de los costes generales o totales, se tienen en cuenta tanto el coste asociado a los recursos humanos como el de los equipos informáticos utilizados para la realización del presente trabajo.

### 7.2 Recursos humanos

La realización de este estudio del mercado eléctrico de Texas ha requerido de la obtención y procesamiento de información por parte del alumno, considerado como ingeniero novel, así como de la supervisión y asesoramiento de un ingeniero doctor experto en la materia. A partir de la experiencia del ingeniero tutor en el sector, y de la investigación sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en Texas realizada por el ingeniero novel, ha sido posible la realización de este estudio.

A continuación, se muestran los costes asociados en la *Tabla 8*.

**Tabla 8. Costes asociados a los recursos humanos.**

RECURSOS HUMANOS			
Persona	Tiempo empleado (h)	Coste unitario (€/h)	Coste total (€)
Ingeniero novel	300	20	6.000
Ingeniero doctor	50	50	2.500
TOTAL			8.500

### 7.3 Equipos informáticos

Durante los 5 meses de duración de la realización del trabajo, tanto el ingeniero novel como el ingeniero doctor han necesitado de equipos informáticos para llevar a cabo sus funciones. A continuación, en la *Tabla 9*, se muestran los precios de los equipos utilizados, su periodo de amortización, el periodo amortizado y el coste de amortización:

**Tabla 9. Costes asociados a los equipos informáticos.**

Equipo	Precio	Periodo de amortización (años)	Periodo amortizado (meses)	Coste amortización (€)
HP 15-bs012ns	750	5	5	62,5
PC Pentium IV 2GHz	1400	5	1	23,33
Software MS Office (Ingeniero Novel)	500	2	5	104,17
Software MS Office (Ingeniero Doctor)	500	2	1	20,83
<b>TOTAL</b>				210,83

### 7.4 Medios auxiliares

En este apartado se tiene en cuenta el coste asociado a los medios auxiliares (luz e Internet) en la oficina técnica durante el periodo de elaboración del estudio del mercado eléctrico de Texas. A continuación, se presentan dichos costes en la *Tabla 10*.

**Tabla 10. Costes de los medios auxiliares.**

Concepto	Cantidad (meses)	Coste unitario (€/mes)	Coste total (€)
Medios auxiliares (ingeniero novel)	5	20	100
Medios auxiliares (ingeniero doctor)	5	20	100
<b>TOTAL</b>			200

## 7.5 Resumen del presupuesto

El coste total del estudio del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda se evalúa en la *Tabla 11*.

**Tabla 11. Resumen del presupuesto.**

<b>Concepto</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Recursos humanos</b>	8.500
<b>Equipos informáticos</b>	210,83
<b>Costes auxiliares</b>	200
<b>Presupuesto de ejecución material</b>	8.910,83
<b>Beneficio industrial (6%)</b>	534,65
<b>Presupuesto industrial</b>	9.445,48
<b>IVA (21%)</b>	1.983,55
<b>Presupuesto por contrato</b>	11.429,03

El presupuesto de ejecución por contrato asciende a once mil cuatrocientos veintinueve euros y tres céntimos (IVA incluido).

## ANEJO 1. CÁLCULO DE PRECIOS Y LIQUIDACIONES DE ENERGÍA Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

### 1.1 Precios de energía en el DAM

ERCOT calcula los Precios Diarios de los Puntos de Liquidación (*Day-Ahead Settlement Point Prices*, DASPPs) para ciertos buses eléctricos (*Resource Nodes*, RN), grupos de buses eléctricos (*Load Zones*, LZ) y núcleos de interconexión (*Hubs*). Para todos los DASPPs debe haber un precio base administrativo de -251\$/MWh.

#### 1.1.1 Precios de energía en Resource Nodes

El DASPP para un punto de liquidación RN para una hora es el LMP en el Resource Node para esa hora como se calcula en el proceso del DAM. Los LMPs para cada hora se calculan mediante una casación de ofertas de compra y venta de energía, a través de la cual se determina el precio de producir el siguiente incremento de carga.

#### 1.1.2 Precios de energía en Load Zones

El DASPP para un punto de liquidación LZ para una hora se calcula como sigue

$$\text{DASPP} = \sum_b (\text{DADF}_b * \text{DALMP}_b)$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 12. Cálculo del DASPP para una Load Zone (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
DASPP	\$/MWh	<i>Day-Ahead Settlement Point Price</i> —El precio en el punto de liquidación para esa hora.
DALMP <sub>b</sub>	\$/MWh	<i>Day-Ahead Locational Marginal Price</i> por bus—El LMP del DAM en el bus eléctrico <i>b</i> para cada hora.
DADF <sub>b</sub>	-	<i>Day-Ahead Distribution Factor</i> por bus—El factor de distribución de carga, para el bus eléctrico <i>b</i> en la LZ para cada hora.
<i>b</i>	-	Bus eléctrico asignado a la LZ.

#### 1.1.3 Precios de energía en Hubs

El territorio controlado por ERCOT contiene seis grupos de buses eléctricos (*Hubs*), y son: *North 345 kV*, *South 345 kV*, *Houston 345 kV*, *West 345 kV*, *Hub Average 345 kV* y *Bus Average 345 kV*.

Para los *Hubs North*, *South*, *Houston* y *West*, el precio del Hub es la media simple de los precios de los buses del Hub para cada hora del intervalo de liquidación en el DAM. Los DASPPs se calculan de la siguiente manera:

$$\text{DASPP}_{\text{North345}} = \sum_{hb} (\text{HUBDF}_{hb, \text{North345}} * \text{DAHBP}_{hb, \text{North345}}), \text{ si } \text{HB}_{\text{North345}} \neq 0$$

$$\text{DASPP}_{\text{North345}} = \text{DASPP}_{\text{ERCOT345Bus}}, \text{ si } \text{HB}_{\text{North345}} = 0$$

Donde:

$$DAHBP_{hb} = \sum_b (HBDF_{b, hb} * DALMP_{b, hb})$$

$$HUBDF_{hb} = IF(HB = 0, 0, 1 / HB)$$

$$HBDF_{b, hb} = IF(B_{hb} = 0, 0, 1 / B_{hb,})$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 13. Cálculo de los DASPPs en los Hubs North, South, Houston y West (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
DASPP	\$/MWh	Day-Ahead Settlement Point Price—El precio del punto de liquidación en el Hub, para cada hora.
DAHBP <sub>hb</sub>	\$/MWh	Day-Ahead Hub Bus Price at Hub Bus—El precio de la energía en el Bus del Hub <i>hb</i> , para cada hora.
DALMP <sub>b, hb</sub>	\$/MWh	Day-Ahead Locational Marginal Price (LMP) en el bus eléctrico del bus del Hub—El LMP en el bus eléctrico <i>b</i> , que es un componente del bus del Hub <i>hb</i> , para cada hora.
HUBDF <sub>hb</sub>	-	Hub Distribution Factor per Hub Bus—The distribution factor of Hub Bus <i>hb</i> .
HBDF <sub>b, hb</sub>	-	Hub Bus Distribution) en el bus eléctrico del bus del Hub —El factor de distribución del bus eléctrico <i>b</i> que es un componente del bus del Hub <i>hb</i> .
<i>B</i>	-	Bus eléctrico activado, que es un componente del bus del Hub.
<i>B<sub>hb</sub></i>	-	Número total de buses eléctricos activados en el bus del Hub <i>hb</i> .
<i>Hb</i>	-	Bbus del Hub que es cun componente del Hub.
HB	-	Número total de buses del Hub en el Hub con al menos un componente activado en cada bus del Hub.

El precio del Hub Average 345 kV es la media simple de los precios de los Hubs *North*, *South*, *Houston* y *West* para el periodo de tiempo correspondiente. El DASPP se calcula, por tanto, de la manera siguiente:

$$DASPP_{ERCOT345} = (DASPP_{North345} + DASPP_{South345} + DASPP_{Houston345} + DASPP_{West345}) / 4$$

El Hub Bus Average 345 kV está compuesto por todos los buses eléctricos de los Hubs *North*, *South*, *Houston* y *West*. El precio es la media simple de los precios de los buses de los Hubs para cada hora del intervalo de liquidación en el DAM.

