



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE  
SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



---

**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES  
ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES**

**DOCTORADO EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES**

**EFICIENCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO 2008-2015:  
UNA APLICACIÓN DEL MODELO DE A *NETWORK***

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
DOCTORA EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES**

**PRESENTA:**

**M.C. ATZIMBA DÍAZ PULIDO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. JOSÉ CÉSAR LENIN NAVARRO CHÁVEZ**

**MORELIA MICH., MARZO 2018**



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO  
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
COORDINACIÓN DEL DOCTORADO EN CIENCIAS EN NEGOCIOS INTERNACIONALES

DR. JOSÉ CARLOS ALEJANDRO RODRÍGUEZ CHÁVEZ  
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
P R E S E N T E.-

Por medio de la presente, nos permitimos hacer de su conocimiento que, una vez revisada la Tesis Doctoral titulada: **Eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano 2008-2015: Una Aplicación del Modelo DEA Network**, de la M.C. Atzimba Díaz Pulido, alumna del Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales que se ofrece en este Instituto, hemos encontrado que satisface plenamente los requerimientos hechos por el Jurado Sinodal, por lo que otorgamos nuestra autorización para que se lleve a cabo la impresión de la versión definitiva de la citada tesis, y se continúe con el proceso de graduación correspondiente.

Sin otro asunto que tratar por el momento, aprovechamos para enviarle un cordial saludo y quedamos a sus órdenes para cualquier aclaración al respecto.

ATENTAMENTE

Morelia, Mich., 15 de febrero de 2018.

Dr. José César Lenin Navarro Chávez  
Presidente

Dra. Odette Virginia Delfin Ortega  
Secretario

Dr. Gerardo Gabriel Alfaro Calderón  
Primer vocal

Dr. Jorge Víctor Alcaraz Vera  
Segundo Vocal

Dr. Francisco Javier Ayvar Campos  
Tercer Vocal

**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**  
**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES**

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS**

En la ciudad de Morelia, Michoacán, el día 26 de febrero de 2018, el (la) que suscribe **M.C. Atzimba Díaz Pulido**, alumno (alumna) del Programa de Doctorado en Ciencias en Negocios Internacionales adscrito al Instituto de Investigaciones Económicas y Empresariales, manifiesta que es autor (autora) intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del (de la) **Dr. José César Lenin Navarro Chávez** y, cede los derechos del trabajo titulado: **Eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano 2008-2015: Una Aplicación del Modelo DEA Network**, a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin permiso expreso del autor (de la autora) y/o director (directora) del mismo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: [atzimba\\_diaz@hotmail.com](mailto:atzimba_diaz@hotmail.com). Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

ATENTAMENTE



---

M.C. Atzimba Díaz Pulido

# AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi madre Rosa Pulido por todo su apoyo incondicional que me ha brindado de sobre manera para realizar mis estudios de posgrado. Gracias por toda mamá, te quiero mucho.

Doy gracias a mis hijos Rodrigo y Montserrat por ser el motor de mi vida. A pesar de su corta edad han sabido comprender y me han motivado con una sonrisa en los momentos más difíciles. Los amo con todo mi corazón.

Agradezco al Dr. Lenin Navarro y la Dra. Odette Delfino, por brindarme todo su apoyo para realizar este trabajo, han sido mis grandes maestros como tutores, pero sobre todo grandiosos como personas, aprecio todo el esfuerzo que me brindaron para mi desarrollo personal y académico.

Gracias al CONACYT por tener confianza en mí y darme el apoyo económico para desarrollar y concluir esta investigación.

Agradezco a los Doctores Gerardo Alfaro, Víctor Alcaraz y Francisco Aivar por sus importantes aportes y valiosas recomendaciones con las que semestre a semestre contribuyeron para dar forma a este estudio.

*El que domina a otros es fuerte.*

*El que se domina a sí mismo es poderoso.*

*Lao-tsé*

# CONTENIDO

RELACIÓN DE GRAFICAS, TABLAS Y FIGURAS.....	12
SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	15
GLOSARIO.....	19
RESUMEN.....	27
ABSTRACT.....	28
INTRODUCCIÓN.....	29

## CAPÍTULO I.

### PANORAMA GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

---

1.1	Contexto Internacional del Sector Eléctrico.....	38
1.1.1	Historia de la Industria Eléctrica en el Mundo.....	38
1.1.2	Estructura Funcional de la Industria Eléctrica a Nivel Mundial.....	41
1.1.3	Capacidad Instalada a Nivel Mundial.....	45
1.1.4	Generación de Electricidad por Uso de Tecnología.....	46
1.1.5	Consumo Mundial de Energía Eléctrica.....	49
1.1.5.1	Consumo de Energía Eléctrica por Región.....	50
1.1.5.2	Consumo de Energía Eléctrica por Sector.....	52
1.2	Contexto Nacional del Sector Eléctrico.....	54
1.2.1	Historia del Sistema Eléctrico Nacional.....	54
1.2.2	Estructura del Sistema Eléctrico Nacional.....	56

1.2.3	Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional.....	61
1.2.4	Capacidad de Transmisión y Distribución del Sistema Eléctrico Nacional.....	63
1.2.5	Generación Nacional de Energía Eléctrica.....	66
1.2.6	Consumo Nacional de Energía Eléctrica.....	71
1.2.7	Interconexión Internacional del Sistema Eléctrico Nacional.....	75

## CAPÍTULO II.

### REFORMAS Y MERCADOS DEL SECTOR ELÉCTRICO: UN MARCO REFERENCIAL Y ESTUDIOS DE CASO

---

2.1	Mercados de Energía Eléctrica: Un Marco Referencial.....	80
2.1.1	Modelo Monopólico.....	80
2.1.2	Modelo Comprador Único.....	81
2.1.3	Modelo Centralizado.....	82
2.1.4	Modelo Descentralizado.....	83
2.1.5	Modelos Híbridos.....	84
2.2	Estructura de los Mercados Eléctricos Mayoristas.....	85
2.2.1	Estructura <i>Pool</i> .....	85
2.2.2	Bolsa de Energía.....	86
2.2.3	Mercado <i>Spot</i> .....	87
2.3	Operación Central de los Mercados Eléctricos Mayoristas.....	87
2.3.1	Mecanismos de Remuneración de la Capacidad de Transmisión.....	92
2.3.2	Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Transmisión.....	98

2.4	La Reforma de la Industria Eléctrica: Estudios de Caso.....	100
2.4.1	Inglaterra.....	100
2.4.2	Estados Unidos.....	110
2.4.3	México.....	128
2.5	Los Mercados Eléctricos de Inglaterra, de Estados Unidos, y de México: Un Estudio Comparativo.....	143
2.5.1	Mercados <i>Spot</i> .....	147
2.5.2	Organismos del Proceso Central de los Mercados Eléctricos (ISO vs. TRANSCO).....	152
2.5.3	Congestión en el Proceso de Operación: Precio Zonales y Precios Nodales...	154
2.5.4	Pagos por Capacidad en el Proceso de Generación Electricidad.....	157

### CAPÍTULO III

#### FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y METODOLÓGICOS DEL MODELO DEA *NETWORK*

---

3.1	Eficiencia.....	162
3.1.1	Teoría de la Eficiencia.....	162
3.1.2	Eficiencia Productiva.....	162
3.1.3	Conceptos Básicos de Eficiencia.....	164
3.1.4	Eficiencia Técnica.....	165
3.1.5	Eficiencia Asignativa.....	169
3.1.6	Antecedentes de la Eficiencia y el Análisis Envolvente de Datos.....	171

3.1.7	Contribuciones de Farrell.....	176
3.2	Modelo DEA Tradicional.....	177
3.2.1	Modelo DEA Tradicional.....	177
3.2.2	Elementos Técnico- Metodológicos del DEA Tradicional.....	179
3.2.3	<i>Benchmarking</i> .....	182
3.2.4	Fundamentos de Programación Lineal.....	183
3.2.5	Generalidades de los Modelos DEA.....	184
3.2.5.1	Pesos Fijos y Variables.....	188
3.2.5.2	El Modelo Básico CCR (Charnes, Cooper y Rhodes).....	189
3.2.5.3	El modelo BCC (Banker, Charnes y Cooper).....	198
3.2.5.4	Orientación del Modelo.....	201
3.2.5.5	Análisis <i>Slacks (Holguras)</i> de las Variables.....	202
3.2.6	Ventajas y desventajas de la utilización de los modelos DEA.....	203
3.3	Modelo DEA <i>Network</i> .....	206
3.3.1	Modelo DEA <i>Network</i> .....	206
3.3.2	Revisión de la Literatura.....	206
3.3.3	Análisis Cronológico de las Principales Investigaciones Internacionales del Sector Eléctrico Utilizando Mediciones DEA.....	208
3.3.4	Elementos Teóricos del DEA <i>Network</i> .....	215
3.3.5	Modelo Estático <i>Network</i> .....	218
3.3.6	Aspectos Metodológicos del Modelo <i>Network</i> DEA.....	221



