

# Trabajo de Fin de Máster

## Sistemas de Energía Eléctrica

Estudio comparativo del uso de precios nodales de la energía eléctrica frente a un sistema de precio homogéneo

Autor: Julio César Lorenzo García

Tutores: Jose Luis Martínez Ramos

Alejandro Marano Marcolini

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2017





Trabajo de Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

# **Estudio comparativo del uso de precios nodales de la energía eléctrica frente a un sistema de precio homogéneo**

Autor:

Julio César Lorenzo García

Tutores:

José Luis Martínez Ramos

Alejandro Marano Marcolini

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Carrera: Estudio comparativo del uso de precios nodales de la energía eléctrica frente a un sistema de precio homogéneo

Autor: Julio César Lorenzo García

Tutor: José Luis Martínez Ramos  
Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal



# Índice

---

<b>Índice</b>	<b>7</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>8</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>9</b>
<b>Índice de anexos</b>	¡Error! Marcador no definido.
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Objetivos</i>	2
1.1.1 Objetivo general	2
1.1.2 Objetivos específicos	2
<b>2 Industria Eléctrica en la República Dominicana</b>	<b>11</b>
2.1 <i>Estructura Institucional y Organizativa del Sector Eléctrico Dominicano</i>	12
2.1.1 Comisión Nacional de Energía [4]	13
2.1.2 Superintendencia de Electricidad	14
2.1.3 Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado – OCSENI-	14
2.1.4 Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales –CDEEE-	15
2.1.5 Empresas de Generación	15
2.1.6 Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana	18
2.1.7 Empresas de Distribución	18
2.2 <i>Mercado Eléctrico Dominicano</i>	18
2.2.1 Mercado de Contratos [3]	19
2.2.2 Mercado Spot [2]	19
2.2.3 Modelo de Despacho uninodal considerando pérdidas [9]	21
2.3 <i>Otros mercados eléctricos: Interconexión PJM, Pennsylvania – New Jersey – Maryland [10]</i>	23
2.3.1 Zona de Operación	24
2.3.2 Estructura y funcionamiento	25
2.3.3 Day-Ahead Market	25
2.3.4 Real-Time Market	26
2.3.5 Financial Transmission Rights (FTR)	26
2.4 <i>Precios nodales [11]</i>	26
2.4.1 Modelos de despacho empleados para el calculo de precios nodales [11]	27
2.4.2 Modelo DCOPF sin pérdidas	27
2.4.3 Modelo ACOPF	28
2.4.4 Modelo DCOPF considerando pérdidas	29
2.4.5 Algunas observaciones sobre los precios nodales	32
<b>3 Casos de Estudio</b>	<b>33</b>
3.1 <i>Metodología de análisis</i>	34
3.2 <i>Modelo de casación actual de la República Dominicana</i>	34
3.3 <i>Casación de mercado con DCOPF sin pérdidas y ACOPF, red de 14 nodos IEEE</i>	36
3.4 <i>Casación del mercado eléctrico dominicano con DCOPF sin pérdidas</i>	42
<b>4 Conclusiones</b>	<b>47</b>
<b>Referencias</b>	<b>48</b>
<b>Anexos</b>	<b>49</b>

---

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2–1 Capacidad instalada y tipo de generación por empresa	16
Tabla 3–1 Datos de generación Red 14 nodos de la IEEE	36
Tabla 3–2 Demanda asociada a cada nudo, red de 14 nudos IEEE	36
Tabla 3–3 Datos Red de 14 nudos de la IEEE	37
Tabla 3–4 Flujos de potencia resultantes de un despacho económico sin la red	38
Tabla 3–5 Precios nodales, red 14 nodos IEEE con DCOPF sin pérdidas	39
Tabla 3–6 Flujo de potencia resultante por rama, con DCOPF sin pérdidas	39
Tabla 3–7 Despacho de potencia de los generadores, según DCOPF sin pérdidas	40
Tabla 3–8 Precios nodales, red 14 nodos IEEE con ACOPF.	40
Tabla 3–9 Escenario de generación resultante ACOPF, Red 14 nodos IEEE	41
Tabla 3–10 Flujo de potencia resultante por rama con ACOPF	41

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 2–1 Estructura del subsector eléctrico dominicano [3]	13
Figura 2–2 Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2015 [7].	17
Figura 2–3 Porcentaje de capacidad instalada según fuente de energía primaria [7].	17
Figura 2–4 Áreas de concesión de las empresas distribuidoras	18
Figura 2–2–5 Modelo de mercado [3]	20
Figura 2–2–6 Operadores RTO de Estados Unidos	24
Figura 2–2–7 Redes de Transporte PJM	24
Figura 2–2–8 Estructura del Mercado	26
Figura 3–1 Parque de generación disponible, 19 de septiembre 2016.	34
Figura 3–2 Curvas de demanda del 19 de septiembre del 2016 (MW)	35
Figura 3–3 Simulación de coste marginal y factores de nodo SENI, 19 septiembre 2016, 2 a.m.	35
Figura 3–4 Topología Red de 14 nudos de la IEEE	37
Figura 3–5 Precios resultantes por nudo, DCOPF sin pérdidas Vs ACOPF	40
Figura 3–6 Casación con DCOPF sin pérdidas Vs Modelo de casación actual de República Dominicana	42
Figura 3–7 Cargabilidad del sistema de transmisión	43
Figura 3–8 Escenario de Generación resultante con DCOPF sin pérdidas.	43
Figura 3–9 Desviaciones en generación impuestas por el sistema de transmisión.	44
Figura 3–10 Precios nodales resultantes para dos escenarios de demanda diferentes	45
Figura 3–11 Cargabilidad del sistema de transmisión para el escenario 2	45
Figura 3–13 Potencias generadas: Escenario 1 vs Escenario 2	46



# 1 INTRODUCCIÓN

---

**D**urante décadas, en muchos países los mercados de energía eléctrica con estructura regulada han cambiado a mercados con estructura competitiva. En principio, para garantizar el abastecimiento seguro de energía eléctrica se desarrollaron los mercados de electricidad regulados con estructura centralizada. Sin embargo, algunas cuestiones sobre los precios de la electricidad han surgido debido a la estructura centralizada. En primer lugar, los consumidores no pueden darse cuenta de si los precios actuales de la electricidad son apropiados o no. En segundo lugar, los proveedores de electricidad en los mercados centralizados no parecen reducir los precios de la electricidad. Por lo tanto, estas cuestiones han impulsado la desregulación de los mercados de la electricidad [1].

Bajo este esquema, la desregulación tiene por objeto fomentar la competencia en los mercados de energía eléctrica para reducir los precios y maximizar el bienestar social. De manera que el sistema de precios es crucial para la reestructuración de la industria eléctrica y dependerán de las reglas del mercado que se trate. En este sentido ha surgido el concepto de precios nodales de la energía, implementado con éxito en uno de los mercados competitivos más grande del mundo, la interconexión Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM), con más de 830 empresas miembro y que sirve a más de 60 millones de usuarios. PJM incorpora la red de transporte al algoritmo de casación y hace que el resultado respete todas las restricciones.

Por su parte, el sector eléctrico dominicano funcionó desde el 1955 hasta 1999 en una estructura verticalmente integrada, bajo el control y administración exclusiva de la estatal Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). En 1996 se inicia una reforma sin precedente del sector eléctrico dominicano que consistió en la desintegración y separación de las actividades de la industria, en generación, transmisión y distribución, según el modelo chileno ejecutado exitosamente en la década de los 80. La incorporación de la inversión privada se limitó a las áreas de generación térmica y de distribución, a través del esquema de capitalización ejecutado en Bolivia en 1995, mediante la asociación Estado – sector privado para constituir nuevas empresas con participación accionaria igualitaria (50% cada uno), y que la inyección del capital del socio privado fuera directamente como capital de trabajo para cubrir las operaciones y expansión de las empresas creadas [2].

A diferencia del sistema PJM, el modelo de despacho y fijación de precios del mercado eléctrico dominicano es denominado como uninodal, y se caracteriza por calcular un coste marginal único para todo el sistema eléctrico (precio homogéneo), no diferenciando costes marginales por nodo (precios nodales). En el caso dominicano no se realiza una modelación explícita de los sistemas de transmisión, es decir, solo se considera el efecto de las pérdidas óhmicas, sin considerar los flujos máximos de potencia que pueden transportar las redes eléctricas. No obstante, con este modelo es posible diferenciar el efecto que cada generador tiene en las pérdidas óhmicas del sistema, según sea su ubicación relativa respecto de los centros de carga, pudiendo generar consecuencias económicas importantes en la explotación del sistema eléctrico.

En este trabajo se hace un estudio comparativo de como resultaría la casación del mercado eléctrico dominicano de implementarse el sistema de precios nodales. En la primera parte de este trabajo se describirán los aspectos

regulatorios del mercado eléctrico dominicano, posteriormente se analizarán los modelos de mercado de energía eléctrica de República Dominicana y Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM). Una vez agotada esta primera parte se introducirá el concepto de precios nodales y los diferentes modelos de flujo óptimo de cargas empleados para dar solución a este problema. Por último, se harán simulaciones de mercado sobre el sistema eléctrico dominicano sobre un escenario de demanda conveniente, donde podremos establecer una comparativa entre cómo se comportaría el mercado si funcionara con precios nodales.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo general**

Comparar como resultarían los costes marginales del sistema eléctrico dominicano de implementarse un despacho económico que dé los precios nodales como consecuencia de las restricciones operativas de las redes de transporte.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Estudiar los mecanismos de casación del Mercado Eléctrico Dominicano y mercados como el PJM.
- Hacer simulaciones en GAMs con flujos óptimos de carga sobre el sistema eléctrico dominicano, para la obtención de precios nodales.
- Comparar el uso de precios nodales de la energía frente al sistema de casación actual de República Dominicana.

## 2 INDUSTRIA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

---

El inicio de la producción y suministro de energía eléctrica se puede considerar coincidente con la independencia y formación de la República Dominicana, que parte a finales del siglo XIX con la instalación de pequeñas unidades de producción de energía que se encendían por períodos limitados para suministrar electricidad a algunas industrias y a la población urbana, principalmente en la noche. Sin embargo, la formación como un sector integrado se considera a partir del año 1928 (año en que arranca el Sistema Eléctrico Nacional) cuando mediante Decreto Presidencial se autorizó la creación de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo (empresa de capital extranjero procedente de EE.UU). Ésta quedó encargada de producir, construir, rehabilitar y extender las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica en todo el país [2].

En el año 1955 el Gobierno Dominicano modificó el sector eléctrico al adquirir la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, creando -por el Decreto No. 555- la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), a la cual se le asignó la responsabilidad de mantener, extender y generar toda la energía eléctrica del país [2].

Bajo esta estructura verticalmente integrada, desde esa fecha 1955 y hasta 1990, la CDE había tratado de cumplir con su rol de producir y suministrar electricidad a todo el territorio nacional. Para ejecutar esta tarea, muchos son los recursos y estudios que se han llevado a cabo para nuevas instalaciones de activos de generación, transmisión y distribución; así como también evaluaciones de planes de expansión de mínimo costo. No obstante, los recursos financieros necesarios para la operación, mantenimiento, rehabilitaciones y expansión de los activos de CDE no han podido ser generados por la propia industria eléctrica. Como resultado, estos activos de CDE sufrieron un deterioro progresivo que provocó la indisponibilidad de muchas centrales generadoras, un débil sistema de transporte de energía en alta tensión e insuficiencia en la capacidad para el suministro de energía a toda la población [2].

En una primera respuesta a la situación de falta de capacidad de producción de energía, el Gobierno dominicano, a partir del año 1990, negocia con inversionistas privados para que instalen nuevas centrales generadoras bajo la modalidad de productores privados independientes, (IPP, por sus siglas en inglés) con contratos de compra y venta de energía con condiciones definidas<sup>16</sup>. Paralelamente se acudió a la banca multilateral (BM, Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Banco Europeo de Inversiones (BEI)); los cuales aportaron en calidad de préstamo los recursos para la rehabilitación y expansión de las redes de transmisión y distribución. Una de las condiciones principales para el desembolso de estos recursos fue la reforma y privatización de la industria eléctrica, de acuerdo con el modelo general que se iniciaba en la mayoría de los países de Latinoamérica [2].

Hoy en día, la industria eléctrica en República Dominicana está conformada por un sistema interconectado a través de líneas de alta tensión de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV, respectivamente, para el transporte de la energía desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo. Tiene una capacidad instalada de generación de 3,552.8 MW, integrada por un 80.2% de unidades térmicas que utilizan combustibles fósiles importados, un 17.4% que corresponde a unidades hidráulicas que aprovechan los caudales de los ríos de las

zonas Sur y Norte del país, principalmente y 2.4% de energía eólica. La demanda promedio ronda por los 2,300 MW, pero no se satisface en su totalidad por restricciones técnicas y financieras, al punto de que se compromete la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, que ya ha colapsado en múltiples ocasiones.

El sistema de distribución está compuesto por subestaciones que toman de las líneas de alta tensión la energía y la transforman a voltaje de 12,470 voltios para distribuirla, a través de redes y circuitos de distribución a lo largo de las calles y avenidas de las ciudades y campos, para suministrarla al usuario final con voltaje de 240 y 120 voltios [2].

En la industria eléctrica dominicana se inicia la reforma en el año 1999 siguiendo el modelo general aplicado en América Latina y en Europa para re-estructurar la industria. Así pues, se realiza una desagregación horizontal y se separan las actividades de generación, transmisión y distribución; se crea un marco regulatorio para la operación de las empresas, y éstas se transfieren al sector privado para su administración y operación [2]. De manera que en los años siguientes se crean las bases legales que hoy en día sustentan el sector eléctrico dominicano:

- Ley General de Electricidad No. 125-01, modificada por la Ley 186-07.
- Ley de Incentivos al Desarrollo de las Energías Renovables, No. 57-07
- Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01, de 19 de Julio de 2002.
- Resoluciones emitidas por la Superintendencia de Electricidad (SIE).
- Otras normas y códigos emitidos para regular el subsector.

## **2.1 Estructura Institucional y Organizativa del Sector Eléctrico Dominicano**

Con la Ley General de Electricidad 125-01, fueron creadas y modificadas las instituciones que hoy rigen el sector eléctrico Dominicano, de manera que es catalogada como la decisión más trascendental que se ha tomado en torno a la producción de electricidad en República Dominicana hasta la fecha.

El subsector eléctrico se encuentra conformado por los agentes que participan en el mercado eléctrico, es decir, empresas de generación, autogeneración, cogeneración, transmisión, distribución, clientes regulados y clientes no regulados, y además por instituciones y entes estatales que se encargan de elaborar las políticas y planes para el desarrollo del subsector, regular las actividades eléctricas, y coordinar la operación y despacho. Figura 2-1 se muestra la estructura del subsector eléctrico donde se aprecia la interacción entre las instituciones y agentes que lo conforman. En las secciones siguientes se detallan cada uno de los integrantes del subsector [3].

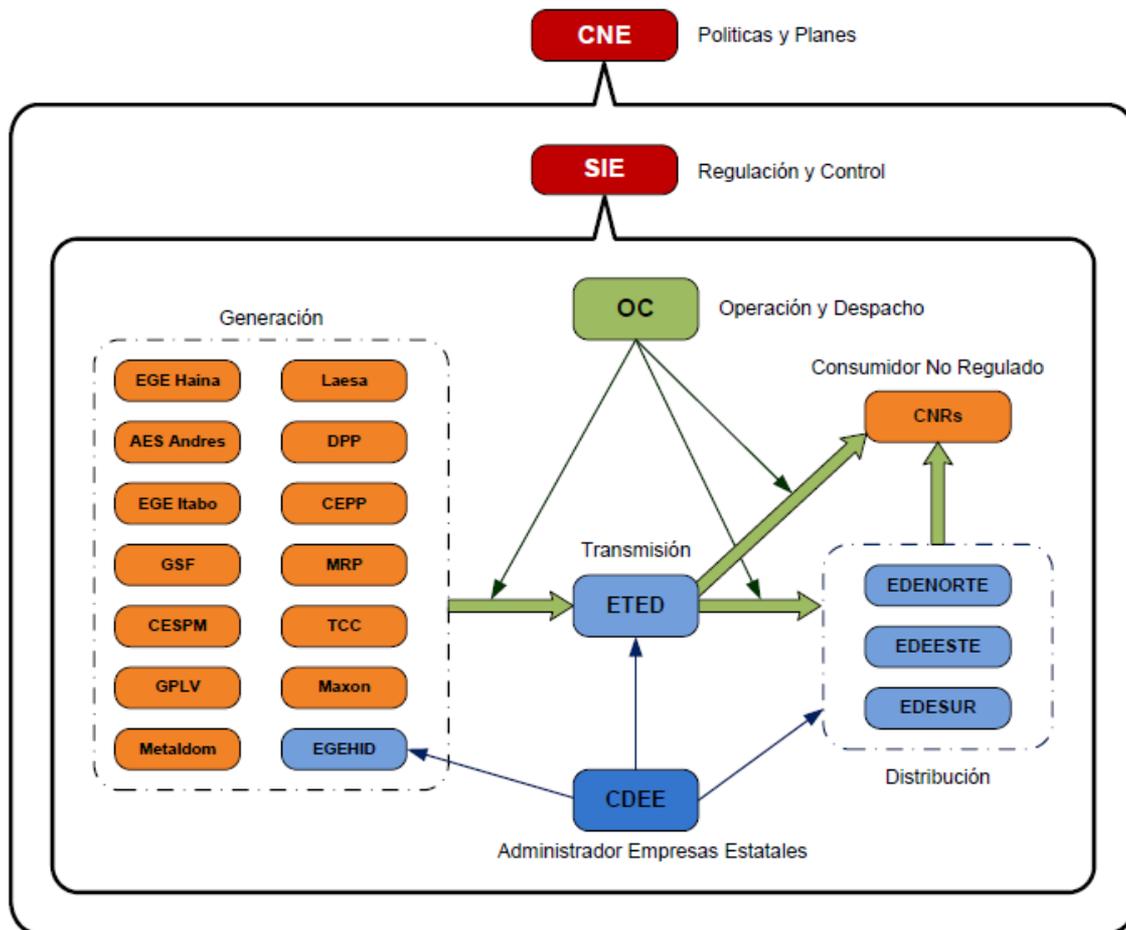


Figura 2–1 Estructura del subsector eléctrico dominicano [3]

### 2.1.1 Comisión Nacional de Energía [4]

La Comisión Nacional de Energía (CNE), es la institución encargada de trazar la política del Estado en el Sector Energía. Fue creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) No.125-01, del 26 de julio de 2001; la cual consagra las actividades de los subsectores: Eléctrico, Hidrocarburos, Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía; es decir, del sector energético en general.

CNE es la responsable de dar seguimiento al cumplimiento de la Ley de Incentivo al desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales (Ley No.57-07).

El ámbito de sus atribuciones comprende:

- Energía Convencional, procedente de los combustibles derivados del petróleo, gas natural y carbón.
- Energías Renovables, provenientes de fuente solar, eólica e hidráulica.
- Biocombustibles, tales como el bioetanol, el biodiesel, biogás y sus potenciales en nuestro país.
- Elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria.
- Trazar la política del Estado en el sector energía.
- Elaborar planes indicativos del sector energía.
- Promover las inversiones en concordancia con el Plan Energético Nacional.
- Velar por la correcta aplicación de la Ley 57-07 y su Reglamento.
- Regular las actividades que involucren la utilización de sustancias radioactivas y artefactos generadores de radiaciones ionizantes.
- Promover y difundir los usos y aplicaciones de la tecnología nuclear en el país.

### 2.1.2 Superintendencia de Electricidad

La Superintendencia de Electricidad (SIE) constituye el ente regulador del subsector eléctrico dominicano, y tiene la obligación de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y la normativa técnica aplicables al subsector, en relación con el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y así mismo es responsable de establecer las tarifas y peajes sujetos a regulación de precios [5].

La SIE fue creada mediante LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD (LGE) No. 125-01, promulgada en fecha 26 de Julio de 2001, como institución descentralizada del estado dominicano con personalidad jurídica de derecho Público, patrimonio propio y capacidad para adquirir bienes, ejercer derechos y contraer obligaciones, al amparo de las disposiciones del Artículo 8 de la citada Ley.

La SIE está organizada en cinco direcciones: Dirección Administrativa, Dirección de Mercado Mayorista, Dirección de Mercado Minorista, Dirección de Protección al consumidor (PROTECOM), y Dirección Legal.