El DASPP del Hub para una Hora de Operación se calcula de la manera siguiente:

$$DASPP_{ERCOT345Bus} = \sum_{hb} (HUBDF_{hb, ERCOT345Bus} * DAHBP_{hb, ERCOT345Bus}), \text{ si } HB_{ERCOT345Bus} \neq 0$$

$$DASPP_{ERCOT345Bus} = 0, \text{ si } HB_{ERCOT345Bus} = 0$$

Donde:

$$DAHBP_{hb, ERCOT345Bus} = \sum_b (HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} * DALMP_{b, hb, ERCOT345Bus})$$

$$HUBDF_{hb, ERCOT345Bus} = 1 / (HB_{North345} + HB_{South345} + HB_{Houston345} + HB_{West345})$$

Si el bus eléctrico es un componente de “North 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, North345}=0, 0, 1 / B_{hb, North345})$$

Si el bus eléctrico es un componente de “South 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, South345}=0, 0, 1 / B_{hb, South345})$$

Si el bus eléctrico es un componente de “Houston 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, Houston345}=0, 0, 1 / B_{hb, Houston345})$$

Si el bus eléctrico es un componente de “West 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, West345}=0, 0, 1 / B_{hb, West345})$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 14. Cálculo del DASPP en el Hub Bus Average (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
DASPP <sub>ERCOT345Bus</sub>	\$/MWh	Day-Ahead Settlement Point Price—El precio del punto de liquidación en el Hub, para cada hora.
DAHBP <sub>hb, ERCOT345Bus</sub>	\$/MWh	Day-Ahead Hub Bus Price at Hub Bus—El precio de la energía en el bus del Hub <i>hb</i> para cada hora.
DALMP <sub>b, hb, ERCOT345Bus</sub>	\$/MWh	Day-Ahead Locational Marginal Price at Electrical Bus of Hub Bus—El LMP en el bus eléctrico <i>b</i> que es un componente del bus del Hub <i>hb</i> , para cada hora.
HUBDF <sub>hb, ERCOT345Bus</sub>	-	Hub Distribution Factor per Hub Bus—El factor de distribución del bus del Hub <i>hb</i> .
HBDF <sub>b, hb, ERCOT345Bus</sub>	-	Hub Bus Distribution Factor per Electrical Bus of Hub Bus—El factor de distribución del bus eléctrico <i>b</i> que es un componente del bus del Hub <i>hb</i> .
<i>b</i>	-	Bus eléctrico activado que es un componente de un bus del Hub.
B <sub>hb, North345</sub>	-	Número total de buses eléctricos activados en el bus del Hub <i>hb</i> que es un componente del “North 345.”
B <sub>hb, South345</sub>	-	Número total de buses eléctricos activados en el bus del Hub <i>hb</i> que es un componente del “South 345.”
B <sub>hb, Houston345</sub>	-	Número total de buses eléctricos activados en el bus del Hub <i>hb</i> que es un componente del “Houston 345.”
B <sub>hb, West345</sub>	-	Número total de buses eléctricos activados en el bus del Hub <i>hb</i> que es un componente del “West 345.”
<i>hb</i>	-	Bus del Hhub que es un componente del Hub.
HB <sub>North345</sub>	-	Número total de buses del Hub en “North 345.”
HB <sub>South345</sub>	-	Número total de buses del Hub en “South 345.”
HB <sub>Houston345</sub>	-	Número total de buses del Hub en “Houston 345.”
HB <sub>West345</sub>	-	Número total de buses del Hub en “West 345.”

## 1.2 Liquidaciones de energía en el DAM

Una QSE que tiene una Oferta de Venta de Energía en Tres Partes liquidada en el DAM es elegible para una compensación de los costes de arranque en el DAM. Se garantiza a la QSE que el pago total recibido por un recurso asignado en el DAM no es menor que el coste total calculado en base a la capacidad de arranque, la capacidad de energía mínima y la Curva de Oferta de Energía.

### 1.2.1 Pagos de energía en el DAM

ERCOT debe pagar a la QSE un por un recurso elegible para una Hora de Operación. Cualquier oferta de servicios complementarios liquidada para la misma Operating Hour, QSE y recurso de generación como una Oferta de Venta de Energía en Tres Partes debe ser incluida en el cálculo del pago.

Para un Recurso de Generación Agregado (*Aggregate Generation Resource, AGR*), los costes de arranque deben ser escalados de acuerdo con el ratio del número máximo de sus generadores online durante un intervalo de asignación del DAM, indicado mediante telemedida, comparado con el número total de generadores registrados en el AGR y usados en el coste.

El pago para cada QSE por cada recurso de generación asignado en el DAM se calcula como sigue:

$$\text{DAMWAMT}_{q,p,r,h} = (-1) * \text{Max} (0, \text{DAMGCOST}_{q,p,r} + \sum_h \text{DAEREV}_{q,p,r,h} + \sum_h \text{DAASREV}_{q,r,h}) * \text{DAESR}_{q,p,r,h} / (\sum_h \text{DAESR}_{q,p,r,h})$$

El ingreso se calcula para cada recurso de generación asignado en el DAM se calcula como sigue:

$$\text{DAEREV}_{q,p,r,h} = (-1) * \text{DASPP}_{p,h} * \text{DAESR}_{q,p,r,h}$$

$$\text{DAASREV}_{q,r,h} = ((-1) * \text{MCPCRU}_{\text{DAM},h} * \text{PCRUR}_{r,q,\text{DAM},h}) + ((-1) * \text{MCPCRD}_{\text{DAM},h} * \text{PCRDR}_{r,q,\text{DAM},h}) + ((-1) * \text{MCPCRR}_{\text{DAM},h} * \text{PCR RR}_{r,q,\text{DAM},h}) + ((-1) * \text{MCPCNS}_{\text{DAM},h} * \text{PCNSR}_{r,q,\text{DAM},h})$$

Las anteriores variables se definen como sigue:

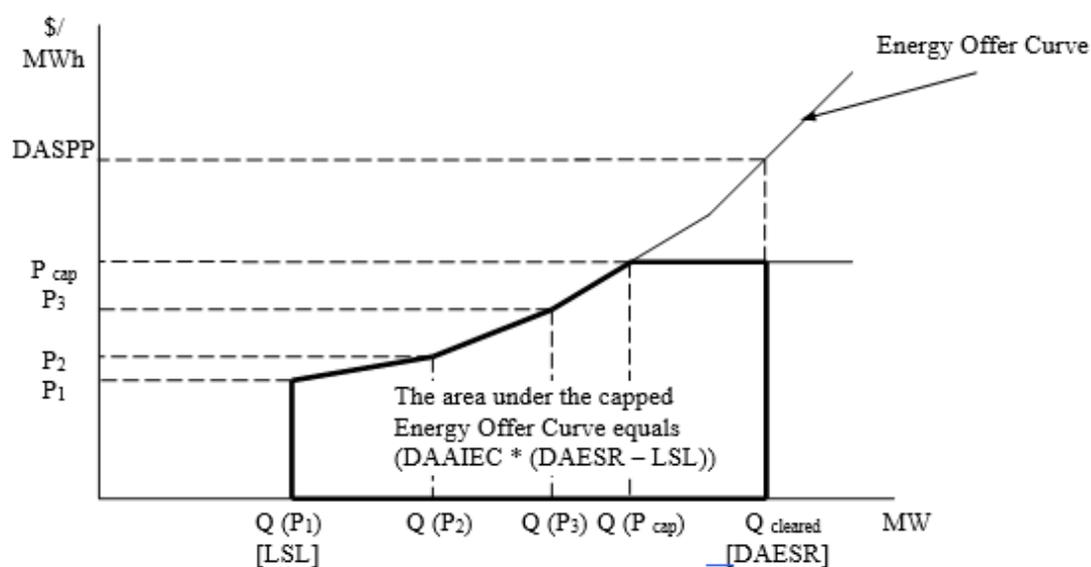
**Tabla 15. Pago a una QSE por recursos de generación asignados en el DAM (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
DAMWAMT <sub>q,p,r,h</sub>	\$	Day-Ahead Make-Whole Payment per QSE per Settlement Point per Resource per hour—Pago a la QSE q del coste de arranque y energía del recurso r asignado en el DAM en el RN p para la hora h.
DAMGCOST <sub>q,p,r</sub>	\$	Day-Ahead Market Guaranteed Amount per QSE per Settlement Point per Resource—Suma del coste de arranque y los costes de operación de energía del recurso r representado por una QSE q.
DAEREV <sub>q,p,r,h</sub>	\$	Day-Ahead Energy Revenue per QSE per Settlement Point per Resource by hour—Ingreso recibido por un recurso r representado por una QSE q, en un RN p, basado en en el precio del punto de liquidación, para la hora h.
DAASREV <sub>q,r,h</sub>	\$	Day-Ahead Ancillary Service Revenue per QSE per Resource by hour—El ingreso recibido en el DAM por un recurso r representado por una QSE q, basado en el precio de liquidación de Mercado para capacidad (Market Clearing Price for Capacity, MCPC) para cada servicio complementario, para la hora h.
DASPP <sub>p,h</sub>	\$/MWh	Day-Ahead Settlement Point Price by Settlement Point by hour—El precio del punto de liquidación en un RN p para la hora h.

Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios

Variable	Unidad	Definición
DAESR $q, p, r, h$	MW	<i>Day-Ahead Energy Sale from Resource per QSE by Settlement Point per Resource by hour</i> —La cantidad de energía liquidada a través de Ofertas de Venta de Energía en Tres Partes en el DAM para el recurso $r$ representado por la QSE $q$ en el RN $p$ para la hora $h$ .
PCRUR $r, q, DAM, h$	MW	<i>Procured Capacity for Reg-Up from Resource per Resource per QSE per hour in DAM</i> —La cantidad de capacidad Regulation Up (Reg-Up) asignada a una QSE $q$ en el DAM por un recurso $r$ para la hora $h$ .
MCPCRU $DAM, h$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity for Reg-Up per hour in DAM</i> —El MCPC para Reg-Up para la hora $h$ .
PCRDR $r, q, DAM, h$	MW	<i>Procured Capacity for Reg-Down from Resource per Resource per QSE per hour in DAM</i> —La cantidad de capacidad Regulation-Down (Reg-Down) asignada en el DAM a un recurso $r$ para la hora $h$ .
MCPCRD $DAM, h$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity for Reg-Down per hour in DAM</i> —El MCPC para Rreg-Down para la hora $h$ .
PCRRR $r, q, DAM, h$	MW	<i>Procured Capacity for Responsive Reserve from Resource per Resource per QSE per hour in DAM</i> —La cantidad de capacidad Responsive Reserve (RRS) asignada a una QSE $q$ en el DAM para un recurso $r$ para la hora $h$ .
MCPCRR $DAM, h$	\$/MW per hour	<i>Market Clearing Price for Capacity for Responsive Reserve per hour in DAM</i> —El MCPC para RRS para la hora $h$ .
PCNSR $r, q, DAM, h$	MW	<i>Procured Capacity for Non-Spin from Resource per Resource per QSE per hour in DAM</i> —La cantidad de capacidad de Non-Spinning Reserve (Non-Spin) asignada a una QSE $q$ para un recurso $r$ para la hora $h$ .
MCPCNS $DAM, h$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity for Non-Spin per hour in DAM</i> —El MCPC para Non-Spin para la hora $h$ .
$Q$	-	Una QSE.
$P$	-	Un punto de liquidación RN.
$R$	-	Un recurso de generación asignado en el DAM.
$H$	-	Una hora en el period de asignaciones del DAM.
$C$	-	Un bloque contiguo de horas asignadas en el DAM.

El cálculo del Coste Incremental de Energía para cada recurso para cada hora se ilustra con la imagen siguiente, donde  $P_{cap}$  es el límite de oferta de energía.



**Figura 24. Coste incremental de energía**

El total de los pagos a cada QSE por recursos de generación para una hora dada se calcula como sigue:

$$\text{DAMWAMTQSETOT}_q = \sum_p \sum_r \text{DAMWAMT}_{q,p,r}$$

**Tabla 16. Pago total a una QSE en el DAM (Fuente ERCOT).**

$\text{DAMWAMTQSETOT}_q$	\$	<i>Day-Ahead Make-Whole Payment QSE Total per QSE</i> —El pago total a una QSE q por los recursos de generación asignados en el DAM, representados por dicha QSE para cada hora.
$\text{DAMWAMT}_{q,p,r}$	\$	<i>Day-Ahead Make-Whole Payment per QSE per Settlement Point per Resource</i> —Pago a la QSE de los costes de arranque y de energía del recurso r asignado en el DAM en el RN p para cada hora.
$q$	none	Una QSE.
$p$	none	Un punto de liquidación..
$r$	none	Un recurso de generación asignado en el DAM.

### 1.2.2 Cobros de energía en el DAM

ERCOT debe cobrar a cada QSE que tiene alguna oferta de compra de energía o PTP Obligations liquidadas en el DAM. El cobro en el DAM a cada QSE para una hora dada se calcula como sigue:

$$\mathbf{LADAMWAMT}_q = (-1) * \mathbf{DAMWAMTTOT} * \mathbf{DAERS}_q$$

Donde:

$$\mathbf{DAMWAMTTOT} = \sum_q \mathbf{DAMWAMTQSETOT}_q$$

$$\mathbf{DAERS}_q = \mathbf{DAE}_q / \mathbf{DAETOT}$$

$$\mathbf{DAETOT} = \sum_q \mathbf{DAE}_q$$

$$\mathbf{DAE}_q = \sum_p \mathbf{DAEP}_{q,p} + \sum_j \sum_k \mathbf{RTOBL}_{q,(j,k)}$$

Las anteriores variables se definen como sigue:

**Tabla 17. Cobro total a una QSE en el DAM (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
$\mathbf{LADAMWAMT}_q$	\$	<i>Day-Ahead Make-Whole Charge</i> —El cobro asignado a la QSE q por todos los recursos elegibles asignados para cada hora.
$\mathbf{DAMWAMTTOT}$	\$	<i>Day-Ahead Make-Whole Payment Total</i> —El pago total a todas las QSEs por todos los recursos asignados en el DAM para cada hora.
$\mathbf{DAMWAMTQSETOT}_q$	\$	<i>Day-Ahead Make-Whole Payment QSE Total per QSE</i> —El total de los pagos a la QSE q por los recursos de generación asignados en el DAM representados por esta QSE para cada hora.
$\mathbf{DAERS}_q$	none	<i>Day-Ahead Energy Purchase Ratio Share per QSE</i> —La proporción de la energía total de la QSE q representada por sus Ofertas de compra de energía y PTP Obligations liquidadas en el DAM en relación con la energía total de todas las Ofertas de compra de energía y PTP Obligations de todas las QSEs, para cada hora.
$\mathbf{DAETOT}$	MW	<i>Day-Ahead Energy Total</i> —La cantidad total de energía representada por la Ofertas de compra de energía y PTP Obligations liquidadas en el DAM para cada hora.
$\mathbf{DAE}_q$	MW	<i>Day-Ahead Energy per QSE</i> — La proporción de la energía total de la QSE q representada por sus Ofertas de compra de energía y PTP Obligations liquidadas en el DAM, para cada hora.
$\mathbf{DAEP}_{q,p}$	MW	<i>Day-Ahead Energy Purchase per QSE per Settlement Point</i> — Cantidad total de energía representada por las Ofertas de compra de energía de la QSE q liquidadas en el DAM en el punto de liquidación p para cada hora.
$\mathbf{RTOBL}_{q,(j,k)}$	MW	<i>Real-Time Obligation per QSE per pair of source and sink</i> —La cantidad total de energía representada por las Ofertas PTP Obligations de la QSE q liquidadas con la Fuente j y el sumidero k, para cada hora.
$q$	none	Una QSE.

Variable	Unidad	Definición
$p$	none	Un punto de liquidación.
$j$	none	Un punto de liquidación fuente.
$k$	none	Un punto de liquidación sumidero.

### 1.3 Liquidaciones por capacidad en el RUC

#### 1.3.1 Pagos en el RUC

Para completar la diferencia cuando los ingresos que recibe un recurso asignado por el RUC son menores que sus costes, ERCOT debe calcular un pago para ese Día de Operación para ese recurso (asignado en el DRUC o el HRUC).

ERCOT debe pagar a la QSE por el recurso un pago si la garantía del RUC es mayor que la suma de:

- El ingreso de Energía Mínima del RUC.
- Ingreso menos el coste sobre el LSL durante las horas asignadas por el RUC.
- Ingreso menos el coste durante el intervalo de liquidación de la QSE.

El pago a la QSE por cada recurso asignado en el RUC, incluyendo unidades *Reliability Must-Run* (RMR), para cada hora asignada en un Día de Operación se calcula como:

$$\text{RUCMWAMT}_{q,r,h} = (-1) * \text{Max} (0, \text{RUCG}_{q,r,d} - \text{RUCMEREV}_{q,r,d} - \text{RUCEXRR}_{q,r,d} - \text{RUCEXRQC}_{q,r,d}) / \text{RUCHR}_{q,r,d}$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 18. Cálculo de los pagos en el RUC (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
$\text{RUCMWAMT}_{q,r,h}$	\$	<i>RUC Make-Whole Payment</i> —Pago a una QSE por el recurso r, para cada hora asignada del Día de Operación.
$\text{RUCG}_{q,r,d}$	\$	<i>RUC Guarantee</i> —Suma de los costs de arranque y costes de energía mínima para el recurso r durante todas las horas asignadas por el RUC, para el Día de Operación.
$\text{RUCMEREV}_{q,r,d}$	\$	<i>RUC Minimum-Energy Revenue</i> —La suma de los ingresos de energía por la generación hasta el LSL del recurso r durante todas las horas asignadas por el RUC, para el Día de Operación.
$\text{RUCEXRR}_{q,r,d}$	\$	<i>Revenue Less Cost Above LSL During RUC-Committed Hours</i> —La suma del ingreso total para el recurso r operando sobre su LSL menos el coste durante todas las horas asignadas por el RUC, para el Día de Operación.
$\text{RUCEXRQC}_{q,r,d}$	\$	<i>Revenue Less Cost During QSE Clawback Intervals</i> —La suma del ingreso total para el recurso r menos el coste durante los intervalos Clawbacks de la QSE, para el Día de Operación
$\text{RUCHR}_{q,r,d}$	-	<i>RUC Hour</i> —El número total de horas asignadas por el RUC, para el recurso r para el Día de Operación.
$q$	-	Una QSE.
$r$	-	Un recurso de generación asignado por el RUC.
$d$	-	Un Día de Operación que contiene la asignación del RUC.