## CAPÍTULO IV

### DESARROLLO METODOLÓGICO DEL MODELO DEA *NETWORK* PARA EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

---

4.1	Validación del Modelo a Través del Análisis Factorial.....	228
4.1.1	Análisis Factorial.....	228
4.1.2	Prueba KMO y Test de Esfericidad de Barlett.....	228
4.1.2.1	Prueba KMO.....	229
4.1.2.2	Test de Esfericidad de Barlett.....	229
4.1.3	Extracción de Factores.....	231
4.1.4	Determinación del Número de Factores.....	233
4.1.5	Solución Factorial.....	235
4.1.6	Rotación de Factores.....	237
4.2	El Modelo DEA <i>Network</i> .....	240
4.2.1	Formulación del Modelo <i>Network</i> DEA para el Estudio del Sector Eléctrico Nacional .....	240
4.2.2	Estructura del Modelo <i>Network</i> DEA para el Análisis de la Eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano.....	241
4.2.3	Diagrama <i>Network</i> para el Análisis de la Eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano.....	243
4.2.4	Modelo Matemático <i>Network</i> para el Análisis de la Eficiencia del SEN.....	244
4.3	Bases Estadísticas.....	246
4.4	Variables Dependiente e Independientes del Modelo.....	249

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

---

5.1	Índices de Eficiencia .....	251
5.1.1	Eficiencia en el Nodo Generación.....	251
5.1.2	Eficiencia en el Nodo Transmisión.....	260
5.1.3	Eficiencia en el Nodo Distribución.....	268
5.1.4	Eficiencia en el Nodo Ventas.....	279
5.1.5	Eficiencia Global.....	287
5.2	<i>Benchmarking</i> .....	288
5.2.1	Nodo de Generación.....	289
5.2.2	Nodo de Transmisión.....	291
5.2.3	Nodo de Distribución.....	293
5.2.4	Nodo de Ventas.....	296
5.3	<i>Slacks</i> .....	298
5.3.1	Análisis <i>Slacks</i> de Generación.....	298
5.3.2	Análisis <i>Slacks</i> de Transmisión.....	305
5.3.3	Análisis <i>Slacks</i> de Distribución.....	311
5.3.4	Análisis <i>Slacks</i> de Ventas.....	319
5.4	Discusión de Resultados.....	325
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	335
	BIBLIOGRAFÍA.....	343
	ANEXOS.....	353

- Anexo I. Cálculos de Eficiencia y *Benchmarking* ..... 354
- Anexo II Cálculos *Slacks*..... 372

# RELACIÓN DE GRÁFICAS, TABLAS Y FIGURAS

Figura 1.1.	Estructura funcional de la industria eléctrica a nivel mundial.....	41
Figura 1.2.	Tecnologías para la generación de electricidad.....	47
Figura 1.3.	Estructura del Sector Eléctrico Mexicano.....	57
Figura 1.4.	Estructura Básica del Sector Eléctrico Nacional.....	58
Figura 1.5.	Regionalización Estadística del Mercado Nacional de Energía Eléctrica.....	59
Figura 1.6.	Regiones Operativas del Sistema Eléctrico Nacional.....	60
Figura 1.7.	Divisiones del Proceso de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional.....	61
Figura 1.8.	Estructura del Consumo Interno por Entidad Federativa y Región Estadística, 2012.....	74
Figura 1.9.	Interconexión Internacional del Sistema Eléctrico Nacional.....	75
Figura 3.1.	Metodología DEA.....	186
Figura 3.2.	Tecnología Estática.....	217
Figura 3.3.	Comparación de la Tecnología Estática.....	218
Figura 3.4.	Tecnología con Restricción de Recursos.....	219
Figura 3.5.	Tecnología <i>Network</i> (en Red).....	220
Figura 4.1.	Diagrama <i>Network</i> del Sector Eléctrico Mexicano.....	243
Gráfica 1.1.	Participación por Regiones del Consumo de Electricidad 2011 (%).....	51
Gráfica 1.2.	Participación de Norteamérica en el Consumo de Electricidad 2011 (%).....	52
Gráfica 1.3.	Consumo Mundial de Electricidad 2011 (%).....	53
Gráfica 1.4.	Capacidad Efectiva Instalada del SEN 2012 (%).....	62
Gráfica 1.5.	Capacidad Instalada por tipo de Central 2012 (MWh).....	63
Gráfica 1.6.	Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Baja Tensión, 2012 (Km).....	66
Gráfica 1.7.	Procedencia de la Generación Nacional de Energía Eléctrica 2012 (%).....	68
Gráfica 1.8.	Generación de Energía por tipo de Fuente Energética 2012 (%).....	69
Gráfica 1.9.	Participación de la Generación de Energía de Fuentes Fósiles y no Fósiles 2012 (%).....	70
Gráfica 1.10.	Generación de Energía por tipo de Central 2012. (% y GWh).....	71
Gráfica 1.11.	Consumo Sectorial de Energía Eléctrica 2012 (%).....	73
Gráfica 3.1.	Eficiencia Técnica en el modelo de Farrell.....	173

Gráfica 3.2.	Eficiencia en el Modelo de Farrell.....	174
Gráfica 3.3.	Frontera de Producción del Modelo CCR.....	199
Gráfica 3.4.	Frontera de Producción del Modelo BBC.....	199
Gráfica 3.5.	Orientaciones en DEA.....	202
Gráfica 3.6.	Análisis <i>Slacks</i> de las Variables.....	203
Gráfica 4.1	Gráfico de Sedimentación.....	235
Gráfica 5.1.	Promedio Anual la Capacidad de Generación ( <i>Input</i> CG) 2008-2015.....	253
Gráfica 5.2	Promedio Anual de las Unidades Generadoras ( <i>Input</i> UG) 2008-2015.....	254
Gráfica 5.3.	Promedio Anual de la Energía Generada ( <i>Output</i> EG) 2008-2015.....	255
Gráfica 5.4.	Promedio anual de la Energía Recibida en Transmisión ( <i>Input</i> -intermedio RT) 2008-2015.....	262
Gráfica 5.5	Promedio Anual de las Líneas de Transmisión ( <i>Input</i> LT) 2008-2015.....	263
Gráfica 5.6	Promedio anual de la Energía Transmitida ( <i>Output</i> ET) 2008-2015.....	264
Gráfica 5.7	Promedio Anual de la Energía Recibida en Distribución ( <i>Input</i> Intermedio RD) 2008-2015.....	270
Gráfica 5.8	Promedio Anual de la Energía las Líneas en Distribución ( <i>Input</i> LD) 2008-2015.....	271
Gráfica 5.9	Promedio Anual del Número de Subestaciones en Distribución ( <i>Input</i> SD) 2008-2015.....	272
Gráfica 5.10.	Promedio Anual de la Capacidad de Transformación en Distribución ( <i>Input</i> TD) 2008-2015.....	273
Gráfica 5.11	Promedio Anual de la Energía Distribuida ( <i>Output</i> ED) 2008-2015.....	274
Gráfica 5.12.	Promedio anual de la Energía Recibida en Ventas ( <i>Input</i> RV) 2008-2015....	281
Gráfica 5.13	Promedio Anual del Número de Trabajadores ( <i>Input</i> TV) 2008-2015.....	282
Gráfica 5.14	Promedio Anual de la Energía Vendida ( <i>Output</i> EV) 2008-2015.....	283
Gráfica 5.15	Proyección Total ( <i>Slack</i> ) de la Energía Generada ( <i>Output</i> EG) 2008-2015...	299
Gráfica 5.16	Proyección Total ( <i>Slack</i> ) de la Energía Transmitida ( <i>Output</i> ET) 2008-2015	306
Gráfica 5.17	Proyección Total ( <i>Slack</i> ) de la Energía Distribuida ( <i>Output</i> ED) 2008-2015.	313
Gráfica 5.18	Proyección Total ( <i>Slack</i> ) de la Energía Vendida ( <i>Output</i> EV) 2008-2015.....	320
Tabla 1.1.	Longitud de líneas del SEN (km).....	64
Tabla 2.1.	Mecanismos de Remuneración y Asignación de Capacidad.....	91

Tabla 3.1	Cronograma de las Principales Investigaciones Internacionales del Sector Eléctrico utilizando Mediciones DEA.....	209
Tabla 4.1	Pruebas de KMO y Test de Bartlett.....	229
Tabla 4.2	Comunidades de la Extracción de las variables.....	232
Tabla 4.3	Varianza total explicada.....	234
Tabla 4.4	Matriz de Componentes Extraído.....	236
Tabla 4.5	Matriz de Componentes Rotados.....	238
Tabla 4.6	DMU´s del Estudio de la Eficiencia del SEN.....	240
Tabla 4.7.	Estructura del Modelo Network del Sector Eléctrico Mexicano.....	241
Tabla 4.8.	Modelo Matemático Network del Sector Eléctrico Mexicano.....	244
Tabla 4.9	Diagrama de Variables Independientes y Dependiente.....	249
Tabla 5.1.	Índices de Eficiencia en Generación 2008-2015.....	252
Tabla 5.2	Índices de Eficiencia en Transmisión 2008-2015.....	260
Tabla 5.3	Índices de Eficiencia en Distribución 2008-2015.....	269
Tabla 5.4	Índices de Eficiencia en Ventas 2008-2015.....	280
Tabla 5.5	Índices de Eficiencia Global 2008-2015.....	288
Tabla 5.6	<i>Benchmarking</i> del proceso de Generación 2008-2015.....	290
Tabla 5.7	Regiones Referentes en Generación 2008-2015.....	291
Tabla 5.8.	<i>Benchmarking</i> del proceso de Transmisión 2008-2015.....	292
Tabla 5.9	Regiones Referentes en Transmisión 2008-2015.....	293
Tabla 5.10	<i>Benchmarking</i> del proceso de Distribución 2008-2015.....	294
Tabla 5.11	Regiones Referentes de Distribución 2008-2015.....	295
Tabla 5.12	<i>Benchmarking</i> del proceso de Ventas 2008-2015.....	296
Tabla 5.13	Regiones Referentes de Ventas 2008-2015.....	297
Tabla 5.14	Proyección de las variables <i>Slacks</i> del Proceso de Generación 2008-2015.....	298
Tabla 5.15	Proyección de los valores <i>Slack</i> del proceso de Transmisión 2008-2015.....	305
Tabla 5.16	Proyección de los valores <i>Slacks</i> del proceso de Distribución 2008-2015.....	312
Tabla 5.17	Proyecciones de la Variables <i>Slacks</i> del Proceso de Ventas.....	319