Las principales funciones y atribuciones de la SIE (Art. 24, LGE No.125-01) son [3]:

- Elaborar, asegurar y analizar la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar las tarifas y peajes sujetos a regulación.
- Aplicar multas y sanciones en casos de incumplimiento de la ley;
- Verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro;
- Supervisar conductas anticompetitivas en las empresas del mercado de electricidad;
- Analizar y resolver las solicitudes de concesión de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación, y hacer recomendaciones a la CNE;
- Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas y de preservación del ambiente;
- Recopilar datos de las empresas eléctricas, para determinar el cumplimiento de sus funciones y atribuciones;
- Resolver las quejas que estan dentro de su jurisdiccion;
- Proporcionar a la CNE los antecedentes que le soliciten y que requiera para cumplir adecuadamente sus funciones;
- Autorizar todas las licencias para ejercer los servicios eléctricos locales, así como fiscalizar su desempeño;
- Presidir y supervisar el desempeño del organismo coordinador;
- Supervisar la Oficina para la Proteccion del Consumidor de electricidad (Protecom);
- Establecer por regulacion, con el OC, la orden de despacho para los generadores;

### 2.1.3 Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado – OCSENI-

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) fue creado el 29 de octubre de 1998, mediante la Resolución N° 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana [6].

Posteriormente, la Ley General de Electricidad N°125-01, promulgada el 26 de julio de 2001, establece que las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, deben coordinar la operación de sus instalaciones para prestar el mejor servicio al mínimo coste, y que para ello deben constituir e integrar un organismo que

coordine la operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización en el SENI, denominado Organismo Coordinador (OCSENI).

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, emitido mediante Decreto N°555-02 del 19 de julio de 2002, y modificado por los Decretos N° 749-02 y N° 494-07, reglamenta las funciones del OCSENI y establece que debe estar constituido, a los fines de obtener personalidad jurídica propia, como una asociación sin fines de lucro.

Las principales funciones del OCSENI (Art. 38, LGE No.125-01) son:

- Planificar y coordinar la operación de la generación, transmisión y distribución del sistema, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo coste económico;
- Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del sistema;
- Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación;
- Cooperar con La CNE y La SIE en la promoción de competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad.

#### **2.1.4 Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales –CDEEE-**

empresa estatal vinculada al sector eléctrico. En tal sentido, se incluye dentro de dicho régimen [3]:

- Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED),
- Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID),
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (EDENORTE),
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (EDESUR) y
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A. (EDEESTE)

Además, la CDEEE está encargada de llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de Electricidad (IPP).

#### **2.1.5 Empresas de Generación**

En la generación participan 16 empresas (ver tabla 2-1). Toda la generación hidráulica está a cargo de EGEHID que es de propiedad del Estado y administrada por la CDEEE, y la generación térmica esta a cargo de 13 empresas privadas y 2 de capital mixto. La empresa de generación EGE Haina, de capital mixto, a más de generación térmica es propietaria del parque eólico los Cocos de 77 MW.

Tabla 2-1 Capacidad instalada y tipo de generación por empresa

Empresa	MW	Tipo	Propiedad	Combustible
EGE Haina	773	Motores Diesel, Ciclo Combinado, Turbinas de Vapor, Eolica	50% Haina Investment Company, Ltd 50% FONPER (Representante del estado)	Gas Natural, Fuel Oil #2 y Fuel Oil #6
EGEHID	611	Hidro	FONPER	-
AES Andrés	319	Ciclo Combinado	AES Corporation	Gas Natural
CESPM	300	Ciclo Combinado	Basic Energy	Fuel Oil #2
EGE Itabo	260	Turbinas de Vapor	50% Coastal Itabo (AES Dominicana) 50% FONPER y extrabajadores	Carbón
DPP	236	Ciclo Combinado	AES Corporation	Gas Natural
GPLV	190	Motores Diesel	Gas Natural Fenosa	Fuel Oil #6
Smith	185	Ciclo Combinado	Smith Cogeneration	Gas Natural
GSF	180	Ciclo Combinado	Ashmore Energy International (AEI)	Fuel Oil #6
MRP	114	Motores Diesel	Monte Rio Power Corporation	Fuel Oil #6
LAESA	110	Turbina de Gas, Motores Diesel	La Electricidad de Santiago Ltd (LAESA)	Fuel Oil #2 y Fuel Oil #6
TCC	110	Ciclo Combinado	Seaboard Corporation	Gas Natural
CEPP	67	Motores Diesel	Inkia Energy 96,7% Basic Energy 3,3%	Fuel Oil #6
Metaldom	42	Motores Diesel	Complejo Metalúrgico Dominicano C x A	Fuel Oil #6
Maxon	30	Motores Diesel	Maxon Engineering Services, S.A.	Fuel Oil #2
Falcon	6	Turbinas de Vapor	Glencore Xstrata plc	Fuel Oil #6

La capacidad instalada de generación para el año 2015 en República Dominicana fue de 3552.8 MW, y quedó distribuido según tipo de tecnología y fuente de energía primaria como muestran las figuras 2-2 y 2-3.

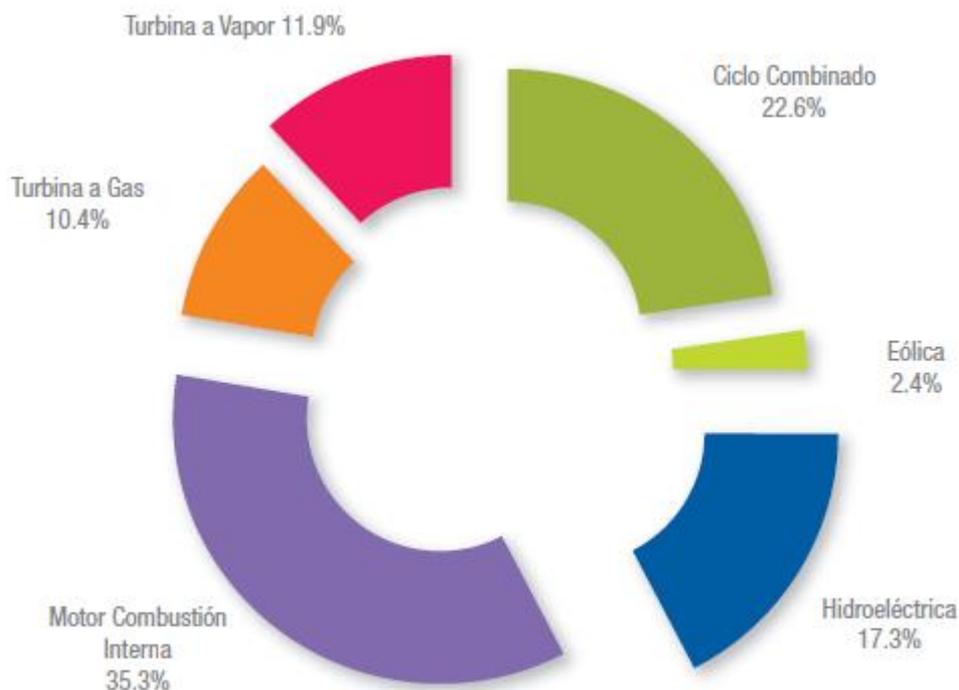


Figura 2–2 Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2015 [7].

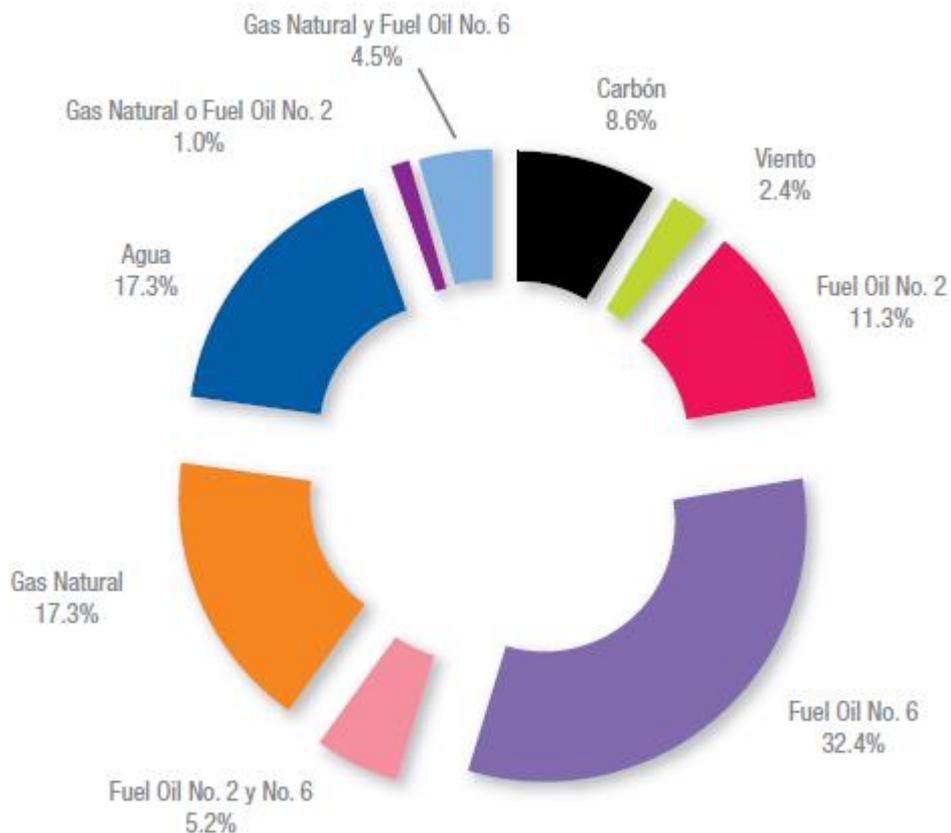


Figura 2–3 Porcentaje de capacidad instalada según fuente de energía primaria [7].

### 2.1.6 Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana

La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) con autonomía presupuestaria y personería jurídica propias, es la encargada de la operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión, subestaciones, equipos, maquinarias destinadas a la transmisión de electricidad [3].

ETED es remunerada por el servicio de transmisión mediante un peaje regulado.

### 2.1.7 Empresas de Distribución

El servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en La República Dominicana está a cargo de 3 empresas [3]:

- Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (EDENORTE)
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (EDESUR)
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A. (EDEESTE)

Estas empresas son controladas por el estado a través de La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

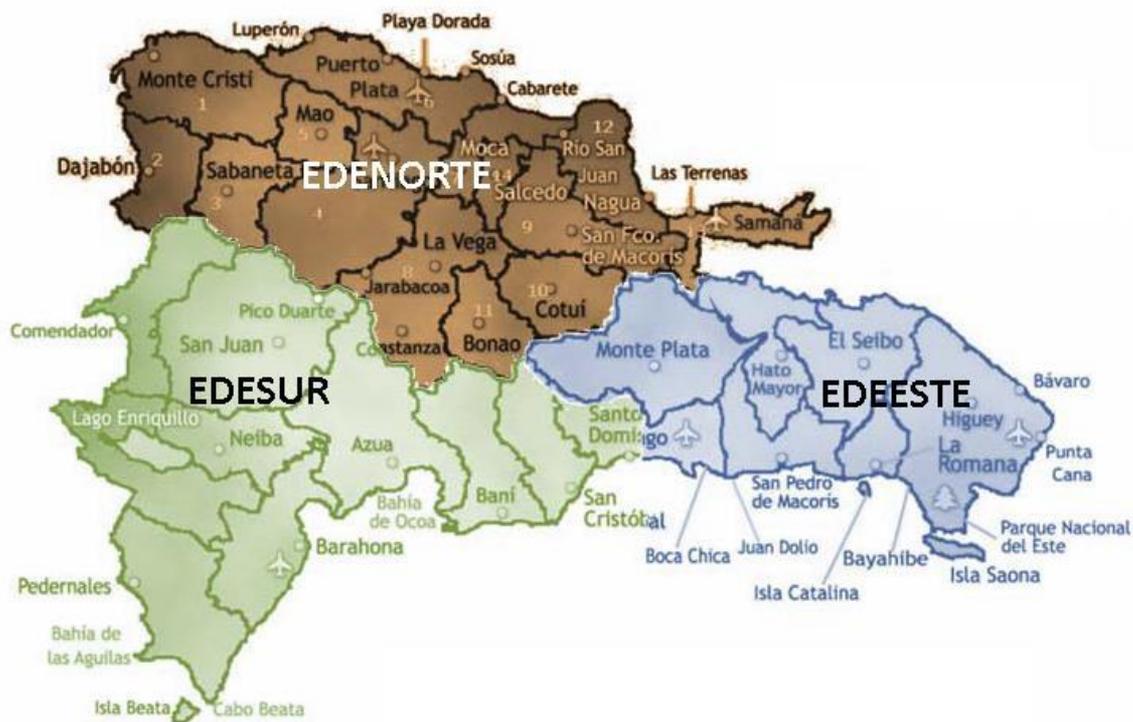


Figura 2–4 Áreas de concesión de las empresas distribuidoras

## 2.2 Mercado Eléctrico Dominicano

Los modelos de mercados de energía eléctrica no suelen ser similares entre un país y otro. Las reglas que rigen la compra y venta de energía eléctrica pueden variar desde modelos de monopolios verticalmente integrados hasta modelos en competencia perfecta. Sin importar de que tipo de mercado estemos hablando los objetivos siempre girarán en torno a maximizar el beneficio social.

En el mercado eléctrico dominicano se identifican el Mercado Eléctrico Minorista y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En el primero, definido como monopolio natural, fue dividido en zonas geográficas con usuarios sometidos a regulación de precios y remuneración en base a una tarifa que reconoce el valor agregado de distribución, obligatoriedad de dar el suministro a los usuarios que lo soliciten, así como mantener contratos para garantizar el suministro de la electricidad a sus usuarios. En cambio, el MEM, que es donde se realizará el estudio, se introduce competencia en generación mediante un sistema marginalista e interactúan las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, así como los usuarios no regulados (UNRs), mediante compra, venta y transporte de electricidad. Las transacciones en el MEM se realizan a través del Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

### 2.2.1 Mercado de Contratos [3]

Los agentes del mercado eléctrico mayorista, tales como generadores, distribuidores y clientes no regulados pueden suscribir contratos de compra y venta de energía y potencia (PPA, por sus siglas en inglés). En los PPA se definen todos los términos comerciales como precio, plazo, penalidades, formas de pago y cantidad de energía a ser transada entre las dos partes. Estos contratos son administrados por el Organismo Coordinador.

Los PPA son de contratos de tipo financiero, en tal sentido, los compromisos de venta de energía establecidos en estos contratos son independientes del despacho real de cada unidad generadora. No existe obligación de producir la electricidad necesaria para cubrir los compromisos de los PPA. Es decir, el OC despacha las unidades generadoras declaradas disponibles en el mercado en función de un despacho económico, esto es, según orden de mérito de menor a mayor coste variable de despacho (CVD). Las transacciones en los PPA son en dólares americanos, y dependen del precio contractual y de la demanda del cliente.

La compra y venta de potencia y energía en el mercado de contratos no puede superar el 80% de la demanda del sistema eléctrico interconectado, esto con el fin de garantizar precios razonables de generación en el mercado eléctrico.

Según el Art. 110 LGE No. 125-01, para el caso de contratos de largo plazo suscritos entre empresas generadoras y distribuidoras, los precios acordados deben ser el resultado de procedimientos sometidos a licitación pública, la misma que se rige mediante bases establecidas por la SIE.

Los productores independientes de energía mantienen contratos de suministro de energía PPA, los cuales son administrados y aplicados por la CDEEE.

En cada mes el OC ajusta las cantidades de energía suministradas por la generación y tomadas por los consumidores de la red y en base a ello realiza la liquidación comercial entre los agentes del mercado.

### 2.2.2 Mercado Spot [2]

En este mercado se realizan las transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, estas transacciones resultan de la diferencia entre la energía total despachada de acuerdo con el despacho económico y la energía demandada de acuerdo con los contratos.

En el Mercado Spot también se realizan transacciones de potencia firme determinadas por el OC.

Por ley, se debe garantizar que el mercado spot represente al menos el 20% del consumo total del SENI. Para el caso de empresas de generación vinculadas a empresas distribuidoras, estas deben vender el 40% de su producción en el mercado spot.

Las transacciones de potencia y energía realizadas en el mercado spot se valoran sobre la base del coste marginal de corto plazo del sistema eléctrico. El coste marginal de corto plazo de la energía es el coste marginal que resulta de la operación óptima del sistema de generación y transmisión. El coste marginal de la potencia es el coste marginal de desarrollo de potencia de punta en el sistema [3]. En caso de racionamiento por falta de generación para abastecer la demanda, el coste marginal de corto plazo es fijado por la SIE como el coste de energía no servida.

El mercado spot es donde se realizan las transacciones de energía y potencia fuera del mercado de contratos. Está basado en la teoría económica marginalista, es decir, que el precio del mercado se determina por el coste de la última unidad disponible para suplir la unidad de energía adicional en kWh; en este mercado

participan todos los agentes, generadores de electricidad (que representan los productores) y los distribuidores y grandes usuarios (que representan la demanda).

El mercado spot representa una bolsa donde cada agente inyecta o retira energía. Al cierre de cada mes se realiza un balance de cada agente con todas sus inyecciones y retiros distribuidos de forma horaria.

El precio de la energía en cada hora es el coste marginal del sistema, igual al coste variable de la última unidad despachada. Este coste marginal es calculado por el Organismo Coordinador, horariamente, y es el coste en el que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de energía. Este coste será igual al coste variable de despacho de la central que suministra dicha unidad adicional; la cual actualmente en el sector eléctrico dominicano está suministrada por turbinas a gas de ciclo abierto que funcionan con gasoil y motores a fueloil o gasoil.

En caso de desabastecimiento, es decir, cuando no exista la disponibilidad de generación y ya se han utilizado todas las centrales para suplir la demanda, el marco regulatorio establece que el coste marginal de la energía en esa hora corresponderá al coste definido por la Superintendencia de electricidad, que actualmente lo fija en base al precio del acuerdo de Madrid, donde toma como precio base US\$ 55 por MWh y lo indexa en un 60% con el fueloil, tomando como base el precio del barril en US\$ 17. Además, este coste actúa como coste marginal máximo del mercado spot, lo que indica que el precio marginal no sobrepasa este valor; siendo esto una intervención del mercado y, por lo tanto, existen unidades cuyo coste variable es mayor y es necesario establecer un mecanismo de compensación de estos costes que están fuera del mercado.

Esta situación de intervención en el precio del mercado no permite calcular exactamente el efecto real de la evolución del precio del mercado spot tras la entrada de nueva generación y la diversificación de la matriz energética.

La figura 2-1 muestra esquemáticamente como funciona de mercado spot adoptado en República Dominicana.

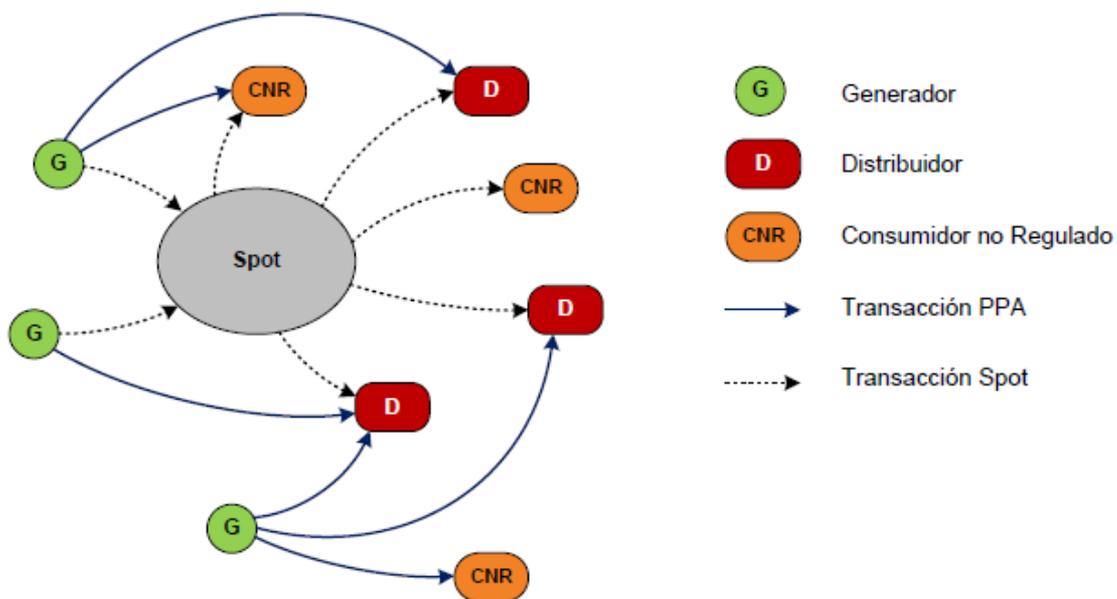


Figura 2-2-5 Modelo de mercado [3]

### 2.2.2.1 Cálculo del coste marginal de en el mercado spot [8]

La estructura operativa del lado del mercado de generación se basa en una oferta a coste marginal, y despacho económico horario centralizado en base a costes variables de producción auditados por la SIE. En tiempo real los generadores despachan su energía de acuerdo a la lista de mérito, que organiza las unidades de acuerdo a sus costes variables de menor a mayor y del nivel de demanda de energía en ese momento. Todos los generadores que producen energía de acuerdo al despacho económico reciben como precio el coste marginal del sistema de esa hora particular, calculado como el coste variable de la última unidad de generación despachada para suplir la demanda.