Variable	Unidad	Definición
$h$	-	Una hora en el period de asignaciones del RUC.

### 1.3.2 Cobros en el RUC

Todas las QSEs que tenían capacidad reducida en cada RUC serán cobradas por ello. El cobro a cada QSE por insuficiencias de capacidad en un RUC para un intervalo de liquidación, se basa en la parte del ratio de insuficiencia de la QSE multiplicado por el total de los pagos del RUC, incluyendo las unidades RMR, a todas las QSEs, sujetas a un límite. El límite en el cobro a una QSE es el doble del total de los pagos del RUC, incluyendo las cantidades para unidades RMR, para todas las QSEs multiplicado por la insuficiencia de capacidad de la QSE para ese proceso del RUC, dividido por el total de la capacidad de todos los recursos asignados en el RUC durante ese intervalo de liquidación para el proceso del RUC. Dicho cobro se calcula para cada QSE como sigue:

$$\text{RUCCSAMT}_{ruc,i,q} = (-1) * \text{Max} [(\text{RUCSFRS}_{ruc,i,q} * \text{RUCMWAMTRUCTOT}_{ruc,h}), (2 * \text{RUCSF}_{ruc,i,q} * \text{RUCMWAMTRUCTOT}_{ruc,h} / \text{RUCCAPTOT}_{ruc,h})] / 4$$

Donde:

$$\text{RUCMWAMTRUCTOT}_{ruc,h} = \sum_q \sum_r \text{RUCMWAMT}_{ruc,q,r,h}$$

$$\text{RUCCAPTOT}_{ruc,h} = \sum_r \text{HSL}_{ruc,h,r}$$

Las anteriores variables se definen como sigue:

**Tabla 19. Cálculo de cobros en el RUC (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
$\text{RUCCSAMT}_{ruc,i,q}$	\$	<i>RUC Capacity-Short Amount</i> —El cargo a una QSE, debido a una insuficiencia de capacidad en un proceso del RUC, para un interval de liquidación de 15 minutos.
$\text{RUCMWAMTRUCTOT}_{ruc,h}$	\$	<i>RUC Make-Whole Amount Total per RUC</i> —La suma de los pagos del RUC para un proceso del RUC, incluyendo las cantidades por unidades RMR, para la hora que incluye el interval de liquidación de 15 minutos.
$\text{RUCMWAMT}_{ruc,q,r,h}$	\$	<i>RUC Make-Whole Payment</i> —El pago del RUC a una QSE por un recurso r, para un proceso del RUC, para la hora que incluye el interval de liquidación de 15 minutos.
$\text{RUCSFRS}_{ruc,i,q}$	none	<i>RUC Shortfall Ratio Share</i> —La relación entre la insuficiencia de capacidad de la QSE y la suma de todas las insuficiencias de una QSE en un proceso del RUC para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
$\text{RUCSF}_{ruc,i,q}$	MW	<i>RUC Shortfall</i> —La insuficiencia de capacidad de una QSE para un proceso del RUC para un interval de liquidación de 15 minutos.
$\text{RUCCAPTOT}_{ruc,h}$	MW	<i>RUC Capacity Total</i> —La suma de los HSLs de los recursos asignados en el RUC para un proceso del RUC, para la hora que incluye el interval de liquidación de 15 minutos.
$\text{HSL}_{ruc,h,r}$	MW	<i>High Sustained Limit</i> —El HSL del recurso de generación r, para la hora que incluye el interval de liquidación de 15 minutos.

Variable	Unidad	Definición
<i>ruc</i>	none	El proceso del RUC para el cual se calcula el cobro de insuficiencia de capacidad.
<i>i</i>	none	Un interval de liquidación de 15 minutos.
<i>q</i>	none	Una QSE.
<i>h</i>	none	La hora que incluye el interval de liquidación <i>i</i> .
<i>r</i>	none	Un recurso de generación que es asignado en el RUC para la hora que incluye el interval de liquidación <i>i</i> , como resultado del proceso del RUC.

#### 1.4 Precios de energía en el RTM

Para calcular las liquidaciones de energía a tiempo real se usan precios para Nodos Recurso (*Resource Nodes*, RN), Zonas de Carga (*Load Zones*, LZ) y *Hubs*. Para cada LMP calculado en cada interval de liquidación del proceso del SCED, a los precios de los puntos de liquidación se les aplicará un precio administrativo de -251\$/MWh después de añadir las suma del Precio de Despliegue de Fiabilidad On-Line a Tiempo Real (*Real-Time On-Line Reliability Deployment Price Adder*, RDPA) y el Precio de Reserva On-Line a Tiempo Real (*Real-Time On-Line Reserve Price Adder*, RPA).

##### 1.4.1 Precios de liquidación para Resource Nodes

El precio de liquidación a tiempo real para un RN es la media ponderada en el tiempo de la suma de los LMPs, RDPAs y RPAs a tiempo real. El precio de liquidación para un interval de liquidación de 15 minutos se calcula de la manera siguiente:

$$RTSPP = \text{Max} (-\$251, ((\sum_y (RNWF_y * (RTLMP_y + RTORPA_y + RTORDPA_y))))))$$

Donde el factor de peso del RN es:

$$RNWF_y = TLMP_y / \sum_y TLMP_y$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 20. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para un RN (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
RTSPP	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price</i> —El precio de liquidación para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTORPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reserve Price Adder per interval</i> —El RPA para el intervalo y del SCED.
RTLMP <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Locational Marginal Price per interval</i> —El LMP en el punto de liquidación para el intervalo y del SCED.
RTORDPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price Adder</i> —El RDPA que incluye el impacto del despliegue de la fiabilidad en los precios de la energía para el intervalo y del SCED.
RNWF <sub>y</sub>	-	<i>Resource Node Weighting Factor per interval</i> —El peso usado en el cálculo del precio de liquidación del RN por la parte del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación.
TLMP <sub>y</sub>	Segundo	La duración del intervalo y del SCED dentro del intervalo de liquidación.
y	-	Un intervalo del SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos. La suma es sobre el número total de ejecuciones del SCED que cubren los 15 minutos de intervalo de liquidación.

#### 1.4.2 Precios de liquidación para Load Zones

El precio de liquidación para una LZ se basa en la carga estimada en MW y la media ponderada en el tiempo de los LMPs a tiempo real en los buses eléctricos incluidos en dicha LZ. El precio de liquidación de una LZ para un intervalo de liquidación de 15 minutos se calcula de la manera siguiente:

$$\text{RTSPP} = \text{Max} (-\$251, ((\sum_y \text{TLMP}_y * \text{LZLMP}_y) / \sum_y \text{TLMP}_y) + \text{RTRSVPOR} + \text{RTRDP})$$

Para todas las LZs excepto las DC Ties:

$$\text{LZLMP}_y = \sum_b (\text{RTLMP}_{b,y} * \text{SEL}_{b,y}) / \sum_b \text{SEL}_{b,y}$$

Para una LZ que sea DC Tie:

$$\text{LZLMP}_y = \text{RTLMP}_{b,y}$$

Donde:

$$\text{RTRSVPOR} = \sum_y (\text{RNWF}_y * \text{RTORPA}_y)$$

$$\text{RTRDP} = \sum_y (\text{RNWF}_y * \text{RTORDPA}_y)$$

$$\text{RNWF}_y = \text{TLMP}_y / \sum_y \text{TLMP}_y$$

Para el cálculo de liquidación en el que se necesita un precio de liquidación a tiempo real cada 15 minutos para una LZ para realizar la liquidación de una cantidad cada 15 minutos que se representa como un valor (valor integrado para el intervalo de 15 minutos) pero varía con en cada interval del SCED dentro de ese interval de liquidación de 15 minutos, entonces debe usarse un precio de liquidación a tiempo real ponderado en la energía para realizar el cálculo, como sigue:

$$\mathbf{RTSPPEW = Max [-\$251, ( \sum_y \sum_b (RTLMP_{b,y} * LZWF_{b,y}) + RTRSVPOR + RTRDPP)]}$$