# SIGLAS Y ABREVIATURAS

<b>AC</b>	Alternating Current
<b>ART</b>	Activos de la Red de Transmisión
<b>ATC</b>	Available Transfer Capability
<b>CA</b>	Corriente Alterna
<b>CDR</b>	Capacity Deficiency Rate
<b>CEL</b>	Certificados de Energía Limpia
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía
<b>CFD</b>	Contract for Difference
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CG</b>	Capacidad de Planta
<b>CM</b>	Capacity Mechanism
<b>CMN</b>	Notices of The Capacity Market
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>CTC</b>	Congestion Transmission Contracts
<b>DC</b>	corriente Directa
<b>DEA</b>	Análisis de Envolverte de Datos
<b>DMU's</b>	Unidades de Medida
<b>ED</b>	Energía Eléctrica Distribuida
<b>EEUU</b>	Estados Unidos de Norte América
<b>EG</b>	Energía eléctrica generada
<b>EMR</b>	Electricity Market Reform
<b>ERCOT</b>	Electric Reliability Council Of Texas
<b>ERO</b>	Electrical Reliability Organization
<b>ET</b>	Energía Eléctrica Transmitida
<b>EV</b>	Energía Eléctrica Vendida
<b>FERC</b>	Federal Energy Regulatory Commission
<b>FTRS</b>	Fixed Transmission Rights
<b>GW</b>	Gigawatts

<b>GWh</b>	Giga Watts hora
<b>Hz</b>	Hertz
<b>ICAP</b>	Payments By Installed Capacity
<b>IED</b>	Inversión Extranjera directa
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Electrificación
<b>IOU</b>	Investor-Owned Service Companies
<b>ISO</b>	Independent System Operator
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>KV</b>	Kilovoltios
<b>LD</b>	Líneas de Distribución
<b>LIE</b>	Ley de la Industria Eléctrica
<b>LMP</b>	Marginal Location Prices
<b>LSE</b>	Load Serving Entities
<b>LSPEE</b>	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
<b>LT</b>	Líneas de Transmisión
<b>LyFC</b>	Luz y Fuerza del Centro
<b>MVA</b>	Megavolts Ampere
<b>MVA<sub>r</sub></b>	Megavolts Ampere reactivos.
<b>MW</b>	Mega Watt
<b>MWh</b>	Megawatts/hora
<b>NERC</b>	The North American Electric Reliability Corporation
<b>NETA</b>	New Electricity Trading Arrangements
<b>NGC</b>	The National Grid Company
<b>NGET</b>	National Grid Electricity Transmission
<b>NISO</b>	A Not-For-Profit Independent System Operator
<b>NTS</b>	National Grid Gas
<b>OFGEM</b>	The Office Of Gas And Electricity Markets
<b>OM</b>	Market Operator
<b>OPF</b>	Obra Pública Financiada
<b>OS</b>	System Operator
<b>PIB</b>	Producto Interno Bruto



<b>PIDIREGAS</b>	Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto
<b>PIE</b>	Productores Independientes de Energía
<b>PISO</b>	For-Profit Independent System Operator
<b>PJM</b>	Pennsylvania, New Jersey Y Maryland
<b>PMA</b>	Power Marketing Administrations,
<b>PTDFS</b>	Power Transfer for Distribution Factors Ptdfs
<b>PTRS</b>	Physical Transmission Rights
<b>RD</b>	Energía Eléctrica Recibida en Distribución
<b>RT</b>	Energía Recibida en Transmisión
<b>RTO</b>	Regional Transmission Operators
<b>RV</b>	Energía Eléctrica Recibida en Ventas
<b>SD</b>	Número de Subestaciones
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SHCP</b>	Secretaria de Hacienda Y Crédito Público
<b>SIAD</b>	Sistema Integral de Administración de Distribución
<b>SIE</b>	Sistema de Información Energética
<b>SMP</b>	System Marginal Price
<b>TCC</b>	Transmission Congestion Contract
<b>TD</b>	Capacidad de Transformación
<b>TLCAN</b>	Tratado de Libre Comercio de Estados Unidos Con México Y Canadá
<b>TR</b>	Rights of Transmission
<b>TRANSCO</b>	National Transmission Corporation
<b>TSO</b>	Transmission System Operator
<b>TV</b>	Número de empleados
<b>TVA</b>	Tennessee Valley Authority
<b>TW</b>	Terawatts
<b>TWh</b>	Terawatts-hora
<b>TYD</b>	Transmisión y Distribución
<b>UG</b>	Unidades Generadoras de Electricidad

<b>WECC</b>	Western Electricity Coordinating Council
<b>ZLMP</b>	Zonal Locational Marginal Prices
<b>OPP</b>	Obra Pública Presupuestal

# GLOSARIO

**Alambrado de Transmisión y Distribución:** Conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo.

**Alta tensión:** Tensión nominal superior a 1 kV (1000 Volts).

**Amper:** Unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica, cuyo símbolo es A. Se define como el número de cargas igual a 1 coulomb que pasar por un punto de un material en un segundo. ( $1A= 1C / s$ ). Su nombre se debe al físico francés Andre Marie Ampere.

**Análisis Factorial:** Técnica estadística multivariante de reducción de datos, que permite expresar la información contenida en un conjunto de datos con un número menor de variables sin distorsionar dicha información.

**Benchmarking:** Técnica o herramienta de gestión que consiste en tomar como referencia los mejores aspectos o prácticas de otras empresas, ya sean competidoras directas o pertenecientes a otro sector (y, en algunos casos, de otras áreas de la propia empresa), y adaptarlos a la propia empresa agregándoles mejoras.

**Cableado:** Circuitos interconectados de forma permanente para llevar a cabo una función específica. Suele hacer referencia al conjunto de cables utilizados para formar una red de área local.

**Capacidad de Generación:** Máxima carga que un sistema de generación puede alimentar, bajo condiciones establecidas, por un período de tiempo dado.

**Capacidad de Transmisión:** Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.

**Capacidad Instalada:** Potencia nominal o de placa de una unidad generadora, o bien se puede referir a una central, un sistema local o un sistema interconectado.

**Catching up:** Proceso de captura de tecnología que llevan a cabo los países menos desarrollados de los países más avanzados, lo que les permite conformar estructuras productivas más eficientes y ser competitivos en el mercado mundial.

**Central Eléctrica:** Es una instalación capaz de convertir la energía mecánica en energía eléctrica.

**Central Eólica:** Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía cinética del viento.

**Central Generadora:** Lugar y conjunto de instalaciones utilizadas para la producción de energía eléctrica. Dependiendo del medio utilizado para producir dicha energía, recibe el nombre correspondiente.

**Central Geotérmica:** Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía calorífica del vapor de agua, producido en las entrañas de la tierra.

**Central Hidroeléctrica:** Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía potencial y cinética del agua.

**Central Maremotriz:** Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía potencial de las mareas.

**Central Núcleo-Eléctrica:** Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía liberada por vapor de agua. El vapor es producido por el calentamiento del agua en contacto con el proceso de fisión nuclear en un reactor.

**Central Termoeléctrica:** Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía calorífica del vapor de agua producido en calderas.

**Centro Nacional de Control de Energía (CENACE):** Es la entidad creada por la Comisión Federal de Electricidad para la planificación, dirección coordinación, supervisión y control del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

**Circuito:** Trayecto o ruta de una corriente eléctrica, formado por conductores, que transporta energía eléctrica entre fuentes.

**Combustibles fósiles:** Son aquellos combustibles que provienen de un proceso de descomposición parcial de la materia orgánica. Se originan por un proceso de transformación de millones de años de plantas y vegetales. Se agrupan bajo esta denominación el carbón, el petróleo y el gas natural.

**Consumo de Energía:** Potencia eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación de utilización durante un período determinado de tiempo.

**Consumo Energético:** Gasto total de energía en un proceso determinado.

**Corriente Alterna:** Es aquel tipo de corriente eléctrica que se caracteriza porque la magnitud y la dirección presentan una variación de tipo cíclico.