El coste marginal de corto plazo de energía activa en la barra de referencia para cada hora, ( $CMGREF_h$ ) corresponderá al mayor coste variable de Producción, referido a la barra de referencia (coste variable / factor de nodo), de las máquinas termoelectricas despachadas en la hora "h" que estén vinculadas a la Barra De Referencia del sistema y que cuenten con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora.

De no existir máquinas despachadas que estén vinculadas a la barra de referencia del SENI y que cuenten con potencia disponible, corresponderá al menor coste variable de producción referido a la Barra de referencia (coste variable / factor de nodo) de las termoelectricas que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante la hora, en la barra de referencia del sistema.

De no existir ninguna máquina vinculada a la barra de referencia que pueda entrar en servicio en la hora, corresponderá al coste de desabastecimiento definido por la SIE.

Al determinar si una máquina en servicio posee potencia disponible, no se podrá considerar como potencia disponible el margen que pudieran tener las máquinas que regulan frecuencia. Asimismo, no se podrán considerar con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

El factor de nodo a aplicar para referir el coste variable de producción de una máquina ubicada en una barra 'i' vinculado a la barra de referencia deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i} \quad (2-1)$$

Donde:  $\frac{\partial Perd}{\partial P_i}$  es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda  $i$   $P$ , asumiendo como Barra libre la Barra De Referencia del SENI.

### 2.2.3 Modelo de Despacho uninodal considerando pérdidas [9]

Una primera solución metodológica a este problema es incorporar una expresión para las pérdidas óhmicas  $P_L$ , como función de las potencias generadas por las unidades  $P_{Gi}$ . La fórmula más general de  $P_L$ , que corresponde a un polinomio de orden dos, se conoce como fórmula de *Kron*:

$$P_L = B_{oo} + \sum_{i=1}^{NG} B_{oi} P_{Gi} + \sum_{i=1}^{NG} \sum_{j=1}^{NG} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (2-2)$$

Existen distintos métodos que permiten calcular los coeficientes  $B_{oo}$ ,  $B_{oi}$  y  $B_{ij}$ , entre los que destaca el uso de la matriz de sensibilidad a partir del Jacobiano del sistema. Sin embargo, una desventaja de todos estos métodos es que el valor de los coeficientes calculados depende del punto de operación del sistema, estado que justamente corresponde al resultado del problema de despacho. Esta aparente contradicción en el uso de este tipo de sensibilidades se supera en sistemas en que se conoce a priori el tipo de despacho al que el sistema convergerá, por lo que la aproximación introducida en su uso es adecuada. Asimismo, este

problema puede ser manejado a través de un proceso iterativo que involucre un recálculo de los coeficientes.

El problema de optimización planteado de esta forma presenta la siguiente estructura general:

$$\begin{aligned}
 F.O. &= \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{NG} C_{Gi}(P_{Gi}) \right\} \\
 s.a. & \\
 &\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} - P_L(P_{G1}, \dots, P_{GNG}) = P_C \\
 &\underline{P}_{Gi} \leq P_{Gi} \leq \bar{P}_{Gi}
 \end{aligned} \tag{2-3}$$

Las condiciones de optimalidad del problema de despacho presentado en la ecuación 2-2 se establecen a partir de la Función Lagrangeana del problema y sus condiciones de optimalidad.

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} &= \sum_{i=1}^{NG} C_{Gi}(P_{Gi}) + \lambda \left( P_C + P_L - \sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} \right) \\
 \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{Gi}} &= \frac{\partial C_{Gi}}{\partial P_{Gi}} + \lambda \left( \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} - 1 \right) = 0 \quad i = 1, \dots, NG \\
 \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} &= \sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} - P_C - P_L = 0
 \end{aligned} \tag{2-4}$$

Un primer resultado importante, producto de establecer las condiciones de optimalidad, es la relación que existe entre el coste marginal del sistema y los costes de cada unidad, dada por:

$$\begin{aligned}
 \lambda &= \frac{\partial C_{Gi}}{\partial P_{Gi}} \left( \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \quad i = 1, \dots, NG \\
 F_{pi} &= \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \\
 \lambda &= \frac{\partial C_{Gi}}{\partial P_{Gi}} F_{pi}
 \end{aligned} \tag{2-5}$$

El factor  $F_{pi}$ , conocido como factor de penalización, refleja la influencia de cada generador en las pérdidas óhmicas y el efecto que esto tiene en el despacho del sistema. Concretamente, suponiendo que el aumento de generación de una unidad provoca un aumento en las pérdidas del sistema, es decir  $\frac{\partial C_{Gi}}{\partial P_{Gi}} > 0$ , el  $F_{pi}$  correspondiente sería mayor que uno, por lo que en el óptimo, su coste incremental operacional será penalizado por un factor mayor que uno al ser igualado al coste marginal del sistema.

Para solucionar este problema, se plantea generalmente el método conocido como de "iteración en lambda", el que utiliza la metodología de Newton-Raphson para la solución del sistema de ecuaciones no lineal, estableciendo una función de error que permite corregir el valor de  $\lambda$  en cada iteración. La corrección de  $\lambda$  implica, asimismo, una modificación de las potencias inyectadas por cada generador. Utilizando la ecuación 2-2 en 2-5 se tiene:

$$\frac{\partial C_{Gi}}{\partial P_{Gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} = \frac{\lambda}{F_{pi}} = \lambda \left( 1 - 2 \sum_{i=1}^{NG} B_{ij} P_{Gj} - B_{oi} \right) \quad (2-6)$$

$$P_{Gi} = \frac{\lambda(1 - B_{oi}) - \beta_i - 2 \lambda \sum_{i=1, i \neq j}^{NG} B_{ij} P_{Gj}}{2(\gamma_i + \lambda B_{ii})}$$

Sustituyendo la ecuación 2-6 en la restricción de balance nodal se obtiene:

$$f(\lambda) = \sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} = \sum_{i=1}^{NG} \frac{\lambda(1 - B_{oi}) - \beta_i - 2 \lambda \sum_{i=1, i \neq j}^{NG} B_{ij} P_{Gj}}{2(\gamma_i + \lambda B_{ii})} = P_C + P_L \quad (2-7)$$

Utilizando el lado izquierdo de esta ecuación  $f(\lambda)$  como la función a aproximar en el método de Newton-Raphson, para la iteración  $k$  el problema queda expresado por:

$$f(\lambda)^{[k]} = \sum_{i=1}^{NG} \frac{\lambda^{[k]}(1 - B_{oi}) - \beta_i - 2 \lambda^{[k]} \sum_{i=1, i \neq j}^{NG} B_{ij} P_{Gj}^{[k]}}{2(\gamma_i + \lambda^{[k]} B_{ii})} = P_C + P_L^{[k]} \quad (2-8)$$

Realizando la expansión en serie de Taylor de la función  $f(\lambda)$  y despreciando los términos de orden superior, se tiene

$$f(\lambda)^{[k]} + \left( \frac{\partial f(\lambda)}{\partial \lambda} \right)^{[k]} \nabla \lambda^k = P_C + P_L^{[k]} \quad (2-9)$$

$$\nabla \lambda^k = \frac{P_C + P_L^{[k]} - f(\lambda)^{[k]}}{\left( \frac{\partial f(\lambda)}{\partial \lambda} \right)^{[k]}} \quad (2-10)$$

en que,

$$\left( \frac{\partial f(\lambda)}{\partial \lambda} \right)^{[k]} = \sum_{i=1}^{NG} \frac{\gamma_i(1 - B_{oi}) - B_{ii}\beta_i - 2\gamma_i \sum_{i=1, i \neq j}^{NG} B_{ij} P_{Gj}^{[k]}}{2(\gamma_i + \lambda^{[k]} B_{ii})^2} \quad (2-11)$$

$$\lambda^{[k+1]} = \lambda^{[k]} + \nabla \lambda^{[k]} \quad (2-12)$$

### 2.3 Otros mercados eléctricos: Interconexión PJM, Pennsylvania – New Jersey – Maryland [10]

La Interconexión PJM es una Organización Regional (RTO, Regional Transmission Organization) que forma parte de la red de Interconexión del Este de Estados Unidos. Opera un sistema eléctrico de transporte que conecta con Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia.

### 2.3.1 Zona de Operación

PJM es una organización privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico. También es el operador de la red de transporte (TSO, Transmission System Operator), y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM.

PJM opera un sistema eléctrico de transporte que conecta con Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia.

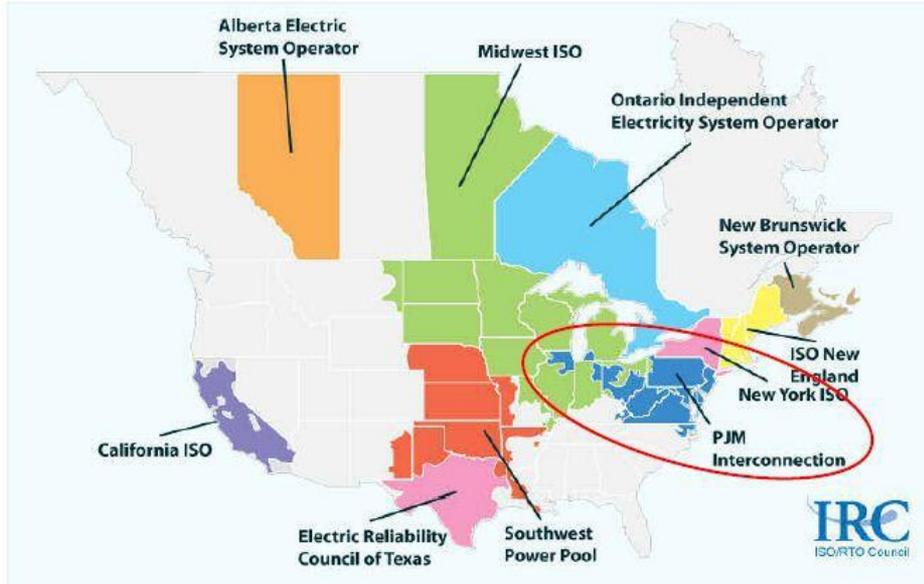


Figura 2–2–6 Operadores RTO de Estados Unidos

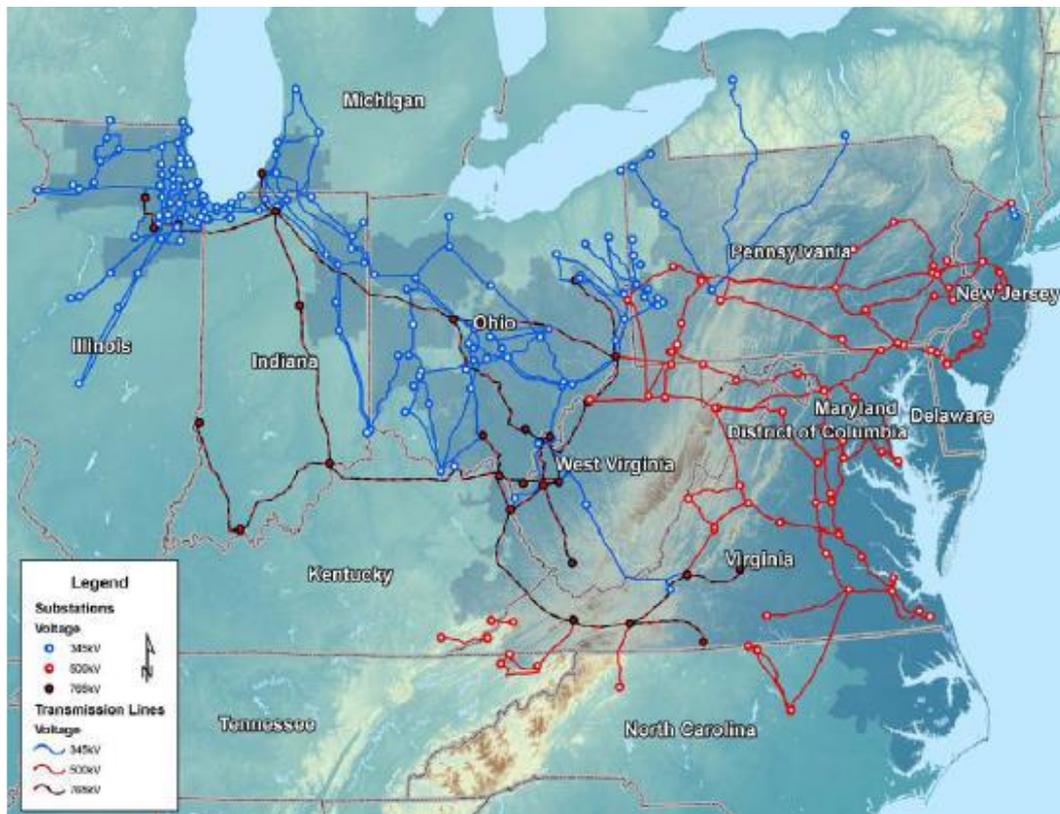


Figura 2–2–7 Redes de Transporte PJM

### 2.3.2 Estructura y funcionamiento

El centro de control de PJM programa, pronostica y coordina la operación de las unidades generadoras, transacciones bilaterales y mercado spot. Se trata de un modelo organizado alrededor de un regulador de mercado y un operador técnico y económico del sistema.

El Mercado de Energía PJM opera como un Mercado de Valores, en el que los participantes del mercado establecen un precio tras la casación de la oferta y la demanda. El PJM recibe ofertas de todos los generadores que, mediante un proceso, analiza. Como resultado hace una entrega de precios cada 5 minutos. Este sistema está basado en precios nodales (LMP, por sus siglas en inglés, *local marginal prices*), de forma que PJM hace un cálculo de los LMP para los siguientes 5 minutos para cada uno de los más de 2000 nodos sobre los que opera. El LMP refleja por tanto el valor de la energía en un lugar determinado (nodo) y a la hora a la que será entregada. Por tanto, si el precio más bajo de energía puede alcanzar todos los nodos, los precios a lo largo de toda la red serán los mismos. Si existiera alguna congestión, la energía no podría circular libremente hacia ciertos nodos. En este caso, a estos lugares de demanda se requerirá enviar energía más cara, lo que incrementará sus precios marginales localizados. A este método de cálculo se le conoce como Nodal Mode, y es opuesto al Zonal Mode (Precios Zonales) usado en otras zonas de los EEUU y en la mayoría de mercados europeos.

Por otra parte, el mercado energético consiste en dos mercados: De día anterior y en tiempo real.

### 2.3.3 Day-Ahead Market

El mercado del día anterior (Day-Ahead Market) es un mercado en el que se calculan los LMP para cada hora del siguiente día con base en las ofertas de generación, de demanda y los contratos bilaterales acordados.

Este mercado está desarrollado para minimizar el coste total de producción sujeto a ciertas restricciones, para lo cual es necesario pasar los datos del mercado al modelo de la red, realizar el despacho económico, calcular el flujo óptimo de carga y aplicar un análisis de contingencias. De esta forma se aseguran las condiciones de seguridad de las ofertas casadas.

Por otra parte, este mercado se basa en los precios LMP horarios del día siguiente. Por tanto, por cada hora, la demanda paga su respectivo LMP para esa hora y de igual manera el generador cobrará su LMP para esa hora. Los poseedores de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) recibirán créditos por congestión basados en los valores de LMP de cada hora.

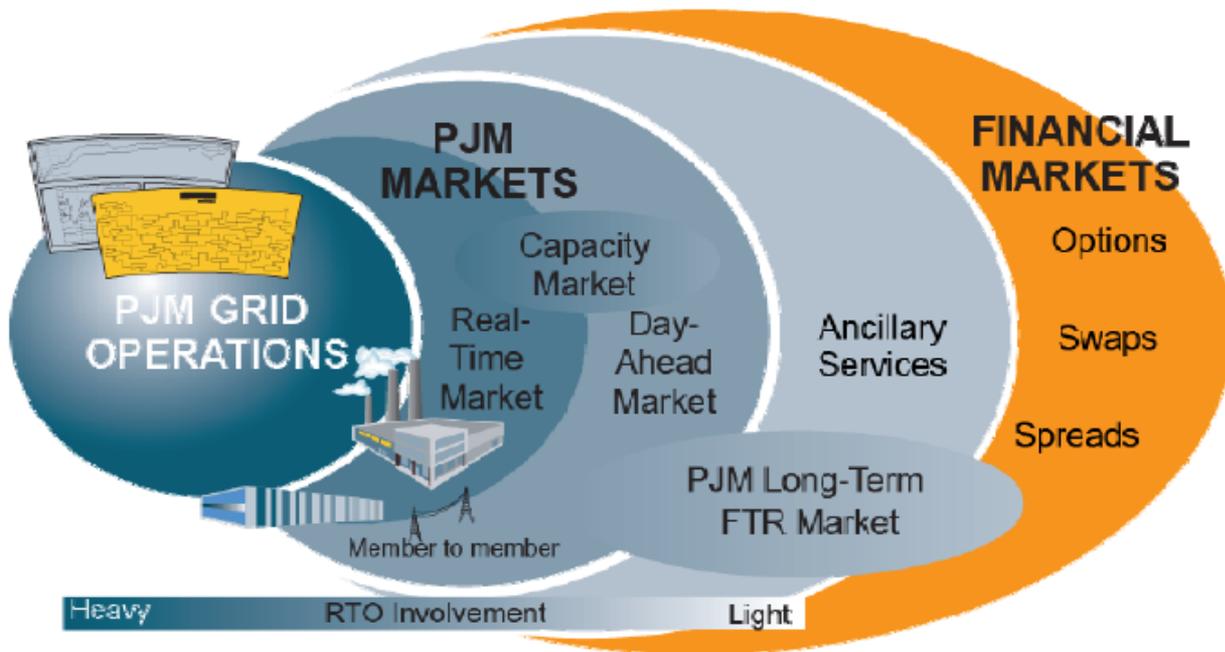


Figura 2–2–8 Estructura del Mercado

### 2.3.4 Real-Time Market

El mercado en tiempo real (Real-Time Market) es un mercado spot en el que se calculan los LMP actuales para intervalos de cinco minutos, basados en las condiciones actuales de la red. Su función principal es la equilibrar el mercado, haciendo que la demanda instantánea case con la generación. Este seguimiento se realiza en tiempo real.

Se trata de un mercado spot en el que el PJM decide un despacho basado en la oferta más barata de los generadores, en la calidad de servicio, la capacidad disponible en la red y en las variaciones del LMP que cada unidad de energía ofertada provoca. Destacar que para poder gestionar el sistema de esta forma, es necesaria una monitorización continua del estado de la red.

Otra particularidad de este mercado es el proceso de compra de energía. El generador recibe el LMP desde el punto de entrega hasta la red. Por su parte, el comprador deberá pagar el precio desde la red hasta el punto de demanda. La diferencia entre ambos costes representa los costes marginales de transmisión.

De esta forma, este sistema fomenta que los generadores inyecten y los consumidores demanden en puntos baratos de la red. Si tenemos en cuenta que un punto barato dependerá de la congestión de las líneas, el sistema resulta un estímulo para que los generadores decidan instalarse en zonas descongestionadas y a que se desarrolle más redes de transporte en zonas congestionadas.

### 2.3.5 Financial Transmission Rights (FTR)

Otro de los efectos de este mercado se encuentra en su defensa ante la volatilidad de los precios de la energía. Para ello se ha generado un sistema complejo de Derechos Financieros de Transmisión (FTR). Los FTR son instrumentos financieros que dan el derecho a su poseedor a ganancias basadas en las diferencias horarias del precio de congestión a lo largo de la red de transporte en el mercado del día anterior. De esta forma los usuarios que adquieran estos derechos pueden reducir el riesgo asociado a la volatilidad de los precios LMP.