Para todas las LZs excepto las *DC Ties*:

$$LZWF_{b,y} = (SEL_{b,y} * TLMP_y) / [ \sum_y \sum_b (SEL_{b,y} * TLMP_y) ]$$

Para una *DC Tie*:

$$LZWF_{b,y} = (SEL_{b,y} * TLMP_y) / [ \sum_y \sum_b (SEL_{b,y} * TLMP_y) ]$$

$$SEL_{b,y}=1$$

Donde:

$$RTRSVPOR = \sum_y (RNWF_y * RTORPA_y)$$

$$RTRDPP = \sum_y (RNWF_y * RTORDPA_y)$$

$$RNWF_y = TLMP_y / \sum_y TLMP_y$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 21. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para una LZ (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
RTSPP	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price</i> —Precio de liquidación a tiempo real en el punto de liquidación, para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTSPPEW	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price Energy-Weighted</i> —El precio de liquidación en el punto de liquidación p, para el intervalo de liquidación de 15 minutos que se sopesado con la carga estimada de la LZ de cada intervalo del SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTLMP <sub>b, y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Locational Marginal Price at bus per interval</i> —El LMP a tiempo real en el bus eléctrico b en la LZ, para el intervalo del SCED y.
RTRSVPOR	\$/MWh	<i>Real-Time Reserve Price for On-Line Reserves</i> —El Precio Reserva para reservas On-Line para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTORPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reserve Price Adder per interval</i> —El RPA para reservas On-Line para el intervalo y del SCED.
RTRDP	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price</i> —El precio a tiempo real para el intervalo de liquidación de 15 minutos, reflejando el impacto de los despliegues de fiabilidad en los precios que es calculado mediante la RDPA On-Line a tiempo real.
RTORDPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price Adder</i> —La RDPA a tiempo real que captura el impacto de los despliegues de fiabilidad en los precios de la energía para el intervalo y del SCED.
RNWF <sub>y</sub>	-	<i>Resource Node Weighting Factor per interval</i> —El peso usado en el cálculo de los precios de liquidación de los RN del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación.
LZWF <sub>b, y</sub>	-	<i>Load Zone Weighting Factor per bus per interval</i> —El peso usado en el cálculo del precio de liquidación para una LZ para el bus eléctrico b, para la parte del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos.
LZLMP <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Load Zone Locational Marginal Price</i> —El LMP de la LZ para el intervalo y del SCED.
SEL <sub>b, y</sub>	MW	<i>State Estimator Load at bus per interval</i> —La carga del estimador de estado excluyendo la <i>Wholesale Storage Load</i> (WSL), para el bus eléctrico b en la LZ, para el intervalo y del SCED.
TLMP <sub>y</sub>	Segundo	<i>Duration of SCED interval per interval</i> —La duración del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación.
y	-	Un intervalo del SCED dentro del intervalo de liquidación. La suma es sobre el número total de ejecuciones del SCED que cubren un intervalo de liquidación de 15 minutos.
b	-	Un bus eléctrico en la LZ. La suma es sobre el total de los buses eléctricos en la LZ.

El LMP para una LZ, utilizado en la formula anterior, está basado en la carga estimada en MW y los LMPs a tiempo real en los buses eléctricos incluidos en dicha LZ. El LMP de una LZ para un intervalo del SCED se calcula de la manera siguiente:

$$LZLMP_y = \sum_b (RTLMP_{b, y} * LZWF_{b, y})$$

Para todas las LZs excepto las *DC Ties*:

$$LZWF_{b, y} = SEL_{b, y} / (\sum_b SEL_{b, y})$$

Para una *DC Tie*:

$$LZWF_{b,y} = [\text{Max}(0.001, SEL_{b,y})] / [\text{Max}(0.001, SEL_{b,y})]$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 22. Cálculo del LMP para una LZ.**

Variable	Unidad	Descripción
LZLMP <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Load Zone Locational Marginal Price</i> —El LMP de una LZ para el intervalo y del SCED.
RTLMP <sub>b,y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Locational Marginal Price at bus per SCED interval</i> —El LMP a tiempo real en el bus eléctrico b en la LZ, para el intervalo y del SCED.
LZWF <sub>b,y</sub>	-	<i>Load Zone State Estimator Load Weighting Factor per bus per SCED interval</i> —El peso usado en el cálculo del LMP de la LZ para el bus eléctrico b para el intervalo y del SCED.
SEL <sub>b,y</sub>	MW	<i>State Estimator Load at bus per SCED interval</i> —La cara del estimador de estado para el bus eléctrico b en la LZ, para el intervalo y del SCED.
y	-	Un intervalo del SCED.
b	-	Un bus eléctrico en la LZ. La suma es sobre todos los buses eléctricos en la LZ.

### 1.4.3 Precios de liquidación para Hubs

Para los Hubs North 345 kV, South 345 kV, Houston 345 kV y West 345 kV, el precio de liquidación a tiempo real para un intervalo de liquidación de 15 minutos se calcula de la siguiente manera:

$$RTSPP = \text{Max} [-\$251, (\text{RTRSVPOR} + \text{RTRDP} + \sum_{hb} (\text{HUBDF}_{hb} * (\sum_y (\text{RTHBP}_{hb,y} * \text{TLMP}_y) / (\sum_y \text{TLMP}_y))))], \text{ si HB} \neq 0$$

$$RTSPP = \text{RTSPP}_{\text{ERCOT345Bus}}, \text{ si HB} = 0$$

Donde:

$$\text{RTRSVPOR} = \sum_y (\text{RNWF}_y * \text{RTORPA}_y)$$

$$\text{RTRDP} = \sum_y (\text{RNWF}_y * \text{RTORDPA}_y)$$

$$\text{RNWF}_y = \text{TLMP}_y / \sum_y \text{TLMP}_y$$

$$\text{RTHBP}_{hb,y} = \sum_b (\text{HBDF}_{b,hb} * \text{RTLMP}_{b,hb,y})$$

$$\text{HUBDF}_{hb} = \text{IF}(\text{HB} = 0, 0, 1 / \text{HB})$$

$$\text{HBDF}_{b,hb} = \text{SI}(\text{B}_{hb} = 0, 0, 1 / \text{B}_{hb})$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 23. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para los Hubs North, South, Hhouston y West (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
RTSPP	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price</i> —El precio de liquidación a tiempo real en el Hub, para un intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTHBP <sub>hb, y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Hub Bus Price at Hub Bus per Security-Constrained Economic Dispatch (SCED) interval</i> —El precio de la energía a tiempo real en bus del Hub hb para el intervalo del SCED y.
RTRSVPOR	\$/MWh	<i>Real-Time Reserve Price for On-Line Reserves</i> —El precio de reserva a tiempo real para reservas On-Line para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTORPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reserve Price Adder per interval</i> —El RPA a tiempo real para reservas On-Line para el intervalo y del SCED.
RTRDP	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price</i> —El precio de despliegue de fiabilidad para el intervalo de liquidación de 15 minutos, que refleja el impacto del despliegue de la fiabilidad en los precios de energía, calculados de los RDPAs.
RTORDPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price Adder</i> —El RDPA que captura el impacto de los despliegues de fiabilidad en los precios de la energía para el intervalo y del SCED.
RNWF <sub>y</sub>	-	<i>Resource Node Weighting Factor per interval</i> —El peso usado en el cálculo del precio de liquidación del RN para la parte del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación.
RTLMP <sub>b, hb, y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Locational Marginal Price at Electrical Bus of Hub Bus per interval</i> —El LMP a tiempo real en el bus eléctrico b que es un componente del Bus hb del Hub, para el intervalo y del SCED.
TLMP <sub>y</sub>	segundo	<i>Duration of SCED interval per interval</i> —La duración de la parte del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos.
HUBDF <sub>hb,</sub>	-	<i>Hub Distribution Factor per Hub Bus</i> —El factor de distribución del bus hb del Hub.
HBDF <sub>b, hb,</sub>	-	<i>Hub Bus Distribution Factor per Electrical Bus of Hub Bus</i> —El factor de distribución del bus eléctrico b que es un componente del bus hb del Hub.
Y	-	Un intervalo del SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos. La suma es sobre el número total de ejecuciones del SCED que cubren un intervalo de liquidación de 15 minutos.
B	-	Bus eléctrico activado que es un componente del bus del Hub.
B <sub>hb,</sub>	-	Número total de buses eléctricos activados en el bus hb del Hub.
Hb	-	A Hub Bus that is a component of the Hub.
HB	-	El número total de buses del Hub en el Hub con al menos un componente activado en cada bus del Hub.