**Corriente Directa La corriente directa (CD) o corriente continua (CC):** Es aquella cuyas cargas eléctricas o electrones fluyen siempre en el mismo sentido en un circuito eléctrico cerrado, moviéndose del polo negativo hacia el polo positivo de una fuente de fuerza electromotriz.

**Análisis de Envoltante de Datos (DEA):** Es una técnica no paramétrica para la medición de la eficiencia relativa de unidades organizacionales en situaciones donde existen múltiples entradas y/o salidas.

**Distribución:** Es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los Usuarios.

**Economías externas:** Son aquellas ventajas que uno o varios agentes económicos obtienen de

forma gratuita por el comportamiento de unos u otros, sin que exista necesariamente entre ellos algún propósito deliberado de concesión

**Energía Atómica o Nuclear:** La que mantiene unidas las partículas en el núcleo de cada átomo. Al unirse dos átomos ligeros para formar uno mayor se llama fusión; al partirse un átomo en dos o más fragmentos se llama fisión, al realizarse cualquiera de estos procesos se libera energía calorífica y radiante.

**Energía Eólica:** La energía cinética que se aprovecha por el movimiento del aire al accionar unas aspas fijas o móviles la cual se transforma en mecánica y acoplada a un turbogenerador se transforma en energía eléctrica; su aprovechamiento va en función de la velocidad del viento y de la tecnología del aerogenerador.

**Energía Geotérmica:** Es la energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra; la cual se utiliza para generar energía mecánica y eléctrica.

**Energía Hidráulica:** Es la energía potencia del agua de los ríos y lagos que se aprovecha en una caída de agua, por diferencia de altura en una presa o por el paso de ésta, la cual se transforma en energía mecánica por el paso del agua por una rueda hidráulica o turbina acoplada a un turbogenerador que la transforma en energía eléctrica.

**Energía Maremotriz:** Es la que aprovecha el flujo y reflujo de la marea en un lugar adecuado, por ejemplo una bahía y permite utilizar la energía cinética del agua para transformarla en energía mecánica y eléctrica.

**Energía Mareomotriz:** Es la energía que se obtiene aprovechando las mareas: mediante el uso de un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad.

**Energía Undimotriz u Olamotriz:** Energía que permite la obtención de electricidad a partir de

energía mecánica generada por el movimiento de las olas. DMU

**Energía:** Es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía. //Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (kWh).

**Generación de Energía Eléctrica:** Producción de energía eléctrica por el consumo de alguna otra forma de energía.

**Generador:** Es el dispositivo electromagnético por medio del cual se convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

**Generadores:** Son todas aquellas unidades destinadas a la producción de energía eléctrica.

**Giga Watt:** Múltiplo de la potencia activa, que equivale a mil millones de watts y cuyo símbolo es GW.

**Hertz Hz:** Un hertz es la unidad de la frecuencia en las corrientes alternas y en la teoría de las ondas. Es igual a una vibración o a un ciclo por segundo.

**Input:** Es todo aquel **factor** (materias primas, productos intermedios o semi-manufacturados o energía) que **interviene en la producción** de un bien o un servicio (Output).

**Instalación:** Es la infraestructura creada por el Sector Eléctrico, para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la de los permisionarios que se interconectan con el sistema.

**Kilowatt:** Es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1,000 watts; se abrevia kW.

**Kilowatt-hora:** Unidad de energía utilizada para registrar los consumos.

**Know how:** Conjunto de conocimientos técnicos y administrativos que son imprescindibles para

llevar a cabo un proceso comercial y que no están protegidos por una patente.

**Comisión Federal de Electricidad (CFE):** Es una empresa productiva del estado mexicano encargada de controlar, generar, transmitir y comercializar energía eléctrica en todo el país.

**Línea de Transmisión:** Es el conductor físico por medio del cual se transporta energía eléctrica, a niveles de tensión alto y medio, principalmente desde los centros de generación a los centros de distribución y consumo. // Elemento de transporte de energía entre dos instalaciones del sistema eléctrico.

**Megawatt:** Múltiplo de la potencia activa, que equivale a un millón de watts; se abrevia MW.

**Monopolio:** El monopolio es una estructura de mercado, incluida dentro de las formas de competencia imperfecta, en la cual un único productor o vendedor controla la oferta de un bien.

**Nodo:** Es un punto de intersección, conexión o unión de varios elementos que confluyen en el mismo lugar

**Output:** Es el bien o servicio que ha sido obtenido tras un proceso productivo en el que han intervenido una serie de factores o **Inputs** (materias primas, productos intermedios o semi-manufacturados o energía)

**PIDIREGAS:** Son un esquema de inversión (exclusivo de PEMEX y CFE) sustentado en financiamientos provenientes de inversionistas privados, donde el Sector Público comienza a pagar esta inversión, con recursos presupuestales, una vez recibidos los proyectos a entera satisfacción por la entidad contratante.

**Producción de una Central:** Energía eléctrica efectivamente generada por una central durante un período determinado

**Programación Lineal:** Es el campo de la optimización matemática dedicado a maximizar o minimizar (optimizar) una función lineal, denominada función objetivo, de tal forma que las



variables de dicha función estén sujetas a una serie de restricciones expresadas mediante un sistema de ecuaciones o inecuaciones también lineales

**Red de Distribución:** Es un conjunto de alimentadores interconectados y radiales que suministran a través de los alimentadores la energía a los diferentes usuarios.

**Sistema de Distribución:** Es el conjunto de subestaciones y alimentadores de distribución, ligados eléctricamente, que se encuentran interconectados en forma radial para suministrar la energía eléctrica.

**Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** Es el conjunto de instalaciones destinadas a la Generación Transmisión, Distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectada

**Sistema Eléctrico:** Instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión.

**SPSS Statistics:** Es un programa estadístico informático muy usado en las ciencias exactas, sociales y aplicadas, además de las empresas de investigación de mercad

**Subestación de Distribución:** Subestación que sirve para alimentar una red de distribución de energía eléctrica.

**Subestación de Transformación:** Subestación que incluye transformadores.

**Subestación:** Conjunto de aparatos eléctricos localizados en un mismo lugar, y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica o para el enlace entre dos o más circuitos.

**Subproceso:** Es un conjunto de actividades que tienen una secuencia lógica para cumplir un propósito.

**Transformación:** Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

**Transformador:** Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a un valor diferente. De acuerdo con su utilización se clasifica de diferentes maneras.

**Transmisión:** Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

**Unidad:** Es la máquina rotatoria, compuesta de un motor primario ya sea: turbina hidráulica, de vapor, de gas, o motor diesel, acoplados a un generador eléctrico, se incluyen además la caldera y el transformador de potencia.

**Usuario:** Persona física o moral que hace uso de la energía eléctrica proporcionada por el suministrador, previo contrato celebrado por las partes.

**Volt:** Se define como la diferencia de potencial a lo largo de un conductor cuando una corriente de un amper utiliza un Watt de potencia. Unidad del Sistema Internacional.

**Volt-ampere:** Unidad de potencia eléctrica aparente y se abrevia VA.

**Volt-ampere reactivo:** Unidad de potencia eléctrica reactiva y se abrevia VAr.

**Watt:** Es la unidad que mide potencia. Se abrevia W y su nombre se debe al físico inglés James Watt.

**Zona, División o Región:** Unidad mínima del Sistema Eléctrico Nacional considerada para fines de estudio del mercado eléctrico.

# RESUMEN

Cuando se habla de comercio internacional, el suministro de energía eléctrica resulta esencial para el funcionamiento de los procesos industriales y agrícolas, que son básicos para las exportaciones. El sector eléctrico nacional se encuentra conformado por las actividades de generación, transmisión, distribución y abastecimiento. Actualmente este sector está atravesando por un periodo de desregularización tras estar inmerso en un modelo de comprador único presidido por el gobierno federal, bajo este modelo, los estudios de eficiencia realizados, se han enfocado en el análisis de un procesos o actividad en específico. La presente investigación tiene por objetivo ser el primero en medir la eficiencia del sector previo a su reforma, a través del DEA *Network*, la cual es una metodología que permite analizar e integrar cada una de las actividades mencionadas a través de *inputs* intermedios, los cuales son *inputs* en procesos subsecuentes y *outputs* de algunos de los otros procesos, estos *inputs* intermedios son necesarios para analizar la eficiencia desde una perspectiva global.

En este estudio, el sector eléctrico se dividió en 13 regiones o unidades de toma de decisión. Los resultados determinaron que la eficiencia de las divisiones ubicadas en el Centro y Norte del país, fueron las regiones que impactaron en mayor medida en la eficiencia global del Sector Eléctrico en México durante el periodo 2008-2015. Por otra parte, el proceso más eficiente fue transmisión con un índice de 0.9177, seguido por distribución con un índice de 0.8950. El proceso que tuvo el índice de eficiencia más bajo fue ventas.