## 2.4 Precios nodales [11]

Cuando no hay cuello de botella de transmisión ni pérdidas presentes durante el transporte de la electricidad, el productor de energía más barato será seleccionado para atender las cargas en todos los lugares y, por lo tanto, el

precio de la electricidad será el mismo a través de la red. Este precio se llama a menudo el precio de compensación del mercado o precio homogéneo (MCP, por sus siglas en inglés, *market clearing price*). En este escenario, la red que conecta todos los generadores y cargas es similar a un solo bus que tiene capacidad de transporte infinita e induce ninguna pérdida. Cuando la congestión se produce de manera que una o más líneas de transmisión alcancen su límite térmico y no puedan llevar energía adicional, se programará una unidad de generación más costosa para servir la carga ya que los generadores más baratos no podrían alcanzar la ubicación de carga debido a la congestión. En consecuencia, el precio de la electricidad en este lugar aumentará ya que es servido por los productores de energía más caros. Además de la congestión de la transmisión, las pérdidas de transmisión de energía también contribuyen a los precios variables en los diferentes lugares. Por ejemplo, una carga, conectada a la red eléctrica a través de una línea de transmisión resistiva más alta, estará sujeta a un precio más alto ya que se pierde más electricidad durante el transporte, en oposición al caso de una línea de resistencia inferior. Como resultado, el precio de la electricidad varía con las ubicaciones. Estas características conducen al concepto de precio nodal (LMP, por sus siglas en inglés, *Local Marginal Price*).

LMP fue presentado por primera vez por F.C. Schweppe en 1998. Por definición, el LMP en un bus dado es el coste incremental de servir un cambio de carga infinitesimal en ese bus, respetando todas las restricciones físicas. La metodología de fijación de precios nodales ha sido el enfoque dominante utilizado en los mercados de energía estadounidenses para calcular el precio de la electricidad y administrar la congestión de la transmisión. En la actualidad, LMP se ha implementado o se está implementando en una serie de ISO como la PJM, Nueva York ISO, ISO-Nueva Inglaterra, ISO de California y Midwest ISO.

En teoría, el LMP es el subproducto del problema del despacho económico. Específicamente, el LMP para un bus dado es el precio sombra de la ecuación de equilibrio de potencia asociada con ese bus. Además, el LMP se puede descomponer en tres partes: el precio marginal de la energía, el precio marginal de la pérdida y el precio marginal de la congestión. Estas tres partes representan el coste marginal asociado con la energía, la pérdida y la congestión, respectivamente. La razón por la que el LMP se divide en tres componentes es que el componente de congestión marginal se utiliza para calcular la renta de congestión y el valor de la FTR.

En la práctica, el mercado de día a día genera el LMP, llamado "LMP ex-ante", porque el LMP se calcula antes de que ocurra el evento. En el mercado en tiempo real, además del cálculo del LMP "ex-ante", se realizará un cálculo "post-LMP", por ejemplo, cada 5 minutos, para reflejar lo que realmente ha ocurrido en el mercado. El cálculo respeta las condiciones reales del sistema y las respuestas del generador, de acuerdo con los resultados de la Estimación del Estado. Estos precios se llaman "post-LMP" los precios. Teóricamente, el post-LMP sería el mismo que el ex-ante LMP, si las cosas van exactamente como se esperaba o se pronosticó. En la práctica, el LMP posterior debería estar próximo al LMP ex-ante, en la mayoría de los casos. Además, en un mercado energético bien diseñado y operado, se espera que los LMP ex-ante y ex-post converjan con el tiempo. En este trabajo, nos centramos en el LMP ex-ante como el contexto de la investigación está pronosticando.

El precio de la electricidad en un mercado de energía al por mayor cambia constantemente por una serie de razones, tales como cambios de carga, cambios de ofertas de generación y de demanda, cambio de sistema de transmisión en caso de interrupción y mantenimiento y cambio de disponibilidad de generadores debido a interrupción. Entre estos factores, la carga está cambiando con más frecuencia.

#### 2.4.1 Modelos de despacho empleados para el cálculo de precios nodales [11]

#### 2.4.2 Modelo DCOPF sin pérdidas

El modelo DCOPF genérico, sin tener en cuenta las pérdidas, puede ser fácilmente modelado como la minimización del coste total de producción sujeto al equilibrio energético y a las restricciones de transmisión. Se supone que las magnitudes de voltaje son unidad y se ignora la potencia reactiva. Este modelo puede escribirse como una formulación lineal (LP).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N c_i \times G_i \quad (2-13)$$

$$s. t. \sum_{i=1}^N G_i = \sum_{i=1}^N D_i \quad (2-14)$$

$$\left| \sum_{i=1}^N GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) \right| \leq Limit_k, \quad para k = 1, 2, \dots, M \quad (2-15)$$

$$G_i^{min} \leq G_i \leq G_i^{max}, for i = 1, 2, \dots, N \quad (2-16)$$

dónde

N = número de buses;

M = número de líneas;

C<sub>i</sub> = coste de generación en Bus i (\$ / MWh);

G<sub>i</sub> = envío de generación en Bus i (MWh);

Min y Max G<sub>i</sub> = la producción máxima y mínima de generación en Bus i;

D<sub>i</sub> = demanda en Bus i (MWh);

GSF<sub>k-i</sub> = factor de cambio de generación a la línea k desde el bus i;

Limit<sub>k</sub> = límite de transmisión de la línea k.

Debe tenerse en cuenta que los valores reales de GSF dependen de la elección del bus slack, aunque el flujo de línea en (2-15) se basa en el GSF es el mismo con diferentes buses slacks. Las ecuaciones (2-17) ~ (2-20) se pueden representar en la formulación de la matriz como sigue,

$$\min_G c^T \times G \quad (2-17)$$

$$s. a. \quad 1^T \times G = 1^T \times D \quad (2-18)$$

$$|GSF \times G - GSF \times D| \leq Limit \quad (2-19)$$

$$G^{min} \leq G \leq G^{max} \quad (2-20)$$

### 2.4.3 Modelo ACOPF

Como comparación, se presenta un modelo basado en el ACOPF. Este no es un modelo típico para propósitos de simulación de precios de mercado debido a su velocidad computacional relativamente lenta y problema de convergencia en un sistema bastante grande. Por el contrario, se utiliza con mayor frecuencia para comparación e ilustración.

En general, el modelo ACOPF se puede presentar minimizando el coste total de generación, sujeto a balances de potencia activa en los nudos, balances de potencia reactiva en los nudos, límites de transmisión, límites de generación y límites de tensión en los nudos. El LMP en cada nudo de la formulación ACOPF es el multiplicador de Lagrange de las restricciones de igualdad del balance de potencia activa en cada nudo.

En general el modelo ACOPF puede ser formulado como:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N c_{Gi} \times P_{Gi} \quad \circ$$

$$s. t. P_{Gi} - P_{Li} - P(V, \theta) = 0 \quad (\text{Balance de potencia activa}) \quad (2-14)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - Q(V, \theta) = 0 \quad (\text{Balance de potencia reactiva}) \quad (2-15)$$

$$|F_k| \leq F_k^{Max} \quad (\text{Flujo de potencia límite por las líneas}) \quad (2-16)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (\text{Límites de potencia activa, generadores}) \quad (2-17)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_i \leq Q_{Gi}^{max} \quad (\text{Límites de potencia reactiva, generadores}) \quad (2-18)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (\text{Límites de tensión en nudos}) \quad (2-19)$$

Donde,

$c_{Gi}$  = costo del generador  $G_i$

$P_{Gi}, Q_{Gi}$  = Potencias activas y reactivas generadas por el generador  $G_i$

$P_{Gi}^{min}, P_{Gi}^{max}$  = Límites máximos y mínimos de potencia activa de  $P_{Gi}$

$Q_{Gi}^{min}, Q_{Gi}^{max}$  = Límites máximos y mínimos de potencia reactiva de  $Q_{Gi}$

$P_{Li}, Q_{Li}$  = Potencias activas y reactivas demandadas por las cargas

$F_k, F_k^{Max}$  = Flujos por la línea, y máximo flujo permitido

$V_i^{min}, V_i^{max}$  = Mínimo y máximo nivel de tensión permitido en el nodo  $i$

Los LMP de la formulación anterior son los multiplicadores de Lagrange de las restricciones de igualdad como se muestra en la ecuación 2-14.

#### 2.4.4 Modelo DCOPF considerando pérdidas

Como se estudió anteriormente los cálculos de LMP con el DCOPF ignoran las pérdidas de línea. Así, el precio de la energía y el precio de la congestión siguen un modelo lineal perfecto con un precio cero de la pérdida. Sin embargo, se plantean dificultades si se deben considerar las pérdidas para calcular el componente de pérdida marginal en el LMP, especialmente teniendo en cuenta la importancia de la pérdida marginal que puede ser hasta un 20% diferente entre las diferentes zonas del Área de Control de Nueva York. El principal desafío del modelo de pérdidas radica en que el modelo DC sin pérdidas convencional representa una red lineal, pero carece de la capacidad para calcular el precio marginal de pérdidas, un componente importante en la metodología LMP.

##### 2.4.4.1 Factor de Pérdida y Factor de Entrega

La clave para considerar el precio de la pérdida marginal es el factor de pérdida marginal, o factor de pérdida (LF, por sus siglas en inglés, *Loss Factor*) por simplicidad, y el factor de entrega marginal o factor de entrega (DF). Matemáticamente, puede escribirse como

$$DF_i = 1 - LF_i = 1 - \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} \quad (2-20)$$

dónde

$DF_i$  = factor de entrega marginal en el bus  $i$ ;

$LF_i$  = factor de pérdida marginal en el bus  $i$ ;

$P_{Loss}$  = pérdida total del sistema;

$P_i = G_i - D_i$  = inyección neta en el bus  $i$ . El factor de pérdida y el factor de entrega se pueden calcular de la siguiente manera. Basándose en la definición del factor de pérdida, tenemos

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^M F_k^2 \times R_k \quad (2-21)$$

$$\frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} = \frac{\partial}{\partial P_i} (\sum_{k=1}^M F_k^2 \times R_k) \quad (2-22)$$

dónde

$F_k$  = flujo de línea en la línea  $k$ ;

$R_k$  = resistencia en la línea  $k$ .

En una red DC, un flujo de línea puede ser visto como la agregación de la contribución de todas las fuentes de energía (generación como fuente positiva y carga como fuente negativa), basándose en el teorema de superposición. La sensibilidad de la contribución a un flujo de línea desde un bus se conoce como el Factor de Cambio de Generación (GSF). Esto puede escribirse como

$$F_k = \sum_{j=1}^N GSF_{k-j} \times P_j \quad (2-23)$$

La ecuación (2-23) puede utilizarse para expandir adicionalmente la LF como a continuación

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} &= \sum_{k=1}^M \frac{\partial}{\partial P_i} (F_k^2 \times R_k) = \sum_{k=1}^M R_k \times 2F_k \times \frac{\partial F_k}{\partial P_i} \\ &= \sum_{k=1}^M 2 \times R_k \times GSF_{k-1} \times \left( \sum_{j=1}^N GSF_{k-j} \times P_j \right) \end{aligned} \quad (2-24)$$

Curiosamente, el factor de pérdida en un bus puede ser positivo o negativo. Cuando es positivo, implica que un aumento de la inyección en el bus puede aumentar la pérdida total del sistema. Si es negativo, implica que un aumento de la inyección en el bus puede reducir la pérdida total.

#### 2.4.4.2 Modelo DCOPF considerando pérdidas

Como se muestra en la Ec. (2-24), el factor de pérdida depende de la inyección neta,  $P_j$ , que es la expedición real menos la carga en el Bus  $j$ . Por otro lado, el despacho de generación puede verse afectado por factores de pérdida, ya que los diferentes generadores pueden ser penalizados de manera diferente, en función de sus factores de pérdida.

Dado que  $P_j$  es desconocido antes de realizar cualquier despacho, una forma de abordar esto es tener una estimación del despacho para obtener un LF estimado en cada bus. A continuación, se utilizarán los factores de pérdida estimados para obtener nuevos resultados de despacho. Este razonamiento lógico conduce al enfoque DCOPF iterativo propuesto. En otras palabras, en la iteración  $(l+1)$ , los resultados de despacho de la  $l^{\text{a}}$  iteración se usan para actualizar  $P_j$  y, por lo tanto, los factores de pérdida y entrega. Aquí, en cada iteración, se resuelve un DCOPF basado en LP. El proceso iterativo se repite hasta que se alcanzan los criterios de parada de convergencia. Después de la convergencia, el LMP se puede obtener fácilmente de la iteración final.

Ciertamente, la primera iteración es un DCOPF sin pérdidas en el que la pérdida estimada es cero. El algoritmo puede ser formulado como sigue

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N c_i \times G_i \quad (2-25)$$

$$\text{s. t.} \quad \sum_{i=1}^N DF_i^{est} \times G_i - \sum_{i=1}^N DF_i^{est} \times D_i + P_{loss}^{est} = 0 \quad (2-26)$$

$$\left| \sum_{i=1}^N GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) \right| \leq \text{Limit}_k, \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, M \quad (2-27)$$

$$G_i^{min} \leq G_i \leq G_i^{max}, \text{ for } i = 1, 2, \dots, N \quad (2-28)$$

dónde

$DF_i^{est}$  = factor de entrega en el Bus  $i$  de la iteración anterior;

$P_{loss}^{est}$  = Ploss de la iteración anterior.

Como se ha mencionado anteriormente, el factor de entrega,  $DF_i$ , se calcula basándose en el resultado de despacho, es decir,  $G_i$ , a partir de la iteración anterior. Por lo tanto, los factores de pérdida y entrega se actualizan iterativamente ya que están relacionados con el envío de generación actual. Una vez convertida, la estimación de  $DF_i$  y  $P_{loss}$  de la próxima a la última iteración será la misma que los valores finales. No es sorprendente que este algoritmo iterativo proporcione resultados más precisos con un tiempo de ejecución más largo que el DCOPF sin pérdidas. El número de iteraciones es aceptable.

Tenga en cuenta que en la operación en tiempo real, los factores de entrega se pueden obtener rápidamente a partir de datos EMS/SCADA en tiempo real. Lamentablemente, esta no es una opción viable para la simulación o estudio de planificación. Por lo tanto, es necesario identificar un enfoque factible, tal como el método de iteración, para obtener factores de entrega más precisos con fines de simulación y planificación.

Después de obtener la solución óptima para la programación de generación, la LMP, en cualquier bus  $B$ , se puede calcular con la función Lagrangiana. Esta función y LMP se pueden escribir como

$$\Psi = \left( \sum_{i=1}^N c_i \times G_i \right) - \lambda \left( \sum_{i=1}^N DF_i^{est} \times G_i - \sum_{i=1}^N DF_i^{est} \times D_i + P_{loss}^{est} \right) \quad (2-29)$$

$$- \sum_{k=1}^M \mu_k \left( \sum_{i=1}^N GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) - \text{Limit}_k \right)$$

$$LMP_B = \frac{\partial \Psi}{\partial D_B} = \lambda \cdot DF_B + \left( \sum_{k=1}^M \mu_k \times GSF_{k-B} \right) \quad (2-30)$$

$$= \lambda + \left( \sum_{k=1}^M \mu_k \times GSF_{k-B} \right) + \lambda(DF_B - 1)$$

dónde

$LMP_B = LMP$  en el Bus B

$\lambda$  = multiplicador lagrangiano de la ecuación (2-26) = precio de la energía del sistema = precio en el autobús de referencia;

$\mu_k$  = multiplicador lagrangiano de la ecuación (2-27) = sensibilidad de la k-ésima restricción de transmisión.

De (2-30), el LMP se puede descomponer fácilmente en tres componentes: el precio marginal de la energía, el precio marginal de la congestión y el precio marginal de la pérdida. La formulación de LMP se puede escribir como Eqs. (2-31) - (2-34), que son consistentes con las prácticas de la industria [11, 14].

$$LMP_B = LMP^{energía} + LMP_B^{Congestión} + LMP_B^{loss} \quad (2-31)$$

$$LMP^{energía} = \lambda \quad (2-32)$$

$$LMP_B^{cong} = \sum_{k=1}^M \mu_k \times GSF_{k-B} \quad (2-33)$$

$$LMP_B^{loss} = \lambda \times (DF_B - 1) \quad (2-34)$$

#### 2.4.5 Algunas observaciones sobre los precios nodales

1. El precio nodal en un bus no es necesariamente el precio de oferta de un generador: el precio nodal es el costo de cumplir con el siguiente incremento de carga en una ubicación particular a través del envío de todo el sistema a un costo mínimo, no solo la generación en esa ubicación.
2. En la mayoría de las situaciones, pero no en todas, el precio nodal en la mayoría de los lugares estará determinado por las ofertas de los generadores en otras ubicaciones del sistema de transmisión.
3. La oferta de un generador generalmente establecerá el precio nodal en su ubicación cuando el segmento de capacidad del generador se despache solo parcialmente (a menos que esté en su mínimo, o se mantenga presionado para proporcionar regulación, reservas de hilado o soporte de voltaje): eso es una unidad marginal.
4. Si un segmento de capacidad del generador se despacha completamente, el precio nodal que se pagará será determinado por las ofertas de otros generadores y será mayor o igual a la oferta de energía del generador para ese segmento de capacidad.
5. El componente de congestión de los precios nodales puede diferir entre dos buses, incluso si el flujo en la línea que conecta directamente estos dos buses no es vinculante.
6. El componente de congestión de los precios nodales puede variar en todo el sistema si solo hay una restricción vinculante. Esto puede suceder en un sistema en bucle donde las rutas paralelas están presentes.
7. El precio nodal en un bus puede ser más grande que la oferta más grande sobre todos los recursos en el sistema.
8. El precio nodal en un bus puede ser negativo: el aumento de la carga en ese bus puede disminuir los flujos y disminuir el costo total del sistema.

## 3 CASOS DE ESTUDIO

---

El sistema eléctrico implementado para hacer las simulaciones de mercado en este trabajo es el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI), cuyos datos para hacer los estudios fueron suministrados por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana (OC-SENI).

La red de eléctrica de la República Dominicana opera a una frecuencia de 60 Hz y consta de:

- Más de 94 subestaciones, las cuales trabajan a diferentes niveles de tensión (345, 230 y 138 kV para transporte, 69 kV para subtransporte y niveles inferiores para generación y distribución).
- 532 nudos, de los cuales 89 corresponden a nudos asociados a unidades generación, 260 a nudos de consumo (nudos de demanda), y el resto a nudos de tránsito.
- 587 líneas de transmisión.
- 89 unidades de generación, que pertenecen a 16 empresas, con una capacidad instalada de 3552.8 MW.

Para el estudio se ha considerado el 19 de septiembre del 2016 (figura 3-2), día en que se produjo la demanda máxima del año en cuestión, de manera que se analizará específicamente el escenario de demanda que se produjo a las 2:00 a.m. en el que se produjeron importantes congestiones en el sistema de transmisión. La demanda para esa hora del día fue de 1,861.05 MW, y, por otro lado, en la figura 3-1 puede verse el parque de generación disponible para esa hora del día, potencias máximas y mínimas, así como el precio al que fue ofertada la energía para esa hora, puede verse que más de 600 MW fueron ofertados a precio cero, para ese día.

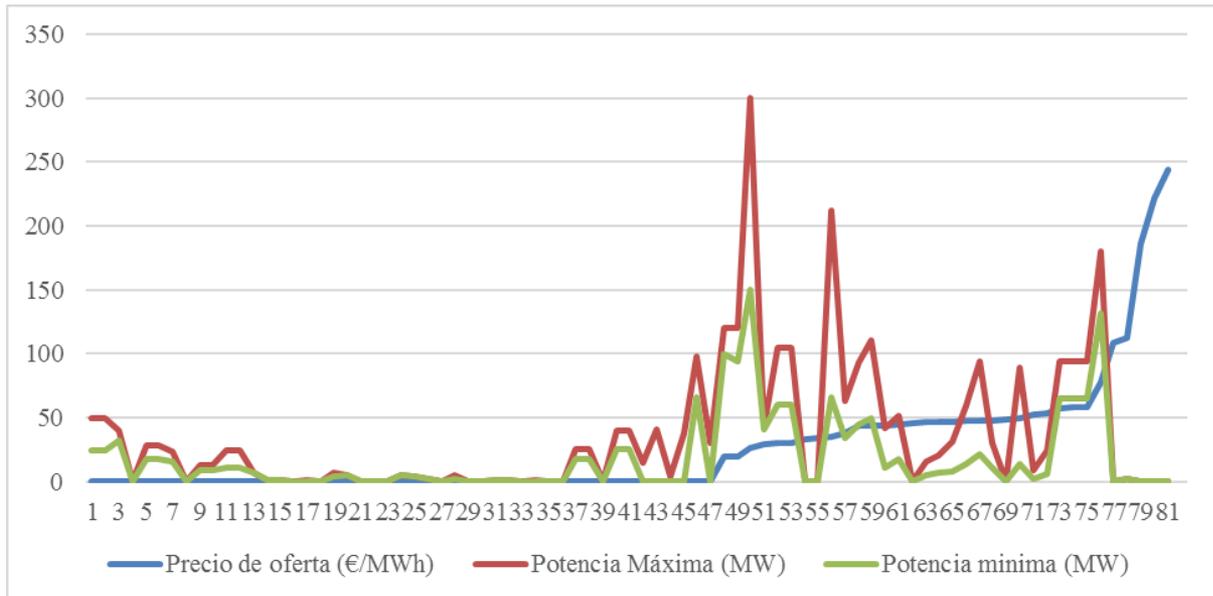


Figura 3–1 Parque de generación disponible, 19 de septiembre 2016.