Para todos los *Hubs* definidos, except para el Hub Average 345 kV, el LMP del *Hub* es la media aritmética de los LMPs a tiempo real de los buses incluidos en el Hub. Para un intervalo del SCED se calcula el LMP del Hub de la manera siguiente:

$$\text{HUBLMP}_{Hub, y} = \sum_{hb} (\text{HUBDF}_{hb, Hub} * \text{RTHBP}_{hb, Hub, y}), \text{ si } \text{HB}_{Hub} \neq 0$$

$$\text{HUBLMP}_{Hub, y} = \text{HUBLMP}_{\text{ERCOT345Bus}}, \text{ si } \text{HB}_{Hub} = 0$$

Donde:

$$\text{RTHBP}_{hb, Hub, y} = \sum_b (\text{HBDF}_{b, hb, Hub} * \text{RTLMP}_{b, hb, Hub, y})$$

$$\text{HUBDF}_{hb, Hub} = 1 / \text{HB}_{Hub}, \text{ si } \text{HB}_{Hub} \neq 0$$

$$\text{HUBDF}_{hb, Hub} = 0, \text{ si } \text{HB}_{Hub} = 0$$

$$\text{HBDF}_{b, hb, Hub} = 1 / \text{B}_{hb, Hub}, \text{ si } \text{B}_{hb, Hub} \neq 0$$

$$\text{HBDF}_{b, hb, Hub} = 0, \text{ si } \text{B}_{hb, Hub} = 0$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 24. Cálculo del LMP para los *Hubs North, South, Houston, West y Bus Average*.**

Variable	Unidad	Descripción
$\text{HUBLMP}_{Hub, y}$	\$/MWh	<i>Hub Locational Marginal Price</i> —El LMP del Hub para el intervalo y del SCED.
$\text{RTHBP}_{hb, Hub, y}$	\$/MWh	<i>Real-Time Hub Bus Price at Hub Bus per SCED interval</i> —El precio de energía a tiempo real en bus hb del Hhub para el interval y del SCED.
$\text{RTLMP}_{b, hb, Hub, y}$	\$/MWh	<i>Real-Time Locational Marginal Price at Electrical Bus of Hub Bus per interval</i> —El LMP a tiempo real en el bus eléctrico b que es un componente del bus hb del Hub, para el interval y del SCED.
$\text{HUBDF}_{hb, Hub}$	-	<i>Hub Distribution Factor per Hub Bus</i> —El factor de distribución del bus del hb del Hub.
$\text{HBDF}_{b, hb, Hub}$	-	<i>Hub Bus Distribution Factor per Electrical Bus of Hub Bus</i> —El factor de distribución del bus eléctrico b que es un componente del bus hb del Hub.
$\text{B}_{hb, Hub}$	-	Número total de buses eléctrico activados en el bus hb del Hub.
$\text{HB}_{Hub}$	-	Número total de buses en el Hub con al menos un componente activado en cada bus del Hub.
<i>Hub</i>	-	Uno de los siguientes Hubs: ERCOT Bus Average 345 kV Hub, North 345 kV Hub, South 345 kV Hub, Houston 345 kV Hub, or the West 345 kV Hub
<i>hb</i>	-	Un bus del Hub que es un componente del Hub.
<i>y</i>	-	Un intervalo del SCED.
<i>b</i>	-	Un bus eléctrico activado que es un componente del bus del Hub.

Para el *Hub Average* 345 kV, el precio (igual que para el cálculo en el DAM) es la media simple de los cuatro precios en el period de tiempo que aplica de: North 345 kV, South 345 kV, Houston 345 kV y West 345 kV. Para un intervalo de liquidación de 15 minutos, el precio de liquidación del Hub se calcula de la manera siguiente:

$$\mathbf{RTSPP}_{ERCOT345} = (\mathbf{RTSPP}_{North345} + \mathbf{RTSPP}_{South345} + \mathbf{RTSPP}_{Houston345} + \mathbf{RTSPP}_{West345}) / 4$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 25. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para el *Hub Average*.**

Variable	Unidad	Definición
$\mathbf{RTSPP}_{ERCOT345}$	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price at ERCOT 345</i> —El precio de liquidación a tiempo real del Hub ERCOT 345 para el interval de liquidación de 15 minutos.
$\mathbf{RTSPP}_{North345}$	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price at North 345</i> —El precio de liquidación a tiempo real del Hub North 345 para el interval de liquidación de 15 minutos.
$\mathbf{RTSPP}_{South345}$	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price at South 345</i> —El precio de liquidación a tiempo real del Hub South 345 para el interval de liquidación de 15 minutos.
$\mathbf{RTSPP}_{Houston345}$	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price at Houston 345</i> —El precio de liquidación a tiempo real del Hub Houston 345 para el interval de liquidación de 15 minutos.
$\mathbf{RTSPP}_{West345}$	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price at West 345</i> —El precio de liquidación a tiempo real del Hub West 345 para el interval de liquidación de 15 minutos.

Para el *Hub Bus Average* 345 kV, el precio de liquidación a tiempo real para un interval de liquidación de 15 minutos se calcula de la manera siguiente:

$$\mathbf{RTSPP}_{ERCOT345Bus} = \mathbf{Max} [-\$251, (\mathbf{RTRSVPOR} + \mathbf{RTRDP} +$$

$$\sum_{hb} (\mathbf{HUBDF}_{hb, ERCOT345Bus} * (\sum_y (\mathbf{RTHBP}_{hb, ERCOT345Bus, y} * \mathbf{TLMP}_y) / (\sum_y \mathbf{TLMP}_y)))] , \text{ si}$$

$$\mathbf{HB}_{ERCOT345Bus} \neq 0$$

$$\mathbf{RTSPP}_{ERCOT345Bus} = 0, \text{ if } \mathbf{HB}_{ERCOT345Bus} = 0$$

Donde:

$$\mathbf{RTRSVPOR} = \sum_y (\mathbf{RNWF}_y * \mathbf{RTORPA}_y)$$

$$\mathbf{RTRDP} = \sum_y (\mathbf{RNWF}_y * \mathbf{RTORDPA}_y)$$

$$\mathbf{RNWF}_y = \mathbf{TLMP}_y / \sum_y \mathbf{TLMP}_y$$

$$\mathbf{RTHBP}_{hb, ERCOT345Bus, y} = \sum_b (\mathbf{HBDF}_{b, hb, ERCOT345Bus} * \mathbf{RTLMP}_{b, hb, ERCOT345Bus, y})$$

$$\mathbf{HUBDF}_{hb, ERCOT345Bus} = 1 / (\mathbf{HB}_{North345} + \mathbf{HB}_{South345} + \mathbf{HB}_{Houston345} + \mathbf{HB}_{West345})$$

Si el bus eléctrico b es un componente del “North 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, North345}=0, 0, 1 / B_{hb, North345})$$

Si el bus eléctrico b es un componente del “South 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, South345}=0, 0, 1 / B_{hb, South345})$$

Si el bus eléctrico b es un componente del “Houston 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, Houston345}=0, 0, 1 / B_{hb, Houston345})$$

Si el bus eléctrico b es un componente del “West 345”:

$$HBDF_{b, hb, ERCOT345Bus} = SI (B_{hb, West345}=0, 0, 1 / B_{hb, West345})$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 26. Cálculo del precio de liquidación a tiempo real para el Hub Bus Average (Fuente ERCOT).**

Variable	Unit	Description
RTSPP <sub>ERCOT345Bus</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price</i> —Precio de liquidación a tiempo real del Hub, para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTRSVPOR	\$/MWh	<i>Real-Time Reserve Price for On-Line Reserves</i> —El precio de reserva a tiempo real para reservas On-Line para el intervalo de liquidación de 15 minutos.
RTORPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reserve Price Adder per interval</i> —El RPA a tiempo real para el intervalo y del SCED.
RTRDP	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price</i> —El precio a tiempo real para el intervalo de liquidación de The Real-Time price minutos, que refleja el impacto de los despliegues de fiabilidad en los precios de la energía que se calculan de los RDPA.
RTORDPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reliability Deployment Price Adder</i> —El RDPA que captura el impacto de los despliegues de fiabilidad en los precios de la energía para el intervalo y del SCED.
RNWF <sub>y</sub>	none	<i>Resource Node Weighting Factor per interval</i> —El peso usado en el precio de liquidación en el RN por la parte del intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación.
RTHBP <sub>hb, ERCOT345Bus, y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Hub Bus Price at Hub Bus per SCED interval</i> —El precio de la energía a tiempo real en el Bus hb del Hub para el intervalo y del SCED.
RTLMP <sub>b, hb, ERCOT345Bus, y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Locational Marginal Price at Electrical Bus of Hub Bus per interval</i> —El LMP a tiempo real del bus eléctrico b que es un componente del Bus hb del Hub para el intervalo y del SCED.
TLMP <sub>y</sub>	second	<i>Duration of SCED interval per interval</i> —La duración de un intervalo y del SCED en el intervalo de liquidación de The duration of the minutos.
HUBDF <sub>hb, ERCOT345Bus</sub>	none	<i>Hub Distribution Factor per Hub Bus</i> —El factor de distribución del bus hb del Hub.
HBDF <sub>b, hb, ERCOT345Bus</sub>	none	<i>Hub Bus Distribution Factor per Electrical Bus of Hub Bus</i> —El factor de distribución del bus eléctrico b que es un componente del bus hb del Hub.

Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios

Variable	Unit	Description
$y$	none	Un interval del SCED en el interval de liquidación. La suma es sobre el número total de ejecuciones del SCED que cubren un interval de liquidación de A SCED interval in the 15 minutos.
$b$	none	Un bus eléctrico activado que es un componente del bus del Hub.
$B_{hb, North345}$	none	El número total de buses eléctricos activados en el bus hb del Hub que es un componente del "North 345."
$B_{hb, South345}$	none	El número total de buses eléctricos activados en el bus hb del Hub que es un componente del "South 345."
$B_{hb, Houston345}$	none	El número total de buses eléctricos activados en el bus hb del Hub que es un componente del "Houston 345."
$B_{hb, West345}$	none	El número total de buses eléctricos activados en el bus hb del Hub que es un componente del "West 345."
$hb$	none	Un bus del Hub que es componente del Hub.
$HB_{North345}$	none	Número total de buses del Hub "North 345."
$HB_{South345}$	none	Número total de buses del Hub "South 345."
$HB_{Houston345}$	none	Número total de buses del Hub "Houston 345."
$HB_{West345}$	none	Número total de buses del Hub "West 345."