**Palabras Clave:** Eficiencia, DEA *Network*, Sector Eléctrico, *Benchmarking*, *Inputs*, *Outputs*, Variables Slacks.

# ABSTRACT

When talking about international trade, the supply of electrical energy is essential for the operation of industrial and agricultural processes, basic for exports. The national electric power industry covers the generation, transmission, distribution and supply activities. Currently, this sector is going through a period of deregulation after being immersed in a single buyer model chaired by the federal government. Under this model, the efficiency studies carried out so far, have focused only analysis of a specific process or activity. This research aims to be the first to measure the efficiency of the sector prior to its reform, through Network DEA, which is a methodology that allows analyzing and integrating each of the activities through intermediate inputs. Intermediate inputs are inputs in subsequent processes, and outputs in previous processes, these intermediate inputs are necessary to analyze efficiency from a global perspective.

In this study, the electricity sector was divided into 13 regions or decision-making units. The results determined that the efficiency of the divisions located in the Center and North of the country, were the regions that had the greatest impact on the overall efficiency of the Electricity Sector in Mexico during the 2008-2015 period. On the other hand, the most efficient process was transmission with an index of 0.9177, followed by distribution with an index of 0.8950. The process that had the lowest efficiency index was sales.

**Keywords:** Efficiency, Network DEA, Electric Sector, Benchmarking, Inputs, Outputs, Slacks Variables

# INTRODUCCIÓN

La electricidad como motor de la economía y la sociedad, es un recurso que día a día toma mayor importancia, sobre todo, en esta nueva era de desarrollo tecnológico estrechamente relacionado con el crecimiento poblacional y la importancia de satisfacer las necesidades actuales.

Considerando lo anterior, es evidente la importancia que tiene la industria del suministro de energía eléctrica en el comercio nacional e internacional. Por lo tanto, el eficiente abastecimiento de este recurso repercute de manera directa en los procesos productivos de las empresas, resultando esencial para el correcto funcionamiento de nuestra sociedad y, como fuente primordial de potencia para la los procesos industriales y agrícolas, proporcionando la fuerza necesaria para hacer funcionar prácticamente todo tipo de máquinas (Gonzales, 2016).

Por la parte del comercio exterior, este ha sido por décadas, uno de los principales motores del crecimiento económico y de desarrollo nacional. Representa hoy, cerca de 65% del Producto Interno bruto (PIB) nacional y las exportaciones, alrededor de 30% (el doble de los niveles de 1986). Esta presencia de México en el comercio mundial se inició a partir de los años 80, cuando se dio la apertura de la economía y se adoptó un modelo de desarrollo orientado a la exportación, que ha llevado a que la producción mexicana se incorpore a las cadenas de producción global (De la Mora, 2016). Indudablemente, estos logros han sido posibles gracias al desarrollo tecnológico en los procesos de manufactura, los cuales requieren básicamente de energía eléctrica para su funcionamiento

México se ubica entre los 10 países más importantes en cuanto al comercio internacional; en 2013 fue el décimo exportador y noveno importador a nivel mundial, y el primero en ambas categorías entre los países de América Latina y el Caribe. En ese año, México contribuyó con 2.02% de las exportaciones y con 2.07% de las importaciones mundiales, equivalente a su contribución al PIB mundial (alrededor de 2%). Asimismo, en 2014, el comercio de México con el mundo sumó casi 800 mil millones de dólares estadounidenses (mdd), 397 mil mdd por exportaciones y 399 mil mdd por importaciones y captó inversión extranjera directa (IED) por 22 mil 800 mdd, lo que lo mantuvo como el segundo receptor entre los países de América Latina y el 13° a nivel mundial. En las tres últimas décadas, las exportaciones mexicanas se han multiplicado más de 18 veces al pasar de 21 mil 800 mdd a casi 397 mil mdd entre 1986 y 2014, y se han diversificado de manera significativa. A principios de los años ochenta el petróleo y sus derivados representaban 70% del valor exportado; hoy, el sector manufacturero contribuye con más de 86% de las exportaciones totales. Igualmente, las importaciones mexicanas se multiplicaron 33 veces al pasar de 12 mil mdd a más de 399 mil mdd en los mismos años. De las importaciones totales que realiza el país, 75% son insumos y 11.5% equivale a la maquinaria y equipo que se utilizan para mantener una plataforma de exportación competitiva. Estas cifras reflejan no solo el lugar que México ocupa en el comercio mundial, sino la relevancia del comercio exterior como un motor para el crecimiento de la economía mexicana (De la Mora, 2016).

Entre el 2000 y 2014, el sector automotriz captó más de 34 mil mdd, en tanto que el eléctrico-electrónico recibió más 16 mil mdd. Dicha inversión ha sido un impulso al crecimiento de las exportaciones en estos sectores (INEGI, 2015).

La industria electrónica mexicana es también un sector líder en el comercio exterior, el cual en el 2013, realizó exportaciones por más de 75 mil mdd. México se ha integrado a las cadenas de producción global de la electrónica de consumo y está entre los principales exportadores de televisiones de pantallas planas, computadoras y teléfonos celulares. En lo que se refiere al sector electrodoméstico, México es el 5° productor a nivel mundial. En 2014, México exportó casi 7 mil mdd de este tipo de productos (ProMéxico, 2015);

A principios de la década pasada, México se volvió un destino atractivo para la inversión en el sector aeroespacial, y este ha crecido de manera significativa. En 2014, las exportaciones del sector sumaron más de 6 mil mdd y las importaciones 5 mil 416 mdd (De la Mora, 2016). Es la energía eléctrica, uno de los insumos básicos para el funcionamiento del sector industrial, con un consumo total de 121,129,593 Mw. para el año mencionado.

México también ha tenido un papel destacado en el comercio de productos agropecuarios. De hecho, es el primer exportador de tomate, aguacate, cebolla, chile verde, sandía, mango, moras, guayaba y papaya, así como ganado bovino, cerveza y tequila. En 2014, las ventas al exterior de productos agropecuarios sumaron 25 mil 600 mdd (*ibíd*). Para este año, la SENER (2015) reportó un consumo de energía eléctrica de 10,027,687 Mw en este sector.

En las últimas décadas, el sector eléctrico ha sido sometido a cambios y transformaciones, tanto en la estructura y actores de su modelo organizativo, como en los mecanismos de mercado bajo los que se rige, presentando una mayor tendencia en la separación de las actividades secuenciales en las que se genera, transmite, distribuye y comercializa la electricidad, así como una mayor participación del sector privado nacional y extranjero en las diversas actividades de su cadena de

suministro, haciendo mayor énfasis en el consumidor final o cliente, para satisfacer sus necesidades de libertad de elección, calidad de servicio y precio (International Energy Agency, 2005).

En el caso de México, este sector se encuentra atravesando por un periodo de desregularización, en el que tras estar inmerso en un modelo de comprador único, presidido por el gobierno federal, actualmente se están llevando a cabo cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el que se busca permitir la participación de particulares en la generación de energía eléctrica, presentando iniciativas encaminada a crear las condiciones necesarias para abrir e incentivar la inversión privada en el sector eléctrico. Bajo esta situación, es necesario que las empresas y actores involucrados en esta industria mejoren su eficiencia con el fin de sobrevivir en un creciente mercado competitivo (CFE, 2012).

Para el 2013, el sistema eléctrico nacional atendió a más de 37 millones de usuarios (SIE, 2016). El Gobierno Federal otorga a este sector subsidios directos superiores a los montos invertidos en los programas de lucha contra la pobreza. Por otra parte, abastecimiento interno de electricidad se incrementó durante los últimos diez años a una tasa promedio anual de 5.2%, por encima de lo que creció la economía en su conjunto durante ese mismo lapso y que la capacidad instalada del Sector Eléctrico Mexicano (SEM) sólo es superada en el continente por la de Brasil, Canadá y EE.UU (Comisión de Energía).

Para la gestión de la fase de ventas el país está dividido en cinco regiones establecidas por la Presidencia de la República, que son: Noroeste, Centro-Occidente, Centro, Noreste y Sur-Sureste. Por otra parte, debido a la infraestructura con la que opera el Sistema Eléctrico Nacional, la



Comisión Federal de Electricidad (CFE) lo divide en nueve regiones operativas: Baja California, Baja California Sur, Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular (CFE, 2012). Para fines metodológicos se ha optado por trabajar con las 13 divisiones establecida en el área de distribución que son: Baja California, Noroeste, Norte, Golfo Norte, Golfo Centro, Bajío, Jalisco, Centro Occidente, Centro Sur, Centro Oriente, Oriente, Sureste y Peninsular utilizadas como unidad de toma de decisión (DMU's por sus siglas en ingles) de manera homogenizada en cada uno de los procesos que integran el sector eléctrico. Cabe mencionar que los principales sectores de los cuales se hace un análisis en las ventas de energía eléctrica en el país son: industrial, comercial, residencial, servicios y bombeo agrícola (CFE, 2012).

Expuesta la importancia que tiene la energía eléctrica como recurso elemental en la manufactura y comercialización de productos nacionales y de exportación de las empresas que integran los diferentes sectores económicos, e incluso en la vida diaria, es necesario conocer las variables que afectan la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Dicho lo esto, surge como objetivo general de esta investigación el determinar cuáles han sido las principales variables que han afectado la eficiencia en cada uno de los procesos que conforman el SEM durante el periodo 2005-2015.