### 3.1 Metodología de análisis

1. En primer lugar, se presentan los resultados obtenidos con el modelo de casación actual en el sistema eléctrico dominicano.
2. Se modelan DCOPF sin pérdidas y ACOPF sobre una red de 14 nodos de la IEEE.
3. Por último, se elige uno de los métodos de flujo óptimo para modelar el sistema eléctrico dominicano y se compara con el método de casación actual.

### 3.2 Modelo de casación actual de la República Dominicana

El sistema eléctrico dominicano opera bajo un modelo de despacho económico uninodal, homogéneo, con penalización por los factores de pérdidas nodales, de forma que el valor de la energía en cada nodo viene definido por el producto del coste marginal del sistema y su respectivo factor de nodo. Así que para el escenario de demanda planteado se obtuvieron los resultados (ver figura 3-3).

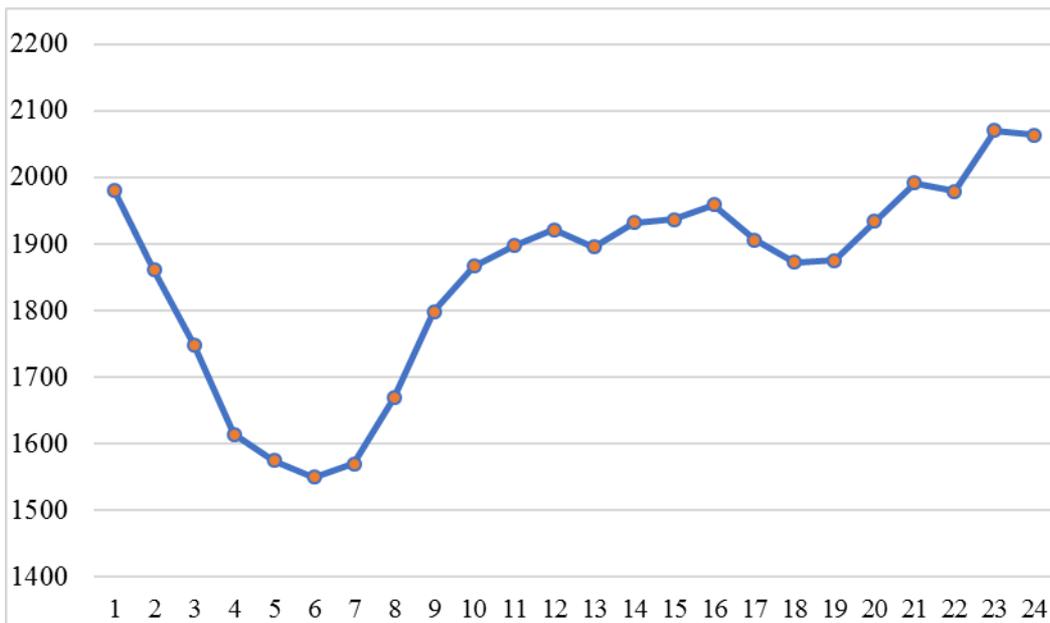


Figura 3-2 Curva de demanda del 19 de septiembre del 2016 (MW)

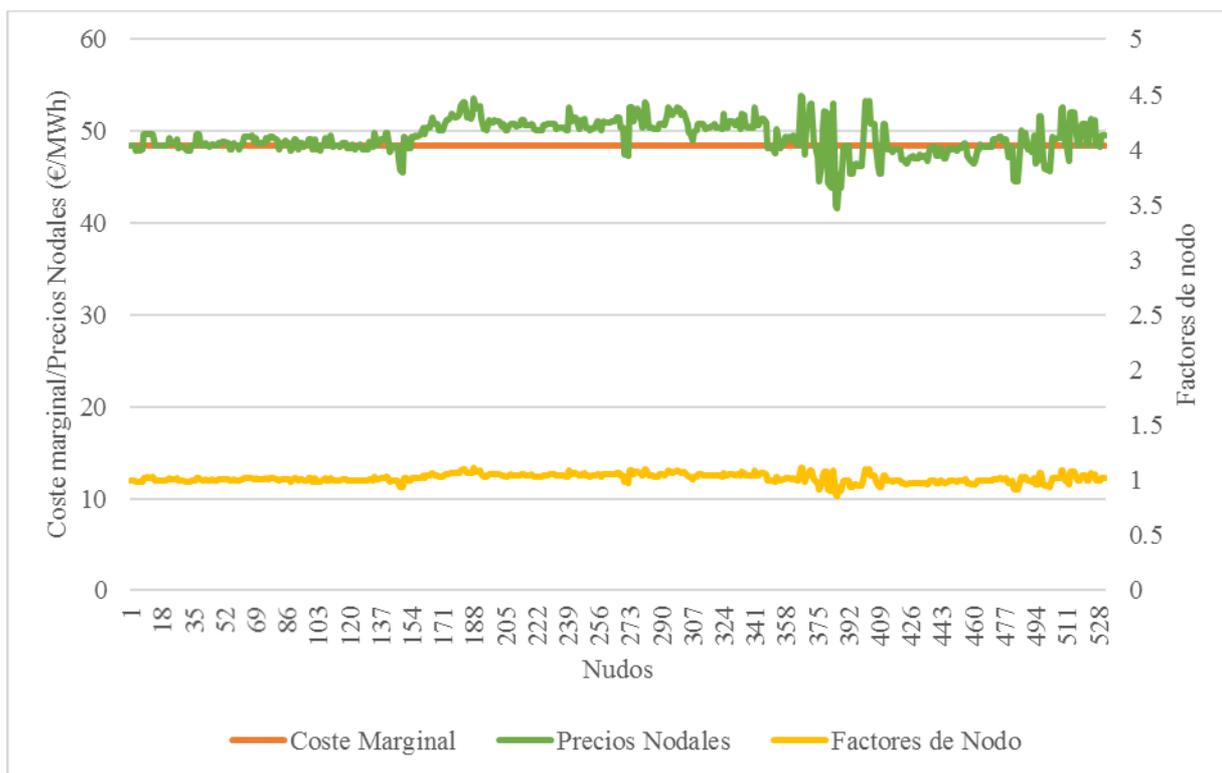


Figura 3-3 Simulación de coste marginal y factores de nodo SENI, 19 septiembre 2016, 2 a.m.

De los resultados mostrados en la figura 4-2 podemos sacar la siguiente información de interés: el coste marginal del sistema para el periodo evaluado es de 48.44 €/MWh, sin embargo, los precios nodales oscilan entre 53.88 y 41.66 €/MWh, pero hay que destacar que todos los datos están en torno a la media de 49.35 €/MWh, salvo algunas desviaciones importantes debidas a los factores de nodo asociados. El coste de explotación del parque de generación para el periodo bajo estudio es de 91,750.61 €.

### 3.3 Casación de mercado con DCOPF sin pérdidas y ACOPF, red de 14 nodos IEEE

La casación del sistema eléctrico dominicano no modela de manera explícita el sistema de transmisión, pues no se consideran los límites térmicos de las redes de transmisión, razón por la cual se proponen dos métodos para simular la inclusión de esta restricción, DCOPF sin pérdidas y ACOPF, en principio ambos modelos serán provados sobre una pequeña red de 14 nodos.

Como consideraciones generales para el cálculo de los precios resultantes del mercado hay que destacar que se asumió lo siguiente:

- El modelo de despacho económico empleado no contempla restricciones de reserva.
- El modelo de despacho económico empleado no contempla restricciones de rampas de bajada ni de subida de los generadores.
- Se considera que la demanda es perfectamente inelástica. La función objetivo del modelo de despacho económico es minimizar el coste total de la generación.
- No se consideran escenarios de contingencia N-1 en el modelo.
- Se asume un modelo de coste de generación de un solo bloque.
- El despacho se realiza sobre una base horaria para que la capacidad (MW) sea numéricamente igual a la energía (MWh).

Los datos de entrada de red propuesta para hacer los cálculos se muestran a continuación, en la tabla 3-1, los datos de generación, donde podemos apreciar la potencia activa y reactiva, máxima y mínima que puede entregar cada generador, así como el coste (€/MWh) y nudo asociado a cada uno.

Tabla 3–1 Datos de generación Red 14 nodos de la IEEE

Generador	1	2	3	4	5
Nudo	1	2	3	6	8
Coste (€/MWh)	14	15	30	40	10
MW Max	332.4	140	100	100	100
MW Min	0	0	0	0	0
Mvar Max	10	50	40	24	24
Mvar Min	0	-40	0	-6	-6

En la tabla 3-2 se puede ver la demanda asociada a cada nudo y en la tabla 3-3 podemos apreciar los datos correspondientes al sistema de transmisión de la red de 14 nodos de la IEEE, la conectividad entre cada uno de los nudos del sistema, la resistencia (R), reactancia inductiva (X), susceptancia (b) y los límites de potencia para cada una de las ramas. La topología del sistema se puede visualizar en la figura 3-4.

Tabla 3–2 Demanda asociada a cada nudo, red de 14 nudos IEEE

Nudo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
MW	21.7	94.2	47.8	7.6	11.2	29.5	9	3.5	6.1	13.5	14.9

Tabla 3-3 Datos Red de 14 nudos de la IEEE

Rama	R	X	B	Límite (MW)
1 . 2	0.01938	0.05917	0.0528	120
1 . 5	0.05403	0.22304	0.0492	65
2 . 3	0.04699	0.19797	0.0438	36
2 . 4	0.05811	0.17632	0.034	65
2 . 5	0.05695	0.17388	0.0346	50
3 . 4	0.06701	0.17103	0.0128	65
4 . 5	0.01335	0.04211	0	45
4 . 7	0	0.20912	0	55
4 . 9	0	0.55618	0	32
5 . 6	0	0.25202	0	45
6 . 11	0.09498	0.1989	0	18
6 . 12	0.12291	0.25581	0	32
6 . 13	0.06615	0.13027	0	32
7 . 8	0	0.17615	0	32
7 . 9	0	0.11001	0	32
9 . 10	0.03181	0.0845	0	32
9 . 14	0.12711	0.27038	0	32
10 . 11	0.08205	0.19207	0	12
12 . 13	0.22092	0.19988	0	12
13 . 14	0.17093	0.34802	0	12

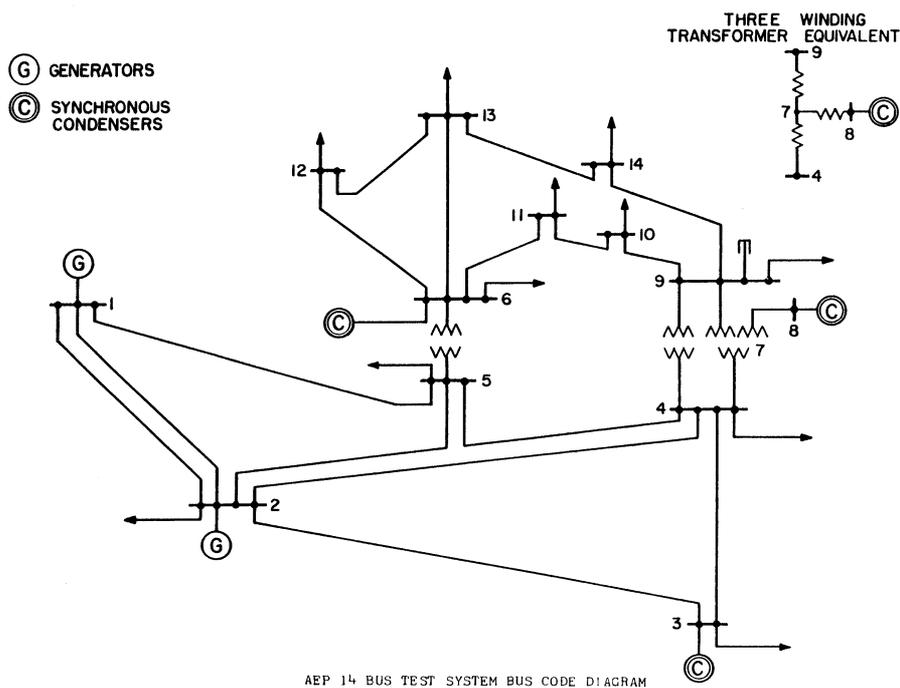


Figura 3-4 Topología Red de 14 nudos de la IEEE

Si se realiza un despacho económico con los datos mostrados anteriormente, sin tomar en cuenta las restricciones impuestas por el sistema de transmisión, que es igual que hacer un despacho por orden de mérito, el coste marginal del sistema lo fijarían las unidades generadoras más económicas, y sería de 14 €/MWh, pues el generador cinco despacharía toda su potencia (100 MW) por ser más económico (10 €/MWh) y el generador 1 despacharía el resto de la potencia necesaria para abastecer el sistema (159 MW) y es quien fija el coste marginal del sistema, de manera que el coste de explotación del parque de generación sería de 3,626 €. Sin embargo, aunque es una práctica que busca maximizar el bienestar social, el no tomar en cuenta las restricciones impuestas por el sistema de transmisión hace que se produzcan importantes congestiones del sistema, tal como puede verse en letras rojas en en la tabla 3-4, las ramas 2-3, 7-8, y 7-9, están saturadas, de manera que habría la necesidad de hacer un redespacho y esa es la mayor desventaja de proceder de esta manera.

Tabla 3-4 Flujos de potencia resultantes de un despacho económico sin la red

Rama	Flujo Potencia (MW)
1 . 2	115.63
1 . 5	43.37
2 . 3	54.65
2 . 4	23
2 . 5	16.28
3 . 4	39.55
4 . 5	29.11
4 . 7	35.14
4 . 9	0.1
5 . 6	22.94
6 . 11	5.23
6 . 12	5.85
6 . 13	11.11
7 . 8	100
7 . 9	64.86
9 . 10	17.73
9 . 14	17.54
10 . 11	8.73
12 . 13	0.25
13 . 14	2.64

Si en lugar de ejecutar un despacho económico sin tomar en cuenta la red, se realiza un DCOPF sin pérdidas, sólo se obtendría un precio único para el mercado si no se produce la saturación de ninguna línea de transmisión, pero dado que para el escenario de demanda mostrado en la tabla 3-2 se producen algunas saturaciones, el precio deja de ser homogéneo para todo el sistema y se obtendrían los resultados que se muestran en la tabla 3-5, donde se puede ver que en casi todos los nudos el precio al que se paga la energía es diferente, y oscila entre 30.656 y 10 €/MWh, y es que como puede observarse en la tabla 3-6 algunas líneas llegan a su límite máximo de potencia sin sobrepasarlo (letras rojas), además de que para cubrir la demanda y evitar saturaciones fue necesario despachar energía con generadores de mayor coste como puede verse en la tabla 3-7, que si comparamos con el caso anterior donde el generador 5 que es el más económico sólo despachó una pequeña fracción de su potencia, y se vieron en la necesidad de entrar los generadores 2 y 3, que son más caros, el coste de explotación del sistema es 4,570.94 €.

Tabla 3–5 Precios nodales, red 14 nodos IEEE con DCOPF sin pérdidas

Nudo	LMP
1	14
2	15
3	30
4	19.152
5	18.458
6	23.955
7	10
8	10
9	30.656
10	29.465
11	26.759
12	24.485
13	24.899
14	28.139

Tabla 3–6 Flujo de potencia resultante por rama, con DCOPF sin pérdidas

Rama	Flujo Potencia (MW)
1 . 2	120
1 . 5	57.41
2 . 3	36
2 . 4	42.48
2 . 5	32.8
3 . 4	2.12
4 . 5	42.44
4 . 7	23.71
4 . 9	15.53
5 . 6	40.17
6 . 11	5.15
6 . 12	7.38
6 . 13	16.44
7 . 8	8.29
7 . 9	32
9 . 10	7.35
9 . 14	10.68
10 . 11	1.65
12 . 13	1.28
13 . 14	4.22

Tabla 3-7 Despacho de potencia de los generadores, según DCOPF sin pérdidas

Generador	1	2	3	4	5
MW	177.41	12.98	60.32	0	8.29

Si en lugar de ejecutar un DCOPF sin pérdidas, se considera un ACOPF, se obtendrían los resultados que se muestran en la tabla 3-8, en la que podemos ver los precios resultantes por nudo, que como se puede ver de manera más clara en la figura 3-5 son valores muy similares a los obtenidos con el DCOPF sin pérdidas. El escenario de generación resultante y los flujos de potencia los podemos ver en las tablas 3-9 y 3-10 respectivamente, y se puede notar que también se obtienen resultados similares a los del DCOPF, con un coste de explotación del parque de generación de 4,679.08 €.

Tabla 3-8 Precios nodales, red 14 nodos IEEE con ACOPF.

Nudo	LMP AC
1	14
2	15
3	30
4	19.681
5	19.013
6	24.73
7	10
8	10
9	31.915
10	30.775
11	27.852
12	25.666
13	26.249
14	30.024

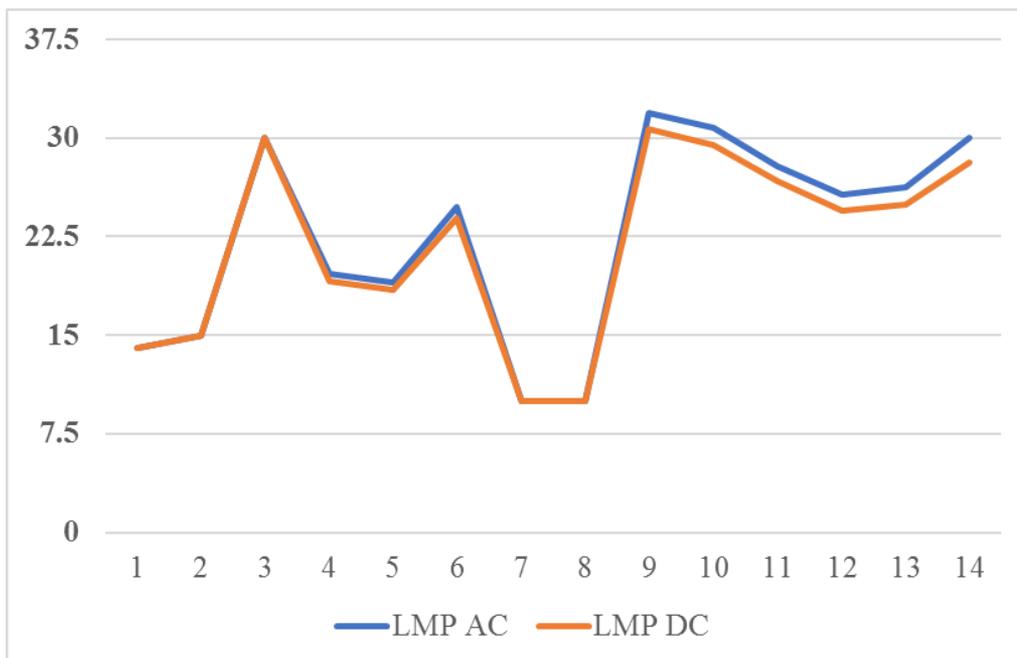


Figura 3-5 Precios resultantes por nudo, DCOPF sin pérdidas Vs ACOPF

Tabla 3–9 Escenario de generación resultante ACOPF, Red 14 nodos IEEE

Generador	1	2	3	4	5
MW	178.77	15.42	61.16	0	11.02
Mvar	9.93	11.35	12.12	24	4.24

Tabla 3–10 Flujo de potencia resultante por rama con ACOPF

Rama	Flujo Desde (MW)	Flujo Hasta (MW)
1 . 2	119.94	-117.37
1 . 5	58.83	-57.07
2 . 3	35.92	-35.32
2 . 4	42.18	-41.19
2 . 5	32.99	-32.39
3 . 4	2.28	-2.27
4 . 5	-39.54	39.75
4 . 7	20.93	-20.93
4 . 9	14.27	-14.27
5 . 6	42.11	-42.11
6 . 11	6.02	-5.94
6 . 12	7.74	-7.66
6 . 13	17.15	-16.92
7 . 8	-11.02	11.02
7 . 9	31.95	-31.95
9 . 10	6.6	-6.59
9 . 14	10.12	-9.99
10 . 11	-2.41	2.44
12 . 13	1.56	-1.55
13 . 14	4.98	-4.91

Hay que destacar que, para ambos casos, dígame el DCOPF sin pérdidas y el ACOPF, se producen saturaciones en el sistema de transmisión, que dan lugar a las rentas de congestión, es decir, la diferencia entre lo que pagan los consumidores y lo que reciben los generadores, teniendo en cuenta los precios en cada nudo. En el caso del DCOPF sin pérdidas en coste de explotación del parque de generación fue de 4,574.94 € y por otro lado los consumidores se verían obligados a pagar 5,318.24 €, de manera que habría una renta de congestión de 743.30 €; en el caso del ACOPF el coste de explotación del parque de generación es de 4,679.08 €, los consumidores pagarían 5,392.995 €, se produce una renta de congestión de 713.915 €, es notable que ambas rentas de congestión son muy parecidas.