El LMP para el *Hub Average 345 kV*, utilizado en la formula anterior, para un interval del SCED se calcula de la manera siguiente:

$$HUBLMP_{ERCOT345, y} = (HUBLMP_{NORTH345, y} + HUBLMP_{SOUTH345, y} + HUBLMP_{HOUSTON345, y} + HUBLMP_{WEST345, y}) / 4$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 27. Cálculo del LMP para el *Hub Average 345 Kv* (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
$HUBLMP_{ERCOT345, y}$	\$/MWh	<i>Hub Locational Marginal Price for the ERCOT345</i> —El LMP para el Hub Average 345 kV Hub (ERCOT 345), para el interval y del SCED.
$HUBLMP_{NORTH345, y}$	\$/MWh	<i>Hub Locational Marginal Price for the NORTH345</i> —El LMP para el Hub North 345 kV Hub (NORTH 345), para el interval y del SCED.
$HUBLMP_{SOUTH345, y}$	\$/MWh	<i>Hub Locational Marginal Price for the SOUTH345</i> —El LMP para el Hub South 345 kV Hub (SOUTH 345), para el interval y del SCED.
$HUBLMP_{HOUSTON345, y}$	\$/MWh	<i>Hub Locational Marginal Price for the HOUSTON345</i> —El LMP para el Hub Houston 345 kV Hub (HOUSTON 345), para el interval y del SCED.
$HUBLMP_{WEST345, y}$	\$/MWh	<i>Hub Locational Marginal Price for the WEST345</i> —El LMP para el Hub West 345 kV Hub (WEST 345), para el interval y del SCED.

## 1.5 Liquidación de servicios complementarios en el DAM

ERCOT debe pagar a cada QSE que proporcione servicios complementarios gestionados en el DAM la cantidad de capacidad en MW gestionados por la QSE multiplicado por el Precio de Liquidación de Capacidad (*Market Clearing Price for Capacity*, MCPC) para el servicio complementario proporcionado, expresado en \$/MW. Cada QSE debe pagar por su parte gestionada por ERCOT en el DAM.

### 1.5.1 Pagos por servicios complementarios en el DAM

ERCOT debe pagar a cada QSE cuyas Ofertas de Servicios Complementarios fueron liquidadas en el DAM, para cada hora. La ecuación que se presenta a continuación es aplicable a los cuatro tipos de servicios complementarios gestionados:

$$PCAMT_q = (-1) * MCPCRU_{DAM} * PC_q$$

Donde:

$$PC_q = \sum_r PCR_{r,q,DAM}$$

Las anteriores variables se definen como sigue:

**Tabla 28. Cálculo del pago de servicios complementarios en el DAM (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
$PCAMT_q$	\$	<i>Procured Capacity Amount per QSE in DAM</i> —Pago del servicio complementario en el DAM a la QSE q para cada hora.
$PC_q$	MW	<i>Procured Capacity per QSE in DAM</i> —Cantidad total de servicio asignada a la QSE q en el DAM por todos los recursos representados por dicha QSE para cada hora.
$PCR_{r,q,DAM}$	MW	<i>Procured Capacity from Resource per Resource per QSE in DAM</i> —Cantidad de capacidad asignada a la QSE q en el DAM por el recurso r para cada hora.
$MCPC_{DAM}$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity in DAM</i> —El MCPC del DAM para cada hora.
r	-	Un recurso,
q	-	Una QSE.

### 1.5.2 Cobros por servicios complementarios en el DAM

Cada QSE debe pagar a ERCOT o ser pagado por ERCOT por cada servicio complementario prestado para cada hora como sigue:

$$DAAMT_q = DAPR * DARUQ_q$$

Donde:

$$DAPR = (-1) * PCAMTTOT / DAQTOT$$

$$PCAMTTOT = \sum_q PCAMT_q$$

$$DAQTOT = \sum_q DAQ_q$$

$$DAQ_q = DAO_q - DASAQ_q$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 29. Cálculo del cobro de servicios complementarios en el DAM (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Definición
DAAMT <sub>q</sub>	\$	<i>Day-Ahead Amount per QSE</i> —Parte del coste del servicio complementario asociado a la QSE q, para cada hora.
DAPR	\$/MW per hour	<i>Day-Ahead Price</i> —El precio diario del servicio complementario para cada hora.
DAQ <sub>q</sub>	MW	<i>Day-Ahead Quantity per QSE</i> —La obligación diaria del servicio complementario de la QSE q menos la cantidad de servicio complementario auto-asignada por la QSE para cada hora.
PCAMTTOT	\$	<i>Procured Capacity Amount Total in DAM</i> —Los pagos diarios totales a las QSEs por el servicio complementario para cada hora.
PCAMT <sub>q</sub>	\$	<i>Procured Capacity Amount per QSE in DAM</i> —El pago por el servicio complementario a la QSE q para cada hora.
DAQTOT	MW	<i>Day-Ahead Quantity Total</i> —La suma de todas las obligaciones de todos los servicios complementarios de la QSE menos la cantidad del servicio complementario en cuestión auto-programada para cada hora
DAO <sub>q</sub>	MW	<i>Day-Ahead Obligation per QSE</i> —La obligación de capacidad del servicio complementario para la QSE q para el DAM para cada hora.
DASAQ <sub>q</sub>	MW	<i>Day-Ahead Self-Arranged Quantity per QSE</i> —La cantidad del servicio complementario auto-programada enviada por la QSE q antes de las 10:00.
q	-	Una QSE.

## 1.6 Liquidación de servicios complementarios en el RTM

### 1.6.1 Pagos por capacidad de servicios complementarios vendidos en el SASM o RSASM

Si se ejecuta un SASM o RSASM para una o más Horas de Operación, ERCOT debe pagar a las QSEs por sus ofertas de servicios complementarios liquidadas en dichos mercados, basándose en el MCPC para cada servicio. El pago a una QSE para una Hora de Operación se calcula de la misma manera para cada tipo de servicio complementario, y es la siguiente:

$$RTPCAMT_{q,m} = (-1) * MCPC_m * RTPC_{q,m}$$

Donde:

$$RTPC_{q,m} = \sum_r PCR_{q,r,m}$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 30. Cálculo del pago por capacidad de servicios complementarios en el SASM o RSASM (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
RTPCAMT <sub>q, m</sub>	\$	<i>Procured Capacity Amount by QSE by market</i> —El pago a una QSE q por las Ofertas del servicio complementario liquidadas en el Mercado m para proporcionar dicho servicio complementario, para cada hora.
MCPC <sub>m</sub>	\$/MW per hour	<i>Market Clearing Price for Capacity by market</i> —El MCPC para ese servicio complementario en el Mercado m, para cada hora.
RTPC <sub>q, m</sub>	MW	<i>Procured Capacity by QSE by market</i> —La parte de las Ofertas de servicios complementarios de la QSE q liquidadas en el Mercado m para proporcionar el servicio complementario, para cada hora.
PCR <sub>q, r, m</sub>	MW	<i>Procured Capacity for Reg-Up from Resource per Resource per QSE by market</i> —La cantidad de capacidad del servicio complementario asignada a la QSE q en el Mercado m para el recurso r para cada hora.
m	-	Un Mercado de servicios complementarios (SASM o RSASM).
q	-	Una QSE.
r	-	Un recurso de generación.