La hipótesis general que guía este trabajo plantea que: las principales variables que han afectado la eficiencia en cada uno de los procesos que conforman el SEM durante el periodo 2005-2015 han sido: en el proceso de generación, la capacidad de la planta (CG), el número de unidades generadoras de electricidad (UG) y la energía eléctrica generada (EG). En transmisión, la energía recibida en transmisión (RT), líneas de transmisión (LT), la energía eléctrica transmitida (ET). En distribución, la energía eléctrica recibida en distribución (RD), las líneas de distribución (LD), el

número de subestaciones (SD), la capacidad de transformación (TD) y la energía eléctrica distribuida (ED). Y en ventas, la energía eléctrica recibida en ventas (RV), el número de empleados en ventas (EV) y la energía eléctrica vendida (TV).

Dado que la intención de la presente investigación es ir más allá de la exposición de las variables que afectan la eficiencia del SEN, es en sí, generar nuevo conocimiento, que conduzca a la comprensión de la situación por la que este sector ha atravesado en materia de eficiencia. Por tal razón, dentro de los objetivos específicos de este estudio es, determinar cuál ha sido el nivel de eficiencia que ha tenido la industria eléctrica de México durante el periodo 2008-20015. Se busca también, establecer cuál ha sido el nivel de eficiencia que han tenido cada uno de los procesos que la conforman. Y por último, estipular el nivel de eficiencia que ha tenido el sector eléctrico a nivel regional durante el periodo mencionado.

A fin de cumplir con los objetivos específicos aquí implícitos, se precisa llevar a cabo dicho estudio, de una manera integral mediante un Análisis de Envolvente de Datos (DEA por sus siglas en inglés) *Network*.

DEA es un modelo de frontera no paramétrico determinístico, enfocado al estudio de la eficiencia desde un punto de vista interno, es decir, de utilización de los recursos, pero siempre en relación a la forma en que los emplean otras empresas similares (Navarro y Torres, 2006).

Cuando se habla de un modelo *Network*, se hace referencia al análisis de los subprocesos y bienes intermedios que intervienen al interior de un proceso de producción, modelando las redes como el

conjunto de restricciones o tecnologías referentes con la característica común de tener restricciones lineales (Färe y Grosskopf, 2000).

Los modelos DEA aprovechan el *know-how*<sup>1</sup> de las Unidades de Toma de Decisión (DMUs por sus siglas en inglés), es decir, las unidades productivas analizadas, de forma tal que se identifican las eficientes e ineficientes, además de fijar objetivos de mejora para las segundas a partir de los logros de las primeras, es decir, realizan un *benchmarking*<sup>2</sup> de las unidades evaluadas, empleando exclusivamente la información disponible en las propias empresas, sin necesidad de realizar supuestos teóricos (Navarro y Torres, 2006).

Para fines doctos, la presente tesis se encuentra estructurada en cinco capítulos. El primer capítulo, se divide en dos apartados, el primero analiza la industria eléctrica desde una perspectiva internacional y el segundo desde una perspectiva nacional, resaltando su estructura, capacidad instalada, generación y consumo de dicho sector en ambos contextos.

El capítulo número dos, se estudian los principales modelos de mercados mayoristas que han surgido alrededor del mundo como consecuencia de la desagregación y continuas reformas por las que ha atravesado el sector eléctrico en diferentes partes del mundo, en aras de mejorar la eficiencia en la generación, transporte y abastecimiento del servicio y como una importante fuente de aprendizaje de las experiencias ocurridas.

---

<sup>1</sup> En economía, el *Know how*, es el conjunto de conocimientos técnicos y administrativos que son imprescindibles para llevar a cabo un proceso comercial y que no están protegidos por una patente.

<sup>2</sup> El *Benchmarking* es una técnica o herramienta de gestión que consiste en tomar como referencia los mejores aspectos o prácticas de otras empresas, ya sean competidoras directas o pertenecientes a otro sector (y, en algunos casos, de otras áreas de la propia empresa), y adaptarlos a la propia empresa agregándoles mejoras.

El capítulo número tres, se encuentra conformado por tres apartados en los que se revisan los principales elementos teóricos de eficiencia, del DEA tradicional y del DEA Network, necesarios para establecer las bases teóricas de esta investigación.

El cuarto capítulo, lo integran dos apartados, en el primero se realiza un análisis factorial en el que se busca comprobar la validez del modelo propuesto. En el segundo apartado se lleva a cabo el desarrollo metodológico de modelo DEA *Network*, el cual es utilizado para la medición de la eficiencia del SEN.

En el quinto y último capítulo, se analizan e interpretan los resultados obtenidos en tres apartados. En el primero se hace referencia a los índices de eficiencia. En el segundo, se exponen los resultados del *benchmarking* y finalmente se exhiben los resultados de las variables *slacks*. Como aporte adicional se extiende en este capítulo, una breve, pero significativa discusión de resultados.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones, donde se puntualizan los aspectos centrales de esta investigación y en las que se evidencian de manera fundamental los resultados.

# CAPÍTULO I

---

## PANORAMA GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

---

**E**n este capítulo, se presenta un panorama general de la industria eléctrica en un contexto nacional e internacional, iniciando con breves reseñas históricas de los orígenes de este servicio. Se destaca también la estructura, capacidad instalada, generación y consumo de dicho sector a nivel global, exponiéndose de manera textual y gráfica la importancia de esta industria en México y el mundo entero.

## **1.1 Contexto Internacional del Sector Eléctrico**

### **1.1.1 Historia de la Industria Eléctrica en el Mundo**

Lo que hoy se conoce como la industria eléctrica moderna comenzó en 1880. Esta industria surgió a partir de la evolución de los sistemas de iluminación exteriores y de los sistemas eléctricos de gas y de carbón comerciales. El 4 de septiembre de 1882, Edison encendió el primer sistema de distribución de energía eléctrica en el mundo, este proporcionaba 110 voltios de corriente directa (DC) a cincuenta y nueve clientes, y así fue como la primera estación comercial de energía comenzó a funcionar. La estación se localizaba en la calle Pearl, en la parte baja de Manhattan. Esta proporcionaba luz y electricidad a una milla a la redonda. Esta estación se llamaba "*Estación Generadora de Electricidad Thomas Edison en la Calle Pearl*". La estación contaba con los cuatro elementos necesarios para el funcionamiento de un sistema moderno de utilidad eléctrica, distribución eficaz, precio competitivo, generación central confiable y utilización final exitosa (Electric International, 2015).

A finales del siglo XIX, Nikola Tesla empezó a trabajar con la generación, uso y transmisión de electricidad de corriente alterna (AC), la cual puede transmitirse a distancias mayores que la corriente directa (DC). Tesla, con la ayuda de Westinghouse, introdujo la iluminación interior a hogares e industrias (*ibíd*).

En 1881, Lucien Gaulard de Francia y John Gibbs de Inglaterra hicieron una demostración de un transformador de energía en Londres. George Westinghouse se interesó en el transformador y comenzó a experimentar con redes de corriente alterna, AC, en Pittsburgh. Él trabajó en refinar el diseño del transformador y en construir una red práctica de energía de corriente alterna (AC).

Westinghouse utilizó el transformador para resolver el problema de enviar la electricidad a distancias más largas. Esta invención hizo posible proporcionar electricidad a negocios y hogares que se encontraban lejos de las plantas generadoras. En 1886, Westinghouse y William Stanley instalaron el primer sistema de energía de corriente alterna (AC) de voltaje múltiple en Great Barrington, Massachusetts. Este sistema obtenía la energía por medio de un generador hidroeléctrico que producía 500 volts AC. El voltaje se transmitía en 3,000 volts y después se "*bajaba*" a 100 voltios para dar energía a las luces eléctricas. Ese mismo año, Westinghouse formó la "*Compañía de Electricidad y Manufactura Westinghouse*". En 1888, Westinghouse y su ingeniero de cabecera, Oliver Shallenget desarrollaron el medidor de energía. Este medidor se parecía al medidor de gas y utilizaba la misma tecnología que se utiliza actualmente (*ibíd*).

En 1896, Westinghouse inventó el "*Desarrollo Hidroeléctrico de las Cataratas de Niágara*" y comenzó a colocar estaciones generadoras lejos de los centros de consumo. La planta Niágara transmitía enormes cantidades de energía a Buffalo, New York, a más de veinte millas de distancia. Las Cataratas de Niágara demostraron la superioridad de la transmisión de energía por medio de electricidad sobre la transmisión con medios mecánicos, así como la superioridad de la corriente alterna (AC) sobre la corriente directa (DC). Niágara impuso los estándares para el tamaño de los generadores y fue el primer gran sistema que proporcionó electricidad desde un circuito para fines múltiples como los sistemas de ferrocarril, iluminación y energía. A lo largo de este periodo el modelo organizativo de la industria eléctrica consistía en un sector fragmentado, de carácter local y privado. No fue sino hasta la primera década del siglo XX cuando el suministro eléctrico paso a ser un servicio público regulado por el gobierno (*ibíd*).

Tras la Segunda Guerra Mundial diversos países europeos desarrollaron un monopolio verticalmente integrado para este sector. En EE. UU la industria se encontraba inmersa en un monopolio privado regulado por una autoridad independiente. Otros países se caracterizaban por estar conformados por un monopolio vertical con participación de empresas municipales en actividades de distribución (Solís, 2012).