### 3.4 Casación del mercado eléctrico dominicano con DCOPF sin pérdidas

Para hacer el estudio de precios nodales sobre el sistema eléctrico dominicano se eligió el DCOPF sin pérdidas, puesto que dadas las condiciones de este sistema y los datos que fueron suministrados se tuvieron problemas de convergencia al aplicar un ACOPF, de manera que sólo se obtendrán diferencias en los precios cuando existan líneas sobrecargadas.

Partiendo de los datos suministrados por el OC-SENI para el escenario de demanda que se produjo a las 2:00 a.m. del día 19 de septiembre del 2016, se aplicó un DCOPF sin pérdidas, de manera que se saturaron algunas líneas y se produjeron 202 diferentes precios nodales en la red bajo estudio que consta de 532 nudos. Estos resultados del DCOPF sin pérdidas se pueden apreciar en la figura 3-6, donde se ve claramente que casi el 80% de los precios rondan por los 26 €, por debajo del medio precio resultante del modelo actual que son unos 49 €, destacando que varios nodos tienen precio cero y que otros alcanzan valores que rondan por los 70, 80 e incluso los 90 €.

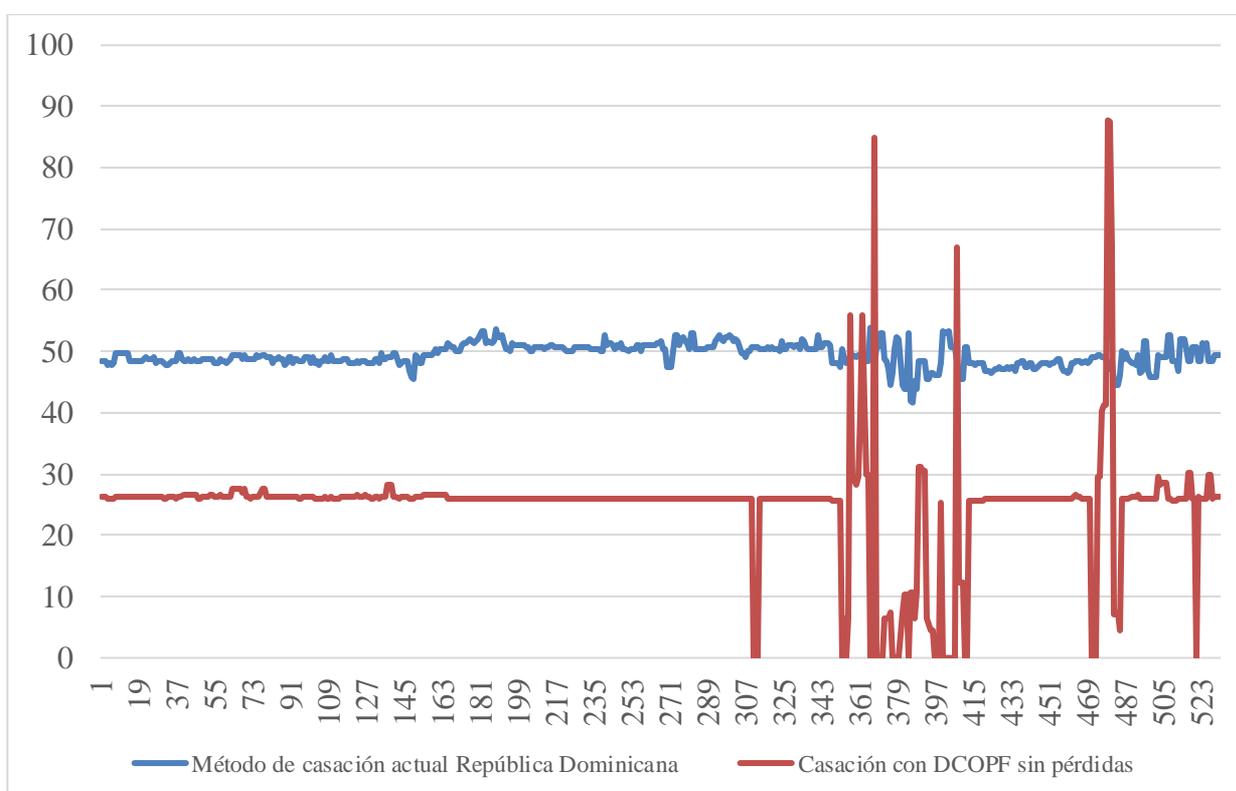


Figura 3-6 Casación con DCOPF sin pérdidas Vs Modelo de casación actual de República Dominicana

El coste de explotación del parque de generación para este escenario con DCOPF sin pérdidas sería de 43,819.244 €, en lugar de los 91,750.61 € que se obtuvieron con el sistema de casación tradicional de República Dominicana, y no obstante a eso los consumidores pagarían unos 48,787.52 €, de manera que para el caso bajo estudio se produce una renta de saturación de unos 4,968.27 €.

Por otro lado, si analizamos la cargabilidad de las redes de transmisión para el escenario bajo estudio, ver figura 3-7, podemos notar que alrededor del 80% de las líneas de transmisión del sistema están entán trabajando entre 0% y 29% de su capacidad máxima, contando 37 líneas que quedaron deshabilitadas, sin embargo **cuatro** líneas de transmisión que resultaron sobrecargadas dieron origen a múltiples precios nodales alrededor de todo el sistema eléctrico, situación que evidencia la debilidad y mala distribución topológica de los recursos de transmisión.

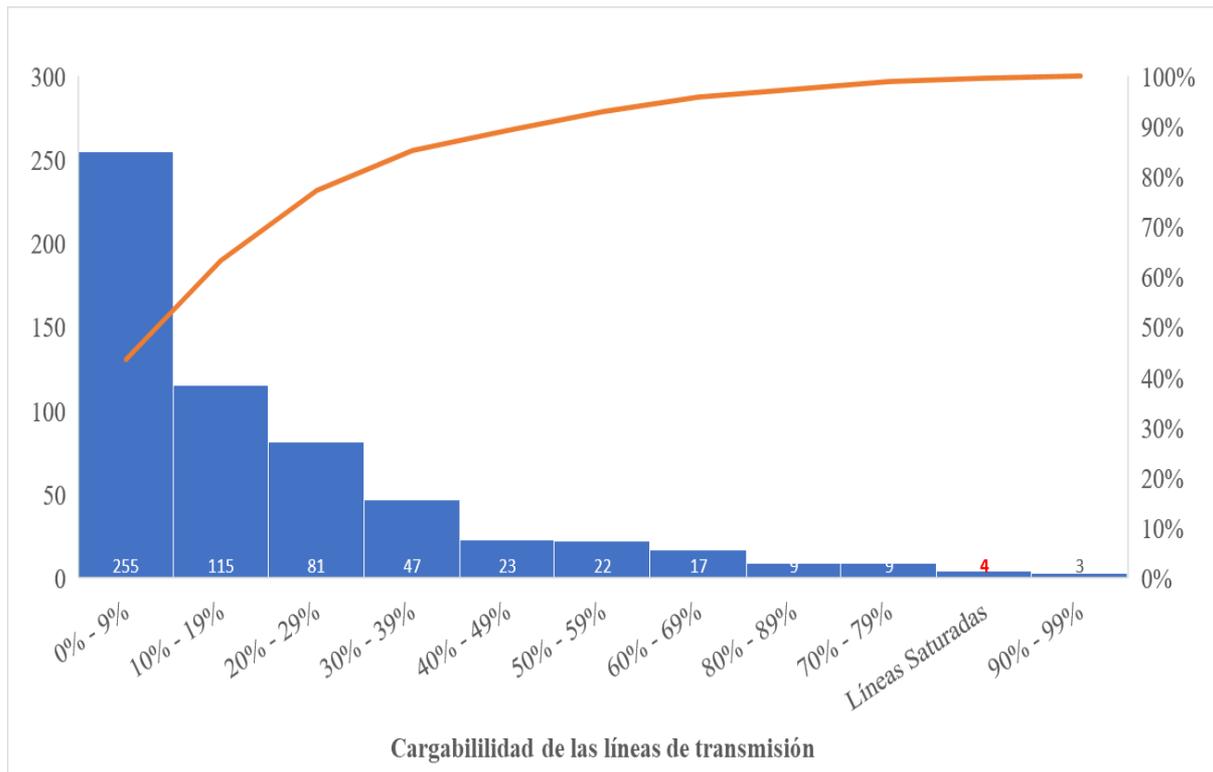


Figura 3–7 Cargabilidad del sistema de transmisión

Además los resultados mostrados anteriormente son una muestra de que tan volátiles pueden ser los precios nodales en un sistema eléctrico como el dominicano, ya que de no existir saturación en el sistema de transmisión, el precio del mercado sería único, lo que quiere decir que ante una demanda cambiante los precios y la disponibilidad de los generadores pudieran variar mucho entre una hora y otra, lo que haría una tarea mucho más compleja la coordinación de la generación entre hora y hora.

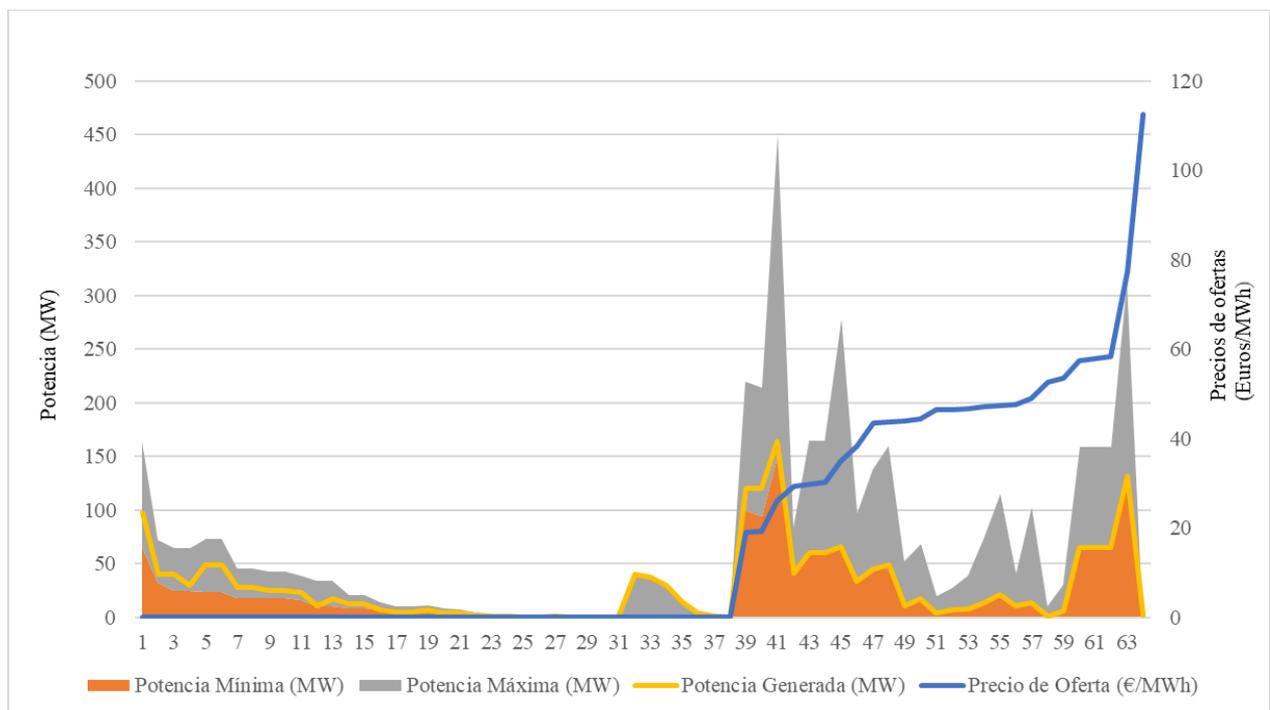


Figura 3–8 Escenario de Generación resultante con DCOPF sin pérdidas.

El escenario de generación resultante se puede visualizar en la figura 3-8, en el que podemos observar la potencia máxima y mínima de cada generador, representadas por las áreas gris y naranja respectivamente, el precio al que ofrece energía cada grupo de generación representado por la curva azul y la potencia a generar por cada grupo de generación representada por la curva naranja claro. Hay que destacar que de no producirse ninguna saturación en el sistema toda la demanda estaría cubierta por los generadores más económicos, los primeros 48 aproximadamente, que trabajarían casi todos a su potencia máxima y el precio del mercado sería único.

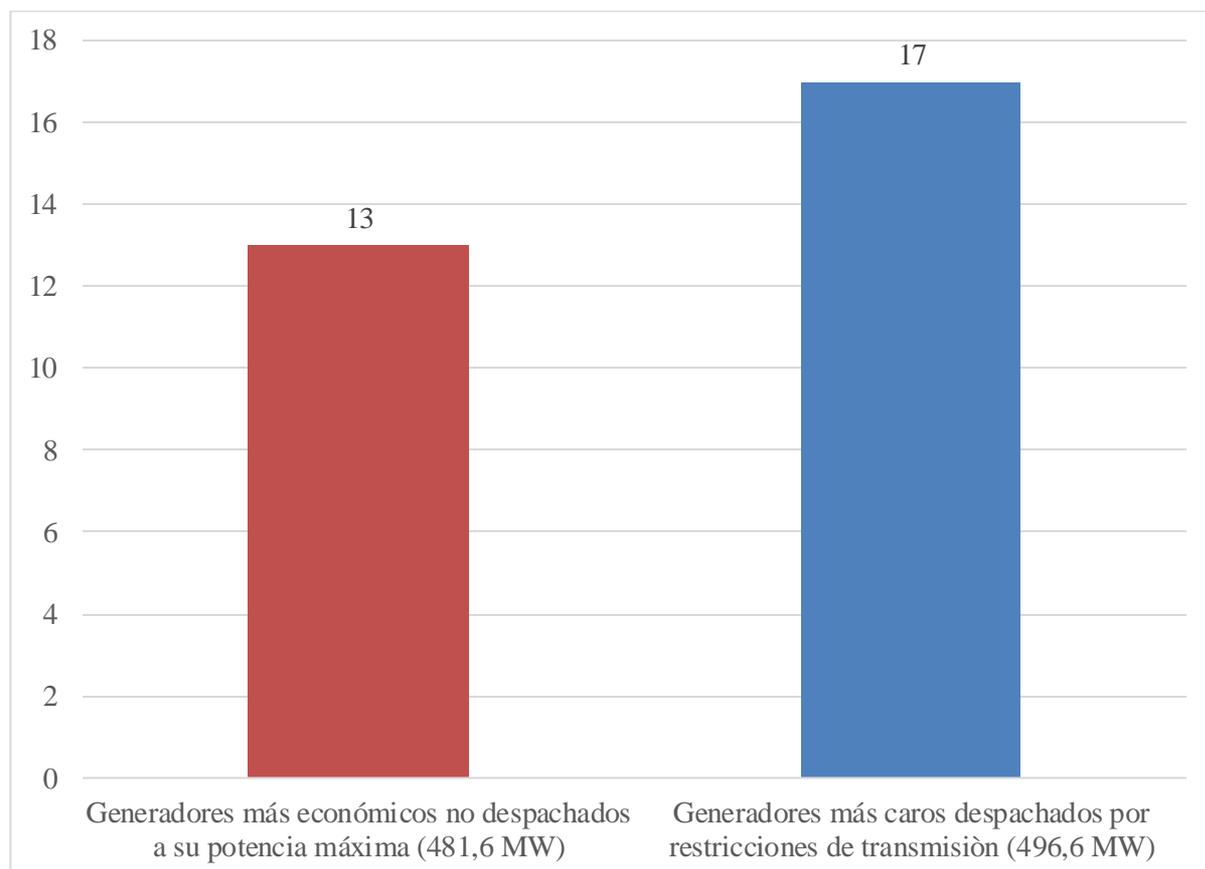


Figura 3–9 Desviaciones en generación impuestas por el sistema de transmisión.

Hay que destacar que para el escenario de demanda bajo estudio, aplicando un DCOPF sin pérdidas, participarían en el despacho de energía 64 unidades de generación, en lugar de unas 48 que debieron participar, esto por las saturaciones que se produjeron en algunas líneas de transmisión, de manera que 16 máquinas de las más económicas se despacharon parcialmente y no a su potencia máxima, dejando de servir unos 481.6 MW (ver Figura 3-9), en su lugar 17 unidades más caras, que estaban supuestas a no participar en el mercado entregarían unos 496.6 MW, para suplir toda la demanda que se presentó en la hora.

Con el fin de comprobar que tan volátiles serían los precios nodales ante distintos escenarios de demanda, con el mismo parque de generación disponible, y la misma topología del sistema de transmisión, se compara el escenario bajo estudio en este capítulo con otro escenario de demanda parecido que se produjo el 13 de Julio del 2016, en el que también se produjeron saturaciones en algunas líneas de transmisión. En la figura 3-10, se puede observar como resultan los precios nodales para ambos escenarios, que, aunque no son los mismos tienen cierto paralelismo, pero sin llegar a coincidir en ninguno de los nudos. Hay que destacar que para el escenario 2, no solo se produjeron precios nodales iguales a cero, sino que se produjeron precios nodales negativos en cuatro nudos lo que significa que en esos puntos, se pagaría por consumir energía eléctrica, ya que de alguna manera ese consumo descongestionaría las líneas en transmisión que se ven afectadas en esas zonas.

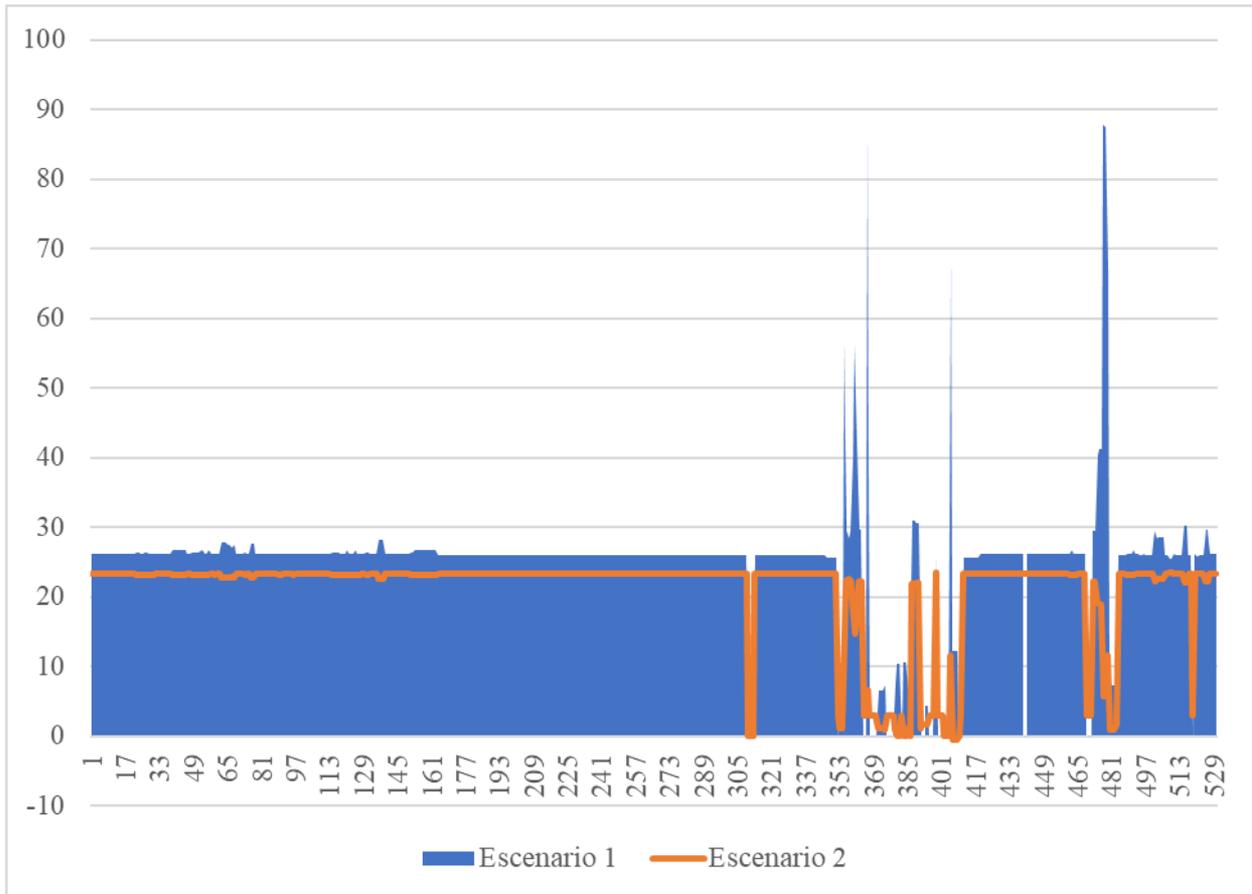


Figura 3–10 Precios nodales resultantes para dos escenarios de demanda diferentes