### 1.6.2 Pagos por capacidad de servicios complementarios asignados en operaciones del RTM

Los recursos que hayan recibido asignaciones de servicios complementarios debido a una posible condición de emergencia deben recibir un pago por las reservas de servicios complementarios no desplegadas. ERCOT realizará una instrucción de despacho a todas las QSE que tengan recursos On-Line con una asignación de servicio complementario. Las QSEs deben mandar una notificación de liquidación para ser consideradas en el pago de servicios complementarios asignados a tiempo real. Este pago a cada QSE y recurso, para intervalos de liquidación de 15 minutos en los cuales el recurso recibió una asignación de servicio complementario, se realizará cuando el recurso sea despachado a su HASL en al menos un intervalo del SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos. El pago se calcula de la misma manera para cada tipo de servicio complementario, y es la siguiente:

$$\mathbf{RTAUAMT}_{q,r,p,i} = (-1) * 1/4 * \mathbf{RTAUR}_{q,r,p} * (\mathbf{RTSPP}_{p,i} - \mathbf{RTRSVPOR})$$

Donde:

$$\mathbf{RTRSVPOR} = \sum_y (\mathbf{RNWF}_y * \mathbf{RTORPA}_y)$$

$$\mathbf{RNWF}_y = \mathbf{TLMP}_y / \sum_y \mathbf{TLMP}_y$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 31. Cálculo del pago por servicios complementarios a tiempo real (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
RTAUAMT <sub>q,r,p,i</sub>	\$	<i>Real-Time Assigned Un-Deployed Payment Amount per Resource per QSE</i> — Los pagos a una QSE q por una asignación de service complementarios no desplegado a tiempo real en el recurso r en el punto de liquidación p para el
RTAUR <sub>q,r,p</sub>	MW	<i>Real-Time Assigned Un-Deployed Quantity per Resource per QSE</i> —La cantidad de un servicio complementario no desplegado asignado bajo una posible condición de emergencia a una QSE q por un recurso r en un interval de liquidación p para cada hora.
RTSPP <sub>p,i</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time Settlement Point Price per Settlement Point</i> —El precio de liquidación a tiempo real en el punto de liquidación p para un interval de liquidación i.
RTRSVPOR	\$/MWh	<i>Real-Time Reserve Price for On-Line Reserves</i> —El precio reserve a tiempo real para reervas On-Line para el interval de liquidación de 15 minutos.
TLMP <sub>y</sub>	segundo	<i>Duration of SCED interval per interval</i> —La duración del interval y del SCED.
RNWF <sub>y</sub>	-	<i>Resource Node Weighting Factor per interval</i> —El peso usado en el cálculo del precio de liquidación del RN para la parte del intervalo y del SCED en el interval de liquidación de 15 minutos.
RTORPA <sub>y</sub>	\$/MWh	<i>Real-Time On-Line Reserve Price Adder per interval</i> —El RPA para el interval y del SCED.
q	-	Una QSE.
r	-	Un recurso de generación que fue asignado por la QSE para presetar un servicio complementario.
p	-	Un punto de liquidación para el RN que fue asignado un servicio complementario por la QSE.
i	-	Un interval de liquidación de 15 minutos en la Hora de Operación.
y	-	Un interval del SCED en el interval de liquidación de 15 minutos.

### 1.6.3 Cobros por incapacidad de suministro de servicios complementarios debido a restricciones de transporte

Se realizará un cobro la QSE que no sea capaz de cumplir su responsabilidad de suministro debido a restricciones en el transporte, sea o no necesario ejecutar un SASM. Se realiza el mismo cálculo para los distintos tipos de servicios complementarios, y es el siguiente:

$$RUINFQAMT_q = MCPCRU_{DAM} * RUINFQ_q$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 32. Cobro por incapacidad de suministro de servicios complementarios (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
$INFQAMT_q$	\$	<i>Infeasible Quantity Amount per QSE</i> — El cobro a una QSE q por su capacidad total asociada con un despliegue inviable del servicio complementario, para cada hora.
$MCPC_{DAM}$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity in DAM</i> —El MCPC del para el servicio complementario para cada hora.
$INFQ_q$	MW	<i>Infeasible Quantity per Resource per QSE</i> —Capacidad total de la QSE q asociada con un despliegue inviable del servicio complementario para cada hora.
$q$	-	Una QSE.

#### 1.6.4 Cobro por la sustitución de servicios complementarios debido a fallo de suministro

Se realiza un cobro a la QSE que no cumple con su responsabilidad de suministro de servicios complementarios, sea o no necesario la ejecución del SASM. Se calcula basándose en el mayor MCPC del DAM o de cualquier SASM para la misma Hora de Operación. En la cantidad fallida se incluye el cobro a la QSE que reduce su responsabilidad de suministro de servicio complementario por un RSASM, el cual esta basado en MCPC liquidado asociado al RSASM. El cobro se calcula de la misma manera para cualquier tipo de servicio complementario fallido, y es la siguiente:

$$FQAMT_{QSETOT\ q} = FQAMT_{q+} + RFQAMT_q$$

Donde:

$$FQAMT_q = ( \underset{m}{Max} (MCPC_m) * FQ_q )$$

$$RFQAMT_q = MCPC_{rs} * RFQ_{q,rs}$$

Las variables anteriores se definen como sigue:

**Tabla 33. Cobro por sustitución de suministro de servicios complementarios debido a un fallo de suministro (Fuente ERCOT).**

Variable	Unidad	Descripción
$FQAMTQSETOT_q$	\$	<i>Failure Quantity Amount per QSE</i> —Cobro total a una QSE $q$ por su capacidad total asociada con los fallos y reducciones de reconfiguración de su responsabilidad de suministro de servicio complementario, para cada hora.
$RFQAMT_q$	\$	<i>Reconfiguration Failure Quantity Amount per QSE</i> —El cobro a una QSE $q$ por su capacidad total asociada con las reducciones de reconfiguración de su responsabilidad de suministro de servicios complementarios, para cada hora.
$FQAMT_q$	\$	<i>Failure Quantity Amount per QSE</i> —El cobro a una QSE $q$ por su capacidad total asociada con fallos en su responsabilidad de suministro de servicio complementario, para cada hora.
$MCPC_m$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity by market</i> —The MCPC para el servicio complementario en el Mercado $m$ , para cada hora.
$MCPC_{rs}$	\$/MW por hora	<i>Market Clearing Price for Capacity by RSASM</i> —El MCPC para el servicio complementario en el RSASM $rs$ , para cada hora.
$FQ_q$	MW	<i>Failure Quantity per QSE</i> —Capacidad total de la QSE $q$ asociada con fallos en su responsabilidad de servicios complementarios, para cada hora.
$RFQ_{q,rs}$	MW	<i>Reconfiguration Failure Quantity per QSE</i> — Capacidad total de la QSE $q$ asociada con reducciones de su reconfiguración en su responsabilidad de servicios complementarios, para cada hora.
$rs$	-	El RSASM para una Hora de Operación dada..
$m$	-	El DAM, SASM, or RSASM para una Hora de Operación dada.
$q$	-	Una QSE.

## ANEJO 2. LISTADO DE ACRÓNIMOS

<b>Acrónimo</b>	<b>Significado</b>
ACE	Area Control Error
AGC	Automatic Generation System
BI	Block & Index
BSS	Black Start Service
CLR	Controllable Load Resource
COP	Current Operating Plan
CP	Counter Party
CPP	Critical Peak Pricing
CR	Competitive Retailer
CRR	Congestion Revenue Right
CRRAH	CRR Account Holder
DAM	Day-Ahead Market
DR	Demand Response
DRUC	Day-Ahead Reliability Unit Commitment
DSR	Dinamically Scheduled Resource
EEA	Energy Emergency Alert
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ERS	Emergency Response Service
ESI ID	Electric Service Identifier
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
HASL	High Ancillary Service Limit
HRUC	Hourly Reliability Unit Commitment
HSL	High Sustained Limit
IOU	Investor Owned Utility
IRR	Intermittent Renewable Resource
ISO	Independent System Operator
LASL	Low Ancillary Service Limit
LFC	Load Frequency Control
LMP	Locational Marginal Price
LMP	Load Management Program
LPC	Low Power Consumption
LSE	Load Serving Entity
LSL	Low Sustained Limit
LZ	Load Zone
MCPC	Market Clearing Price for Capacity
MIS	Market Information System
MOU	Municipally Owned Utility
MPC	Minimum Power Consumption
NCLR	Non-Controllable Load Resource
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NOIE	Non-Opt-in Entity
OTH	Other Load Control DR Product
PCRR	Pre-Assigned Congestion Revenue Right
PGC	Power Generation Company
PM	Power Marketer
POI	Point of Interconnection
PTR	Peak Time Rebate
PUCT	Public Utility Commission of Texas
PURA	Public Utility Regulatory Act
QF	Qualifying Facility

Análisis del mercado eléctrico de Texas y su adecuación en cuanto a la aplicación de estrategias de respuesta de la demanda para la provisión de servicios complementarios

<b>QSE</b>	Qualified Scheduling Entity
<b>RE</b>	Resource Entity
<b>REP</b>	Retail Electric Provider
<b>RMR</b>	Reliability Must Run
<b>RN</b>	Resource Node
<b>RRS</b>	Responsive Reserve Service
<b>RSASM</b>	Reconfiguration Supplemental Ancillary Services Market
<b>RTM</b>	Real-Time Market
<b>RTO</b>	Regional Transmission Operation
<b>RUC</b>	Reliability Unit Commitment
<b>SASM</b>	Supplemental Ancillary Services Market
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SCED</b>	Security-Constrained Economic Dispatch
<b>SFT</b>	Simultaneous Feasibility Test
<b>SWAP</b>	System Wide Offer Cap
<b>TDSP</b>	Transmission and Distribution Service Providers
<b>TOU</b>	Time of Use
<b>UFR</b>	Under Frequency Relay
<b>URL</b>	Unit Reactive Limit
<b>VSS</b>	Voltage Support Service
<b>WRUC</b>	Weakly Reliability Unit Commitment
<b>4CP</b>	Four Coincident Peak