A partir de este periodo y de manera general el modelo tradicional de organización encarga de todo el proceso de suministro y que abarca todas las áreas desde la generación hasta la comercialización de la electricidad, encargándose también de la planeación y expansión de los sistemas. Este modelo se impuso en todo el mundo por más de 50 años, desde inicios de la década de los años 30 hasta finales de los años 70, por sus múltiples ventajas técnicas, económicas y sociales (*ibíd*).

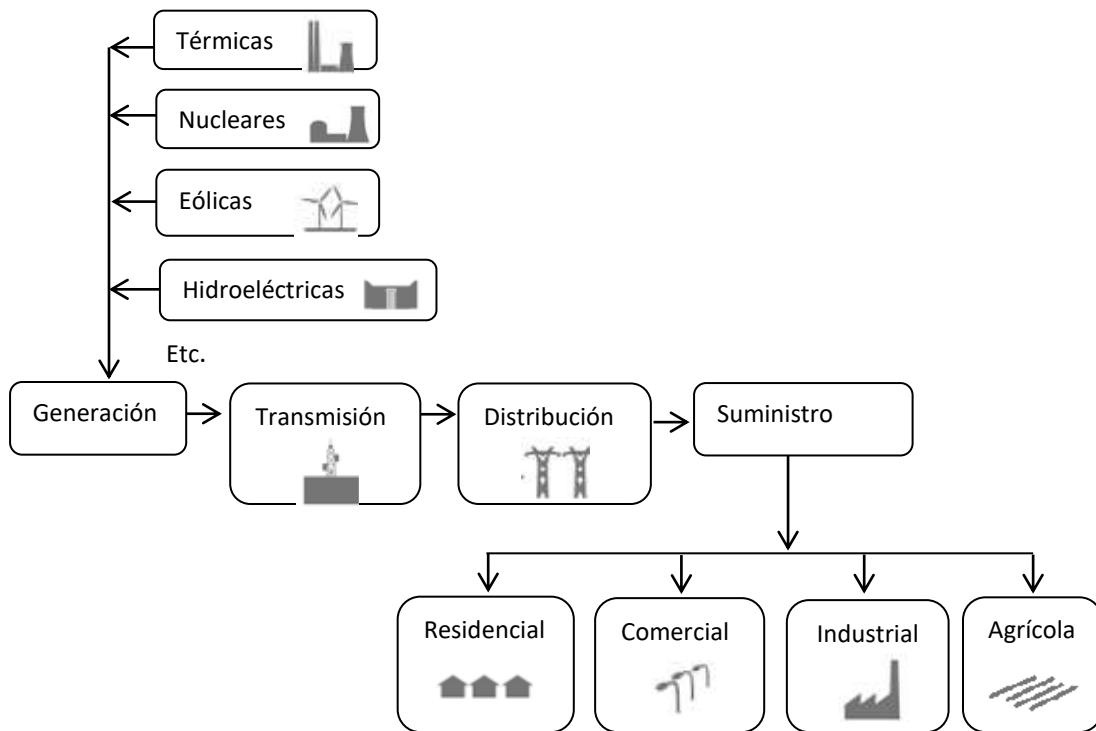
A partir de los años 80's ha surgido un profundo movimiento de liberalización del sector mediante procesos de reformas orientadas, en la mayoría de los países, al introducir mecanismos de mercado por medio de la privatización de empresas públicas y la apertura de algunas actividades al sector privado, así como la desregulación y adopción de un nuevo marco regulatorio, lo que ha llevado a este sector a encontrarse actualmente inmerso en una etapa de transición, con cambios en los planos de la organización industrial, la regulación y la propiedad (*ibíd*).



### 1.1.2 Estructura Funcional de la Industria Eléctrica a Nivel Mundial

Aunque en su conjunto el suministro de electricidad tiene características de monopolio natural, economías externas<sup>3</sup> y de bien público, algunos de sus segmentos funcionales no tienen tales características. La industria de suministro de electricidad puede dividirse funcionalmente en generación, transmisión, distribución y suministro (véase figura 1.1).

**Figura 1.1. Estructura funcional de la industria eléctrica a nivel mundial**



**Fuente:** Elaboración propia con base en Comisión Federal de Electricidad (2012).

Las distintas funciones son tecnológicas y económicamente diferentes, y la reforma regulatoria ha tendido a obedecer a esta desagregación.

<sup>3</sup> Las economías externas, son aquellas ventajas que uno o varios agentes económicos obtienen de forma gratuita por el comportamiento de unos u otros, sin que exista necesariamente entre ellos algún propósito deliberado de concesión

La generación es la producción de electricidad, consiste en transformar en electricidad otras formas de energía. La producción de electricidad puede utilizar combustibles líquidos, gas natural, carbón, energía nuclear, energía hidráulica, combustibles renovables, turbinas de viento y tecnologías fotovoltaicas. Las distintas tecnologías tienen diferentes estructuras de costos. Los componentes principales del costo de generación de electricidad son el precio de los combustibles en el lugar de consumo, los costos de capital y los costos de mantenimiento y operación. Los costos dependen también del desempeño de la tecnología de generación, como el factor de capacidad, eficiencia térmica y vida útil (Steiner, 2001).

La energía nuclear tiene costos de capital elevados, en parte como consecuencia de los tiempos de construcción (costos de interés financiero) y de desmantelamiento (los costos de retirar una planta al final de su vida útil). Los costos fijos son también causados por la oposición pública a la tecnología y a los desperdicios nucleares. Por otra parte, la tecnología nuclear tiene costos de combustible y operativos (costos variables) muy bajos, que durante la vida útil de la planta son relativamente constantes. Los costos de generación hidráulica dependen en gran medida de la geografía y del clima. Los costos variables de la hidrogenación son bajos. Los costos del carbón, de los combustibles y del gas natural son como los de cualquier insumo, de modo que los costos variables de las plantas de combustibles fósiles son mayores que los de la generación mediante energía nuclear. Sin embargo, la generación mediante combustibles fósiles<sup>4</sup> suele tener costos fijos menores que los de la energía nuclear, en particular en el caso de plantas que operan con gas natural, que tienen tiempos de construcción cortos (CFE, 2012).

---

<sup>4</sup> Los combustibles fósiles, son aquellos combustibles que provienen de un proceso de descomposición parcial de la materia orgánica. Se originan por un proceso de transformación de millones de años de plantas y vegetales. Se agrupan bajo esta denominación el carbón, el petróleo y el gas natural.

La transmisión y la distribución son parte de las funciones del “alambrado”<sup>5</sup>. La transmisión es el transporte de electricidad de alto voltaje. La transmisión no sólo es transporte, sino que comprende la administración de generadores dispersos en la red, para mantener voltajes y frecuencias adecuados y para impedir fallas del sistema. La transmisión es un monopolio natural porque para introducir competencia en la transmisión sería necesario duplicar la red existente (los costos de transmisión serían mayores al duplicar las redes de corriente alterna de alto voltaje y los costos de coordinadores de la red). La regulación de la transmisión comprende la regulación de precios mediante el margen de utilidad, que según el estudio clásico de Averch y Johnson en 1962 lleva a inversiones excesivas de capital y en consecuencia, no minimiza los costos (Steiner, 2001).

La coordinación de plantas generadoras en el orden de costos, queda a medio camino entre la generación y la transmisión. En esta perspectiva, integrar la generación y la transmisión crea economías si se logran internalizar las economías externas que resultan de la dispersión de generadores que invierten y toman decisiones operativas que afectan a toda la red. Por el contrario, si la generación (que por sí misma no es un monopolio natural) se integra con la transmisión, el conjunto quedará sujeto a los mismos retos regulatorios e ineficiencias que la transmisión de márgenes de ganancia regulados (*Ibíd*).

La distribución es el transporte de electricidad de bajo voltaje. Al igual que la transmisión, generalmente se considera que la distribución es un monopolio natural; tener competencia

---

5 El “alambrado” de transmisión y distribución, es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas).

significaría duplicar la red (“el alambrado”) existente. A diferencia de la transmisión, integrar la distribución con la generación no acarrearía beneficios (*Ibíd*).

Por último, el suministro de electricidad es la venta de electricidad a los usuarios finales. Incluye la medición, la facturación y la mercadotecnia, y puede ser de menudeo o de mayoreo. El suministro no es un monopolio natural, ni hay ventajas significativas en integrarla con las otras funciones. Cada una de las funciones anteriores contribuye al costo de suministrar electricidad a los usuarios finales (*Ibíd*).

Para considerar un modelo organizativo se deben contemplar las siguientes características de la electricidad (*Ibíd*):

- No puede ser almacenada económicamente en las cantidades necesarias y debe producirse en el momento de su uso.
- La oferta y demanda varían de acuerdo al estado del tiempo, a la hora del día y estación del año. En el caso de las hidroeléctricas las sequías pueden reducir la oferta significativamente.
- Necesita una red de transmisión y distribución para llegar al consumidor final.
- Aún no tiene sustituto en la mayoría de sus usos.
- Demanda inelástica en el corto plazo.
- Posee un carácter estratégico por las actividades que dependen de ella.