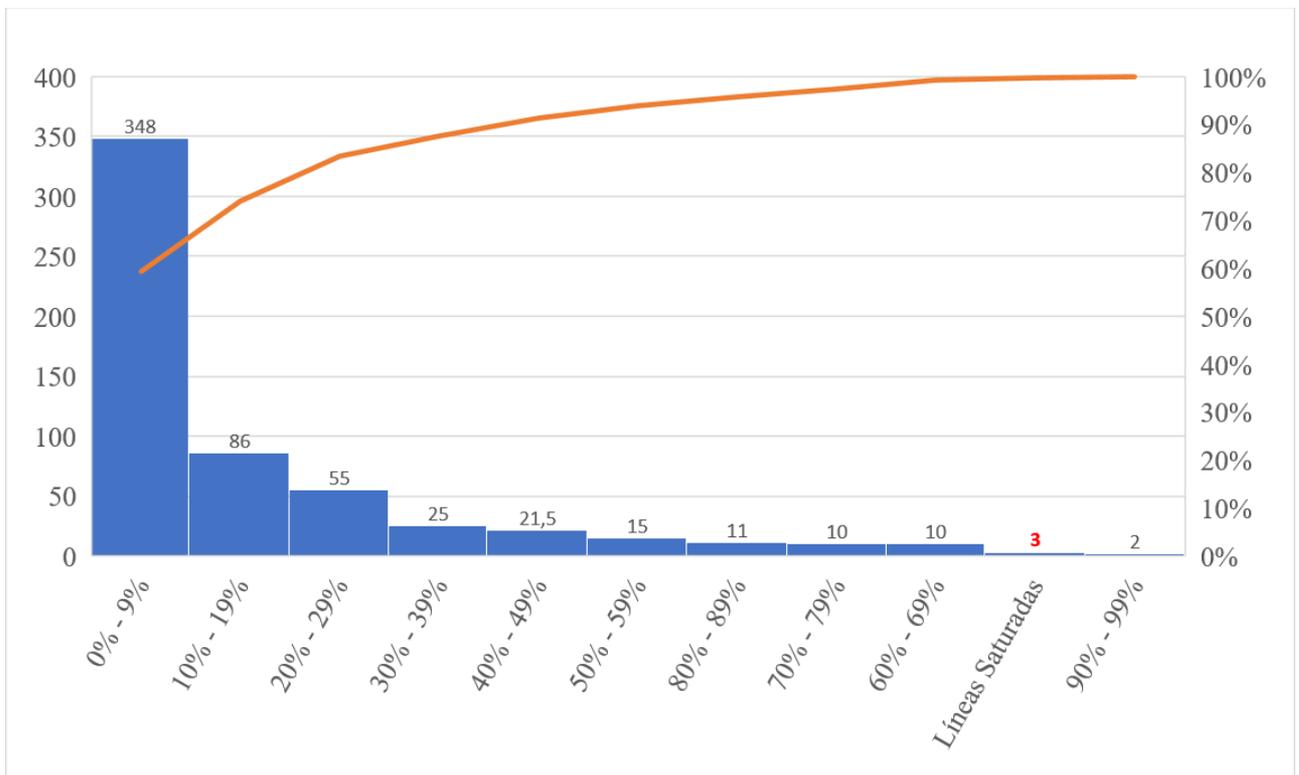


Figura 3–11 Cargabilidad del sistema de transmisión para el escenario 2

Hay que destacar que el precio nodal medio para el escenario 2, es menor que el precio medio del escenario 1, cuyas demandas totales para cada caso son 1914 MW y 1861 MW respectivamente, que, aunque en el segundo escenario hay una mayor demanda, no está concentrada en los mismos puntos que el escenario primero, de manera que se producen menos saturaciones en el sistema.

Si analizamos la cargabilidad de las redes de transmisión para el escenario 2, ver figura 3-11, podemos notar que alrededor del 80% de las líneas de transmisión del sistema están entán trabajando entre 0% y 19% de su capacidad máxima, evidencia de que para dicho escenario el sistema está mucho menos saturado, sin embargo **tres** líneas de transmisión resultaron sobrecargadas y dieron origen a multiples precios nodales alrededor de todo el sistema eléctrico, situación que evidencia la debilidad y mala distribución topológica de los recursos de transmisión. Hay que hacer énfasis en que las tres líneas que quedaron saturadas también quedaron saturadas para el escenario primero, y la otra línea que quedó saturada en el primer escenario estaría trabajando a un 98%, lo que refleja la debilidad del sistema en estas líneas.

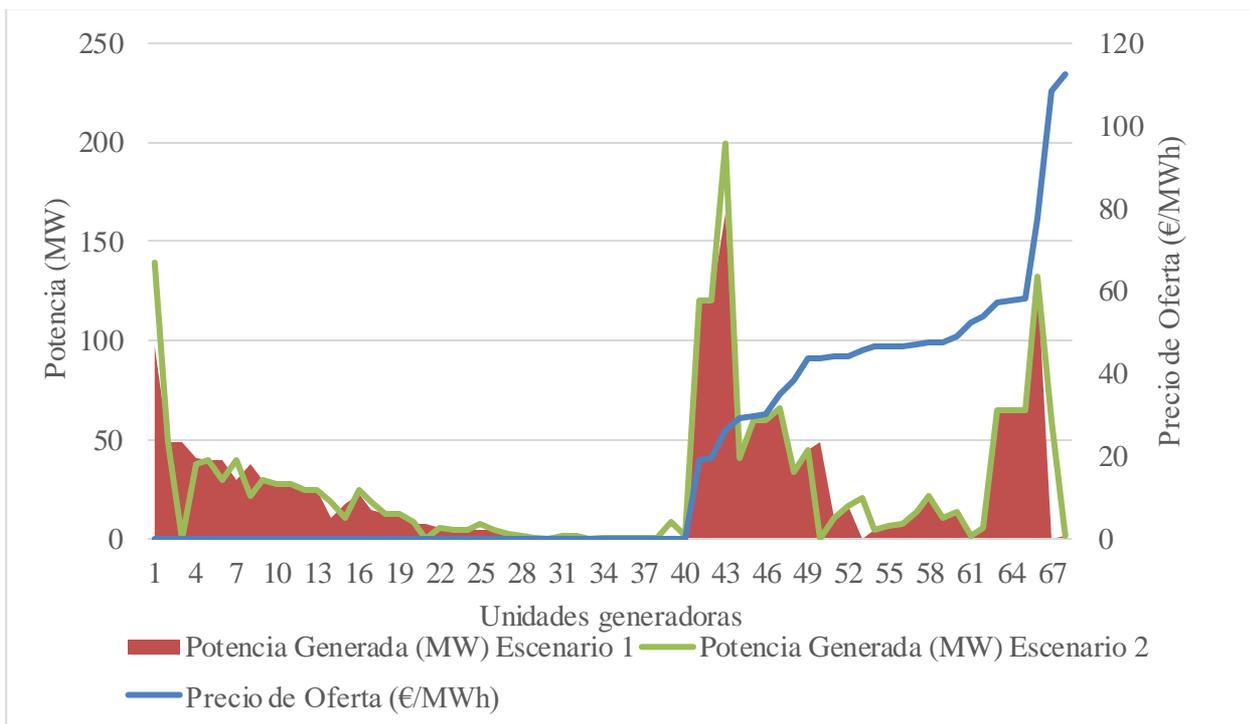


Figura 3–12 Potencias generadas: Escenario 1 vs Escenario 2

Si comparamos los escenarios de generación resultantes, ver figura 3-12, podremos notar que, aunque para el escenario 2 la demanda era mayor los despachos quedan muy parecidos a los del escenario 1, a diferencia de que muchos generadores de los más económicos si pudieron entregar más potencia, gracias a que menos líneas de transmisión quedaron congestionadas, razón por la cual los precios nodales en general fueron menores a los precios del escenario 1. Los escenarios de generación resultantes, y los precios nodales asociados para ambos casos, son una muestra de qué tan estocástico puede llegar a ser el sistema eléctrico dominicano de implementarse los precios nodales, pues las herramientas de predicción de los precios serían más complejas, ya que según el estudio son elevadamente volátiles.

## 4 CONCLUSIONES

---

- El modelo de casación actual del mercado eléctrico dominicano, para el mercado spot, no modela de manera explícita el sistema de transmisión, de manera que sólo son tomadas en cuenta las pérdidas eléctricas (factores de pérdidas nodales), por lo que ante ciertas situaciones son necesarios los redespachos, ya que como pudo verse en este trabajo, para ciertos escenarios de demanda se producen saturaciones importantes del sistema eléctrico.
- Quedó demostrado que aplicando el método ACOPF y DCOPF sin pérdidas, se pueden obtener resultados equiparables sobre una red de 14 nudos. Por lo que se puede aplicar el DCOPF sin pérdidas a sistemas eléctricos reales con el fin de incluir las restricciones operativas de las redes de transmisión para fines de estudios de la red, con la garantía de que se tendrán altas tasas de convergencia.
- Los resultados obtenidos aplicando un DCOPF sin considerar pérdidas eléctricas sobre el sistema eléctrico dominicano demuestra que el beneficio aumentaría para los consumidores, por lo menos en los casos que fueron estudiados, pues en la mayoría de los puntos de consumo se pagaría menos que con el método de casación actual, inclusive para ciertos escenarios de demanda se pagaría a los clientes por consumir energía. Sin embargo, en algunos puntos de consumo se pagaría la energía a un precio mayor que el precio del generador más caro ofertado en una hora dada.
- Para los escenarios de demanda que fueron estudiados se evidenció que el sistema de transmisión se saturaba en los mismos puntos, de manera que se podrían emplear los DCOPF sin pérdidas para identificar partes del sistema de transmisión con debilidades, que deberían ser sometidas a estudio e incluir en los planes de expansión de las redes eléctricas de transmisión de la República Dominicana.
- Los precios nodales resultan muy complejos para ser adaptados al sistema eléctrico dominicano, ya que en principio resultan muy volátiles ante escenarios de demanda cambiantes, y por las restricciones que introduce, haría de la operación del sistema una tarea extremadamente difícil, pues el parque de generación disponible es muy limitado y el sistema requiere de una mejoría en su topología, para evitar las saturaciones de las redes de transporte.

# REFERENCIAS

---

- [1] R. Hase y N. Shinomiya, «Maximization of social welfare in deregulated electricity markets with intermediaries,» IEEE, Tokyo, 2015.
- [2] M. A. López San Pablo, «La privatización y el marco regulatorio: una evaluación de la liberalización del sector eléctrico en la República Dominicana,» Bilbao, 2016.
- [3] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Aspectos Regulatorios y Tarifarios – Caso República Dominicana,» Quito, 2013.
- [4] Comisión Nacional de Energía, «Sobre Nosotros: Comisión Nacional de Energía,» [En línea]. Available: <https://www.cne.gob.do/sobre-nosotros/quienes-somos/>. [Último acceso: 2 Julio 2017].
- [5] Superintendencia de Electricidad, «Quienes somos: Superintendencia de Electricidad,» [En línea]. Available: <http://www.sie.gob.do/nosotros/quienes-somos/>. [Último acceso: 27 2017].
- [6] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, «Quienes somos: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana,» [En línea]. Available: <http://www.oc.org.do/>. [Último acceso: 2 Julio 2017].
- [7] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., «Memoria 2015,» Santo Domingo, 2015.
- [8] Superintendencia de Electricidad, Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación, Santo Domingo, 2012.
- [9] R. Palma, Seminario de Sistemas Eléctricos de Potencia - Modelos de Despacho, Chile, 2007.
- [10] F. Sernández Martínez, Modelo de subasta del mercado eléctrico con inclusión de restricciones de red, Sevilla, 2013.
- [11] R. Bo, «Congestion and Price Prediction in Locational Marginal Pricing Markets Considering Load Variation and Uncertainty,» University of Tennessee - Knoxville, 2009.
- [12] A. Soroudi, «GAMS code for DC OPF,» Research Gate, 28 Febrero 2017. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/311068411\\_GAMS\\_code\\_for\\_DC\\_OPF](https://www.researchgate.net/publication/311068411_GAMS_code_for_DC_OPF). [Último acceso: 07 Julio 2017].
- [13] California ISO, «California Independent System Operator,» 6 12 2005. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/docs/2004/02/13/200402131607358643.pdf>. [Último acceso: 2017 10 22].

# Anexos

---

# Estudio comparativo del uso de precios nodales de la energía eléctrica frente a un sistema de precio homogéneo

Julio César Lorenzo García

**Resumen** — Los modelos de mercados de energía eléctrica no suelen ser similares entre un país y otro, las reglas que rigen la compra y venta de energía eléctrica pueden variar desde modelos de monopolios verticalmente integrados hasta modelos en competencia perfecta. Sin importar de qué tipo de mercado estemos hablando, hoy en día, los objetivos giran en torno a maximizar el beneficio social. Es por esta razón que se han implementado alrededor del mundo técnicas innovadoras para calcular el precio de la energía eléctrica, que van desde el uso de precios nodales de la energía, hasta sistemas de precio homogéneo. En este trabajo se hace un estudio comparativo de como resultaría la casación del mercado eléctrico dominicano de implementarse el sistema de precios nodales.

**Palabras Clave** — Precio nodal, precio homogéneo, Sistema Eléctrico, flujo óptimo de carga.

## I. INTRODUCCIÓN

Durante décadas, en muchos países los mercados de energía eléctrica con estructura regulada han cambiado a mercados con estructura competitiva. En principio, para garantizar el abastecimiento seguro de energía eléctrica se desarrollaron los mercados de electricidad regulados con estructura centralizada. Sin embargo, algunas cuestiones sobre los precios de la electricidad han surgido debido a la estructura centralizada. En primer lugar, los consumidores no pueden darse cuenta de si los precios actuales de la electricidad son apropiados o no. En segundo lugar, los proveedores de electricidad en los mercados centralizados no parecen reducir los precios de la electricidad. Por lo tanto, estas cuestiones han impulsado la desregulación de los mercados de la electricidad [1].

Bajo este esquema, la desregulación tiene por objeto fomentar la competencia en los mercados de energía eléctrica para reducir los precios y maximizar el

bienestar social. De manera que el sistema de precios es crucial para la reestructuración de la industria eléctrica y dependerán de las reglas del mercado que se trate. En este sentido ha surgido el concepto de precios nodales de la energía, implementado con éxito en uno de los mercados competitivos más grande del mundo, la interconexión Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM), con más de 830 empresas miembro y que sirve a más de 60 millones de usuarios. PJM incorpora la red de transporte al algoritmo de casación y hace que el resultado respete todas las restricciones.

Por su parte, el sector eléctrico dominicano funcionó desde el 1955 hasta 1999 en una estructura verticalmente integrada, bajo el control y administración exclusiva de la estatal Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). En 1996 se inicia una reforma sin precedente del sector eléctrico dominicano que consistió en la desintegración y separación de las actividades de la industria, en generación, transmisión y distribución, según el modelo chileno ejecutado exitosamente en la década de los 80. La incorporación de la inversión privada se limitó a las áreas de generación térmica y de distribución, a través del esquema de capitalización ejecutado en Bolivia en 1995, mediante la asociación Estado – sector privado para constituir nuevas empresas con participación accionaria igualitaria (50% cada uno), y que la inyección del capital del socio privado fuera directamente como capital de trabajo para cubrir las operaciones y expansión de las empresas creadas [2].

A diferencia del sistema PJM, el modelo de despacho y fijación de precios del mercado eléctrico dominicano es denominando como uninodal, y se caracteriza por calcular un coste marginal único para todo el sistema eléctrico (precio homogéneo), no diferenciando costes marginales por nodo (precios nodales). En el caso dominicano no se realiza una modelación explícita de los sistemas de transmisión, es decir, solo se considera el efecto de las pérdidas óhmicas, sin considerar los flujos

máximos de potencia que pueden transportar las redes eléctricas. No obstante, con este modelo es posible diferenciar el efecto que cada generador tiene en las pérdidas óhmicas del sistema, según sea su ubicación relativa respecto de los centros de carga, pudiendo generar consecuencias económicas importantes en la explotación del sistema eléctrico.

## II. MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO

En el mercado eléctrico dominicano se identifican el Mercado Eléctrico Minorista y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En el primero, definido como monopolio natural, fue dividido en zonas geográficas con usuarios sometidos a regulación de precios y remuneración en base a una tarifa que reconoce el valor agregado de distribución, obligatoriedad de dar el suministro a los usuarios que lo soliciten, así como mantener contratos para garantizar el suministro de la electricidad a sus usuarios. En cambio, el MEM, que es donde se realizará el estudio, se introduce competencia en generación mediante un sistema marginalista e interactúan las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, así como los usuarios no regulados (UNRs), mediante compra, venta y transporte de electricidad. Las transacciones en el MEM se realizan a través del Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

Para los fines de este artículo analizamos el mercado Spot, mercado donde se realizan las transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, estas transacciones resultan de la diferencia entre la energía total despachada de acuerdo con el despacho económico y la energía demandada de acuerdo con los contratos.

Las transacciones de potencia y energía realizadas en el mercado spot se valoran sobre la base del coste marginal de corto plazo del sistema eléctrico. El coste marginal de corto plazo de la energía es el coste marginal que resulta de la operación óptima del sistema de generación y transmisión. El coste marginal de la potencia es el coste marginal de desarrollo de potencia de punta en el sistema [3]. El precio de la energía en cada hora es el coste marginal del sistema, igual al coste variable de la última unidad despachada.

El coste marginal de corto plazo de energía activa en la barra de referencia para cada hora, corresponderá al mayor coste variable de Producción, referido a la barra de referencia (coste variable / factor de nodo), de las máquinas termoelectricas despachadas en la hora que

estén vinculadas a la Barra De Referencia del sistema y que cuenten con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora [8].

El factor de nodo a aplicar para referir el coste variable de producción de una máquina ubicada en una barra vinculado a la barra de referencia deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i}$$

Donde:  $\frac{\partial Perd}{\partial P_i}$  es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda  $i$   $P$ , asumiendo como Barra libre la Barra De Referencia del SENI.

## III. PRECIOS NODALES

Cuando no hay cuello de botella de transmisión ni pérdidas presentes durante el transporte de la electricidad, el productor de energía más barato será seleccionado para atender las cargas en todos los lugares y, por lo tanto, el precio de la electricidad será el mismo a través de la red. Este precio se llama a menudo el precio de compensación del mercado o precio homogéneo. En este escenario, la red que conecta todos los generadores y cargas es similar a un solo bus que tiene capacidad de transporte infinita e induce ninguna pérdida. Cuando la congestión se produce de manera que una o más líneas de transmisión alcancen su límite térmico y no puedan llevar energía adicional, se programará una unidad de generación más costosa para servir la carga ya que los generadores más baratos no podrían alcanzar la ubicación de carga debido a la congestión. En consecuencia, el precio de la electricidad en este lugar aumentará ya que es servido por los productores de energía más caros. Además de la congestión de la transmisión, las pérdidas de transmisión de energía también contribuyen a los precios variables en los diferentes lugares. Por ejemplo, una carga, conectada a la red eléctrica a través de una línea de transmisión resistiva más alta, estará sujeta a un precio más alto ya que se pierde más electricidad durante el transporte, en oposición al caso de una línea de resistencia inferior. Como resultado, el precio de la electricidad varía con las ubicaciones. Estas características conducen al concepto de precio nodal (LMP, por sus siglas en inglés, Local Marginal Price).

LMP fue presentado por primera vez por F.C. Schweppe en 1998. Por definición, el LMP en un bus dado es el coste incremental de servir un cambio de

carga infinitesimal en ese bus, respetando todas las restricciones físicas. La metodología de fijación de precios nodales ha sido el enfoque dominante utilizado en los mercados de energía estadounidenses para calcular el precio de la electricidad y administrar la congestión de la transmisión. En la actualidad, LMP se ha implementado o se está implementando en una serie de ISO como la PJM, Nueva York ISO, ISO-Nueva Inglaterra, ISO de California y Midwest ISO.

En teoría, el LMP es el subproducto del problema del despacho económico. Específicamente, el LMP para un bus dado es el precio sombra de la ecuación de equilibrio de potencia asociada con ese bus. Además, el LMP se puede descomponer en tres partes: el precio marginal de la energía, el precio marginal de la pérdida y el precio marginal de la congestión. Estas tres partes representan el coste marginal asociado con la energía, la pérdida y la congestión, respectivamente. La razón por la que el LMP se divide en tres componentes es que el componente de congestión marginal se utiliza para calcular la renta de congestión y el valor de la FTR.

En la práctica, el mercado de día a día genera el LMP, llamado "LMP ex-ante", porque el LMP se calcula antes de que ocurra el evento. En el mercado en tiempo real, además del cálculo del LMP "ex-ante", se realizará un cálculo "post-LMP", por ejemplo, cada 5 minutos, para reflejar lo que realmente ha ocurrido en el mercado. El cálculo respeta las condiciones reales del sistema y las respuestas del generador, de acuerdo con los resultados de la Estimación del Estado. Estos precios se llaman "post-LMP" los precios. Teóricamente, el post-LMP sería el mismo que el ex-ante LMP, si las cosas van exactamente como se esperaba o se pronosticó. En la práctica, el LMP posterior debería estar próximo al LMP ex-ante, en la mayoría de los casos. Además, en un mercado energético bien diseñado y operado, se espera que los LMP ex-ante y ex-post converjan con el tiempo. En este trabajo, nos centramos en el LMP ex-ante como el contexto de la investigación está pronosticando.

El precio de la electricidad en un mercado de energía al por mayor cambia constantemente por una serie de razones, tales como cambios de carga, cambios de ofertas de generación y de demanda, cambio de sistema de transmisión en caso de interrupción y mantenimiento y cambio de disponibilidad de generadores debido a interrupción. Entre estos factores, la carga está cambiando con más frecuencia.

## A. Modelos de despacho básicos para el cálculo de precios nodales

### 1) Modelo DCOPF sin pérdidas

El modelo DCOPF genérico, sin tener en cuenta las pérdidas, puede ser fácilmente modelado como la minimización del coste total de producción sujeto al equilibrio energético ya las restricciones de transmisión. Se supone que las magnitudes de voltaje son unidad y se ignora la potencia reactiva. Este modelo puede escribirse como una formulación lineal (LP).

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{i=1}^N c_i \times G_i \\ & \text{s. t.} \quad \sum_{i=1}^N G_i = \sum_{i=1}^N D_i \\ & \left| \sum_{i=1}^N GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) \right| \leq \text{Limit}_k, \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, M \\ & G_i^{\min} \leq G_i \leq G_i^{\max}, \text{ for } i = 1, 2, \dots, N \end{aligned}$$

dónde

N = número de buses;

M = número de líneas;

C<sub>i</sub> = coste de generación en Bus i (\$ / MWh);

G<sub>i</sub> = envío de generación en Bus i (MWh);

Min y Max G<sub>i</sub> = la producción máxima y mínima de generación en Bus i;

D<sub>i</sub> = demanda en Bus i (MWh);

GSF<sub>k-i</sub> = factor de cambio de generación a la línea k desde el bus i;

Limit<sub>k</sub> = límite de transmisión de la línea k.

### 2) Modelo ACOPF

Este no es un modelo típico para propósitos de simulación de precios de mercado debido a su velocidad computacional relativamente lenta y problema de convergencia en un sistema bastante grande. Por el contrario, se utiliza con mayor frecuencia para comparación e ilustración.

En general, el modelo ACOPF se puede presentar minimizando el coste total de generación, sujeto a balances de potencia activa en los nudos, balances de potencia reactiva en los nudos, límites de transmisión, límites de generación y límites de tensión en los nudos. El LMP en cada nudo de la formulación ACOPF es el multiplicador de Lagrange de las restricciones de igualdad del balance de potencia activa en cada nudo.

En general el modelo ACOPF puede ser formulado como:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N c_{Gi} \times P_{Gi}$$

$$\text{s. t. } P_{Gi} - P_{Li} - P(V, \theta) = 0 \text{ (Balance de potencia activa)}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - Q(V, \theta) = 0 \text{ (Balance de potencia reactiva)}$$

$$|F_k| \leq F_k^{\text{Max}}$$

$$P_{Gi}^{\text{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\text{max}} \text{ (Límites de potencia activa, generadores)}$$

$$Q_{Gi}^{\text{min}} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\text{max}} \text{ (Límites de potencia reactiva, generadores)}$$

$$V_i^{\text{min}} \leq V_i \leq V_i^{\text{max}} \text{ (Límites de tensión en nudos)}$$

Donde,

$c_{Gi}$  = costo del generador  $G_i$

$P_{Gi}$ ,  $Q_{Gi}$  = Potencias activas y reactivas generadas por el generador  $G_i$

$P_{Gi}^{\text{min}}$ ,  $P_{Gi}^{\text{max}}$  = Límites máximos y mínimos de potencia activa de  $P_{Gi}$

$Q_{Gi}^{\text{min}}$ ,  $Q_{Gi}^{\text{max}}$  = Límites máximos y mínimos de potencia reactiva de  $Q_{Gi}$

$P_{Li}$ ,  $Q_{Li}$  = Potencias activas y reactivas demandadas por las cargas

$F_k$ ,  $F_k^{\text{Max}}$  = Flujos por la línea, y máximo flujo permitido

$V_i^{\text{min}}$ ,  $V_i^{\text{max}}$  = Mínimo y máximo nivel de tensión permitido en el nodo  $i$

### 3) Algunas observaciones sobre los precios nodales

- El precio nodal en un bus no es necesariamente el precio de oferta de un generador: el precio nodal es el costo de cumplir con el siguiente incremento de carga en una ubicación particular a través del envío de todo el sistema a un costo mínimo, no solo la generación en esa ubicación.
- En la mayoría de las situaciones, pero no en todas, el precio nodal en la mayoría de los lugares estará determinado por las ofertas de los generadores en otras ubicaciones del sistema de transmisión.
- La oferta de un generador generalmente establecerá el precio nodal en su ubicación cuando el segmento de capacidad del generador se despache solo parcialmente (a menos que esté en su mínimo, o se mantenga presionado para proporcionar regulación, reservas de hilado o soporte de voltaje): eso es una unidad marginal.
- Si un segmento de capacidad del generador se despacha completamente, el precio nodal que se pagará será determinado por las ofertas de otros generadores y será mayor o igual a la oferta de

energía del generador para ese segmento de capacidad.

- El componente de congestión de los precios nodales puede diferir entre dos buses, incluso si el flujo en la línea que conecta directamente estos dos buses no es vinculante.
- El componente de congestión de los precios nodales puede variar en todo el sistema si solo hay una restricción vinculante. Esto puede suceder en un sistema en bucle donde las rutas paralelas están presentes.
- El precio nodal en un bus puede ser más grande que la oferta más grande sobre todos los recursos en el sistema.
- El precio nodal en un bus puede ser negativo: el aumento de la carga en ese bus puede disminuir los flujos y disminuir el costo total del sistema.

## IV. CASOS DE ESTUDIO

El sistema eléctrico implementado para hacer las simulaciones de mercado en este trabajo es el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI), cuyos datos para hacer los estudios fueron suministrados por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana (OC-SENI).

La red de eléctrica de la República Dominicana opera a una frecuencia de 60 Hz y consta de:

- Más de 94 subestaciones, las cuales trabajan a diferentes niveles de tensión (345, 230 y 138 kV para transporte, 69 kV para subtransporte y niveles inferiores para generación y distribución).
- 532 nudos, de los cuales 89 corresponden a nudos asociados a unidades generación, 260 a nudos de consumo (nudos de demanda), y el resto a nudos de tránsito.
- 587 líneas de transmisión.
- 89 unidades de generación, que pertenecen a 16 empresas, con una capacidad instalada de 3552.8 MW.

Para el estudio se ha considerado el 19 de septiembre del 2016 (figura 4-1), día en que se produjo la demanda máxima del año en cuestión, de manera que se analizará específicamente el escenario de demanda que se produjo a las 2:00 a.m. en el que se produjeron importantes

congestiones en el sistema de transmisión. La demanda para esa hora del día fue de 1,861.05 MW, y, por otro lado, en la figura 3-1 puede verse el parque de generación disponible para esa hora del día, potencias máximas y mínimas, así como el precio al que fue ofertada la energía para esa hora, puede verse que más de 600 MW fueron ofertados a precio cero, para ese día.

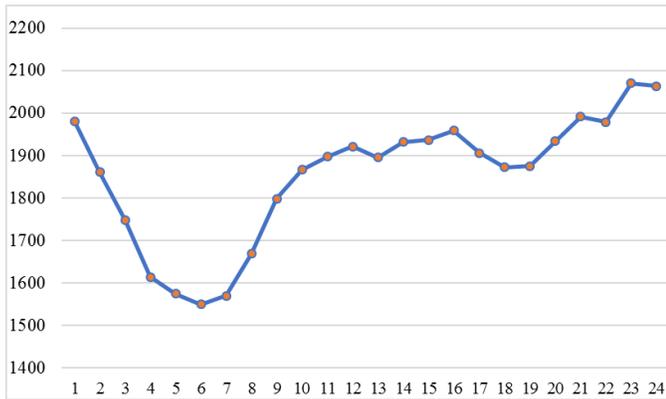


Figura 4-1 Curvas de demanda del 19 de septiembre del 2016 (MW)

### 1) Modelo de casación actual de la República Dominicana

El sistema eléctrico dominicano opera bajo un modelo de despacho económico uninodal, homogéneo, con penalización por los factores de pérdidas nodales, de forma que el valor de la energía en cada nodo viene definido por el producto del coste marginal del sistema y su respectivo factor de nodo. Así que para el escenario de demanda planteado se obtuvieron los resultados (ver figura 4-2).

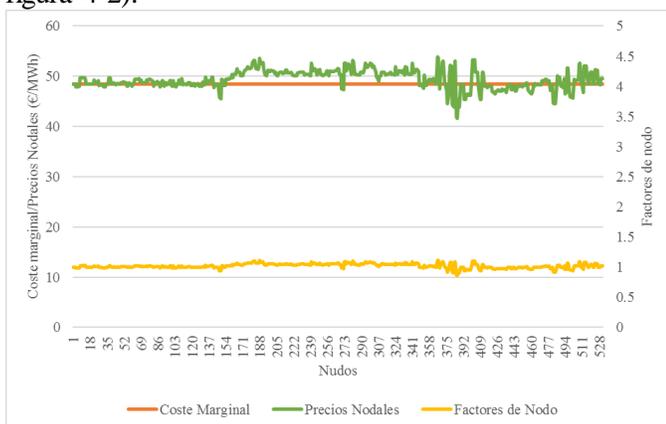


Figura 4-2 Simulación de coste marginal y factores de nodo SENI, 19 septiembre 2016, 2 a.m.

De los resultados mostrados en la figura 4-2 podemos sacar la siguiente información de interés: el coste marginal del sistema para el periodo evaluado es de 48.44 €/MWh, sin embargo, los precios nodales oscilan

entre 53.88 y 41.66 €/MWh, pero hay que destacar que todos los datos están en torno a la media de 49.35 €/MWh, salvo algunas desviaciones importantes debidas a los factores de nodo asociados. El coste de explotación del parque de generación para el periodo bajo estudio es de 91,750.61 €.

### B. Casación del mercado eléctrico dominicano con DCOFF sin pérdidas

Para hacer el estudio de precios nodales sobre el sistema eléctrico dominicano se eligió el DCOFF sin pérdidas, puesto que dadas las condiciones de este sistema y los datos que fueron suministrados se tuvieron problemas de convergencia al aplicar un ACOFF, de manera que sólo se obtendrán diferencias en los precios cuando existan líneas sobrecargadas.

Partiendo de los datos suministrados por el OC-SENI para el escenario de demanda que se produjo a las 2:00 a.m. del día 19 de septiembre del 2016, se aplicó un DCOFF sin pérdidas, de manera que se saturaron algunas líneas y se produjeron 202 diferentes precios nodales en la red bajo estudio que consta de 532 nudos. Estos resultados del DCOFF sin pérdidas se pueden apreciar en la figura 4-3, donde se ve claramente que casi el 80% de los precios rondan por los 26 €, por debajo del medio precio resultante del modelo actual que son unos 49 €, destacando que varios nodos tienen precio cero y que otros alcanzan valores que rondan por los 70, 80 e incluso los 90 €.

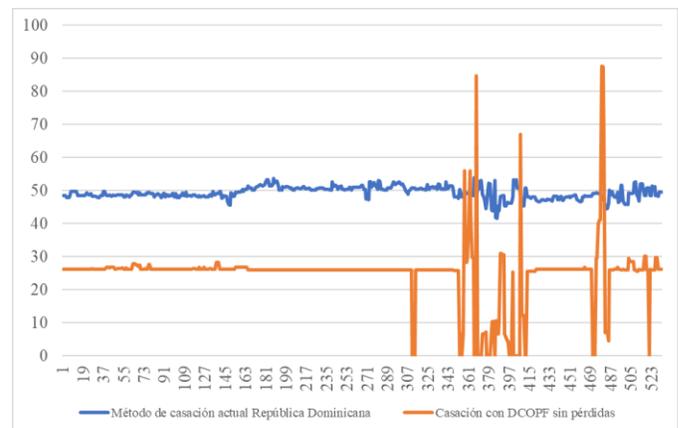


Figura 4-3 Casación con DCOFF sin pérdidas Vs Modelo de casación actual de República Dominicana

El coste de explotación del parque de generación para este escenario con DCOFF sin pérdidas sería de 43,819.244 €, en lugar de los 91,750.61 € que se obtuvieron con el sistema de casación tradicional de República Dominicana, y no obstante a eso los

consumidores pagarían unos 48,787.52 €, de manera que para el caso bajo estudio se produce una renta de saturación de unos 4,968.27 €.

Por otro lado, si analizamos la cargabilidad de las redes de transmisión para el escenario bajo estudio, ver figura 4-4, podemos notar que alrededor del 80% de las líneas de transmisión del sistema están trabajando entre 0% y 29% de su capacidad máxima, contando 37 líneas que quedaron deshabilitadas, sin embargo cuatro líneas de transmisión que resultaron sobrecargadas dieron origen a múltiples precios nodales alrededor de todo el sistema eléctrico, situación que evidencia la debilidad y mala distribución topológica de los recursos de transmisión.

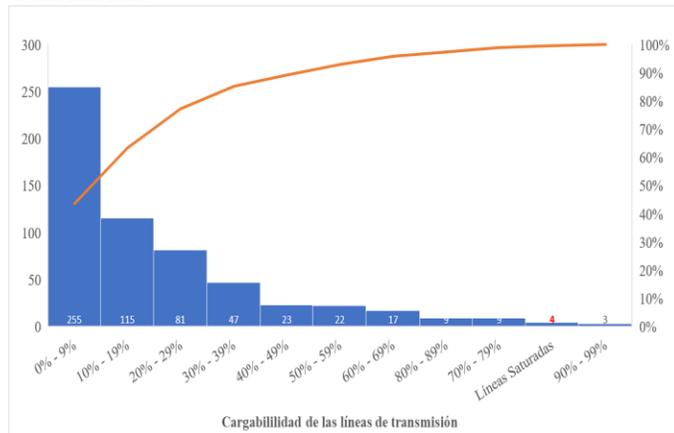


Figura 4-4 Cargabilidad del sistema de transmisión

Además, los resultados mostrados anteriormente son una muestra de que tan volátiles pueden ser los precios nodales en un sistema eléctrico como el dominicano, ya que, de no existir saturación en el sistema de transmisión, el precio del mercado sería único, lo que quiere decir que ante una demanda cambiante los precios y la disponibilidad de los generadores pudieran variar mucho entre una hora y otra, lo que haría una tarea mucho más compleja la coordinación de la generación entre hora y hora.

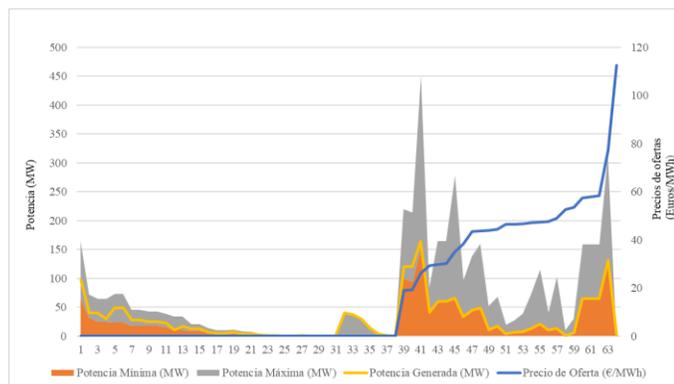


Figura 4-5 Escenario de Generación resultante

Hay que destacar que para el escenario de demanda bajo estudio, aplicando un DCOPF sin pérdidas, participarían en el despacho de energía 64 unidades de generación, en lugar de unas 48 que debieron participar, esto por las saturaciones que se produjeron en algunas líneas de transmisión, de manera que 16 máquinas de las más económicas se despacharon parcialmente y no a su potencia máxima, dejando de servir unos 481.6 MW, en su lugar 17 unidades más caras, que estaban supuestas a no participar en el mercado entregarían unos 496.6 MW, para suplir toda la demanda que se presentó en la hora (ver figura 4-5).

## V. CONCLUSIONES

El modelo de casación actual del mercado eléctrico dominicano, para el mercado spot, no modela de manera explícita el sistema de transmisión, de manera que sólo son tomadas en cuenta las pérdidas eléctricas (factores de pérdidas nodales), por lo que ante ciertas situaciones son necesarios los re-despachos, ya que como pudo verse en este trabajo, para ciertos escenarios de demanda se producen saturaciones importantes del sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos aplicando un DCOPF sin considerar pérdidas eléctricas sobre el sistema eléctrico dominicano demuestra que el beneficio aumentaría para los consumidores, por lo menos en los casos que fueron estudiados, pues en la mayoría de los puntos de consumo se pagaría menos que con el método de casación actual, inclusive para ciertos escenarios de demanda se pagaría a los clientes por consumir energía. Sin embargo, en algunos puntos de consumo se pagaría la energía a un precio mayor que el precio del generador más caro ofertado en una hora dada.

Para los escenarios de demanda que fueron estudiados se evidenció que el sistema de transmisión se saturaba en los mismos puntos, de manera que se podrían emplear los DCOPF sin pérdidas para identificar partes del sistema de transmisión con debilidades, que deberían ser sometidas a estudio e incluir en los planes de expansión de las redes eléctricas de transmisión de la República Dominicana.

Los precios nodales resultan muy complejos para ser adaptados al sistema eléctrico dominicano, ya que en principio resultan muy volátiles ante escenarios de demanda cambiantes, y por las restricciones que introduce, haría de la operación del sistema una tarea extremadamente difícil, pues el parque de generación disponible es muy limitado y el sistema requiere de una mejoría en su topología, para evitar las saturaciones del sistema.

## REFERENCIAS

- [1] R. Hase y N. Shinomiya, «Maximization of social welfare in deregulated electricity markets with intermediaries,» IEEE, Tokyo, 2015.
- [2] M. A. López San Pablo, «La privatización y el marco regulatorio: una evaluación de la liberalización del sector eléctrico en la República Dominicana,» Bilbao, 2016.
- [3] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Aspectos Regulatorios y Tarifarios – Caso República Dominicana,» Quito, 2013.
- [4] Comisión Nacional de Energía, «Sobre Nosotros: Comisión Nacional de Energía,» [En línea]. Available: <https://www.cne.gob.do/sobre-nosotros/quienes-somos/>. [Último acceso: 2 Julio 2017].
- [5] Superintendencia de Electricidad, «Quienes somos: Superintendencia de Electricidad,» [En línea]. Available: <http://www.sie.gob.do/nosotros/quienes-somos>. [Último acceso: 2 7 2017].
- [6] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, «Quienes somos: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana,» [En línea]. Available: <http://www.oc.org.do>. [Último acceso: 2 Julio 2017].
- [7] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., «Memoria 2015,» Santo Domingo, 2015.
- [8] Superintendencia de Electricidad, Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación, Santo Domingo, 2012.
- [9] R. Palma, Seminario de Sistemas Eléctricos de Potencia - Modelos de Despacho, Chile, 2007.
- [10] F. Sernández Martínez, Modelo de subasta del mercado eléctrico con inclusión de restricciones de red, Sevilla, 2013.
- [11] R. Bo, «Congestion and Price Prediction in Locational Marginal Pricing Markets Considering Load Variation and Uncertainty,» University of Tennessee - Knoxville, 2009.
- [12] A. Soroudi, «GAMS code for DC OPF,» Research Gate, 28 Febrero 2017. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/311068411\\_GAMS\\_code\\_for\\_DC\\_OPF](https://www.researchgate.net/publication/311068411_GAMS_code_for_DC_OPF). [Último acceso: 07 Julio 2017].
- [13] California ISO, «California Independent System Operator,» 6 12 2005. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/docs/2004/02/13/200402131607358643.pdf>. [Último acceso: 2017 10 22].