De la misma manera, la industria eléctrica se caracteriza por (*Ibíd*):

- Ser una industria intensiva en capital que necesita de gran infraestructura. Costos fijos altos con respecto a los variables (en el caso del Ciclo Combinado los costos variables son más altos que los fijos).
- Tener una estructura de monopolio natural
- Requerimientos de personal especializado
- Contaminante por lo que es sujeta a estrictas regulaciones ambientales
- Impacto visual. Grandes y ruidosos complejos

### **1.1.3 Capacidad Instalada a Nivel Mundial**

El término de capacidad instalada hace referencia al volumen máximo de bienes o servicios que pueden obtenerse de las plantas y equipos de una empresa por unidad de tiempo, bajo condiciones de tecnologías dadas (SENER, 2012).

En 2009, la capacidad instalada para generación de energía eléctrica en países desarrollados se ubicó en 2.6 Terawatts (TW), siendo Norteamérica la región que concentro 47.4% de dicha capacidad (IEA, 2013).

Tan solo EE.UU registró una capacidad instalada de 84.3% del total en Norteamérica y 40% del total de países desarrollados Por su parte, Canadá y México participaron con 10.8% y 4.9% de la capacidad de Norteamérica, respectivamente (*Ibíd*).

Para el caso europeo, los países considerados desarrollados, destaca Alemania, Francia, Italia, el reino Unido y España, que en conjunto representaron el 21.5% de la capacidad en Europa (*Ibíd*).

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) dio a conocer que en el año 2010, se tenía una capacidad instalada de 5,061 GW a nivel mundial, pronosticando un incremento promedio anual de 1.6% hacia el año 2040 y alcanzando una capacidad de 8,254 GW (IEA, 2013).

En lo que corresponde a la capacidad instalada en países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), en el 2010, ésta fue de 2,652.8 Gigawatts (GW), de aquí, 1,699 GW corresponden a centrales que utilizan combustibles fósiles, 313.5 GW de potencia nuclear, 456.7 GW de energía hidroeléctrica (incluida la capacidad de bombeo), 134.1 GW de eólica, y 6.01 GW la energía geotérmica. Para las restantes, mareomotriz<sup>6</sup>, undimotriz<sup>7</sup>, oceanográfica entre otras, correspondió el 43.3 GW (*Ibíd*).

#### **1.1.4 Generación de Electricidad por Uso de Tecnología**

Para el caso de la generación de electricidad, se puede decir que la demanda mundial ha aumentado más rápido que el consumo total de energía. El desafío para sostener esta demanda se manifiesta en la baja inversión para reemplazar la infraestructura ya obsoleta del sector eléctrico (SENER, 2013).

Sin embargo, el abastecimiento de electricidad a los consumidores también depende de las redes de transmisión y distribución a las cuales están conectadas las distintas centrales de generación.

---

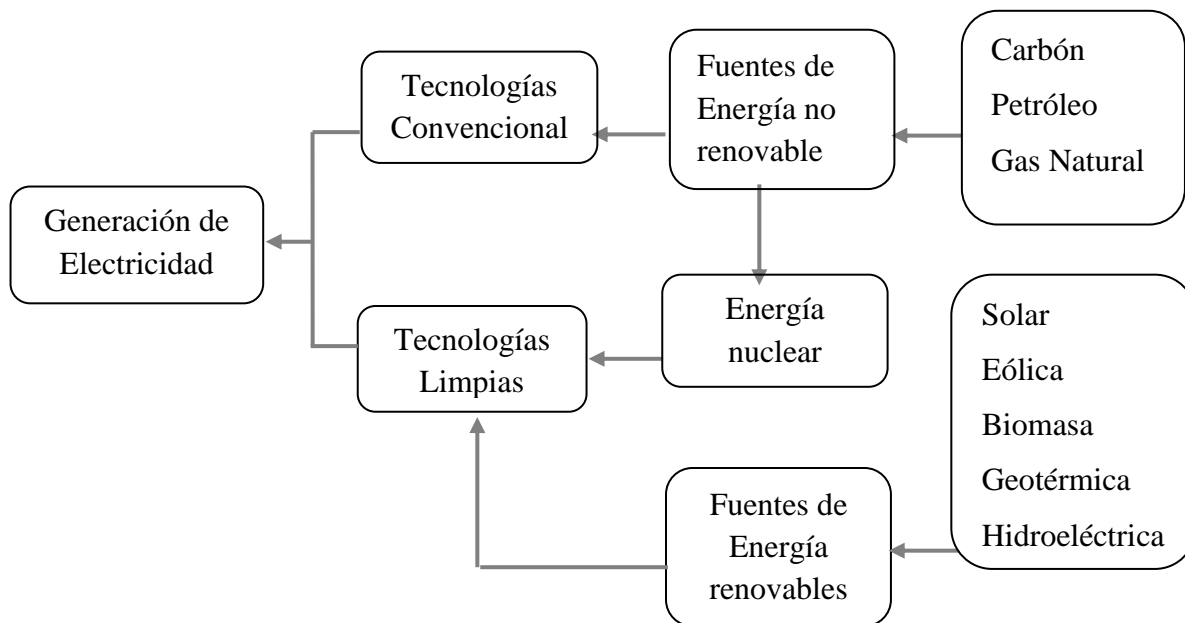
<sup>6</sup> La energía mareomotriz es la que se obtiene aprovechando las mareas: mediante el uso de un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad.

<sup>7</sup> La energía undimotriz, u olamotriz, es la energía que permite la obtención de electricidad a partir de energía mecánica generada por el movimiento de las olas.

Cuando la capacidad de las redes es limitada, se requiere construir plantas especializadas de generación cercanas a las zonas de consumo.

Ante este panorama de insuficiencia de redes, se ha optado por diversificar las tecnologías para la generación eléctrica a fin de que la oferta se adecue a las condiciones del entorno en el que se pretende satisfacer la demanda de electricidad. Las centrales de generación eléctrica en la actualidad son básicamente de dos tipos tecnológicos: Las tecnologías convencionales, las cuales se derivan de fuentes de energía no renovable o restos fósiles como lo es el gas natural, carbón y petróleo. Y por otra parte se encuentran las llamadas tecnologías limpias que utilizan fuentes de energía renovable (véase figura 1.2).

**Figura 1.2. Tecnologías para la Generación de Electricidad**



**Fuente:** Elaboración propia con base en la Comisión Federal de Electricidad (2012).

A nivel mundial, destaca la alta participación para generación de electricidad de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, representando en la mayoría de los países más del 50% de la generación total. La tecnología nuclear es la segunda en la lista al tener un alto grado de importancia en países como Francia, EE.UU y Japón (SENER, 2013).

El carbón es el combustible fósil de mayor uso para la generación en el mundo. Esto se debe principalmente a su amplia disponibilidad y estabilidad en los precios. En el periodo 2000-2009, se registró un crecimiento promedio anual de 3.8%. En 2009, la participación del carbón en la generación eléctrica mundial fue de 40%. En segundo lugar, el gas natural ha mostrado un crecimiento importante desde principios de la década de los noventa. Desde 1999 a 2009, su uso se incrementó 5.4% anual a nivel mundial. El combustóleo ha disminuido considerablemente, de 2000 a 2011 la demanda mundial de combustóleo registro un decremento promedio anual de 4.3%. Para el caso de la energía nuclear, a principios de la década de 1980 se observó un crecimiento importante. En 2010, la generación de electricidad a partir de energía nuclear creció 2% a nivel mundial (*Ibíd*).

Para este mismo año, en países de Asia-Pacífico, Japón mantuvo la supremacía en la generación de electricidad con 10.8% del total, de los cuales 183.9 GW provienen de combustibles fósiles, 49 GW de fuentes nucleares y 47.7 GW de hidroeléctricas. El resto se distribuye entre otras fuentes renovables como la geotermia y la energía eólica. En conjunto, el bloque conformado por Francia, Alemania, Suecia y Reino Unido siguen generando electricidad a partir de energía nuclear con poco más del 33% del total de la capacidad mundial. Italia destaca con 12.0% del total mundial de capacidad proveniente de geotermia, así como 17.8% de otras fuentes renovables. Por su parte Alemania, se ha enfocado en el uso de fuentes no renovables con una



participación del 48.7%, país líder en este rubro. En suma, la capacidad total de los países europeos fue de un poco más de 900 GW, que pese a los esfuerzos, el uso de combustibles fósiles sigue siendo alto (*Ibíd*).

Finalmente, el alza de los precios de los combustibles fósiles y la preocupación de los efectos generados por la emisión de gases de tipo invernadero, han impulsado la utilización de tecnologías más amigables con el ambiente, como la energía solar y la eólica. De 1999 a 2009, esta creció 28.8% promedio anual. Al cierre de 2010 se tenían instalados 197,039 MW de capacidad eólica alrededor del mundo, de los cuales China aportó la mayor parte, con 44,733 MW. Le siguen EE.UU y Alemania con 40,180 MW y 27,214 MW, respectivamente (SENER, 2012).

### **1.1.5 Consumo Mundial de Energía Eléctrica**

Hoy en día el consumo de energía eléctrica es una necesidad indispensable. La importancia de la electricidad está en que es una de las principales formas de energía usadas en el mundo actual. Las comunicaciones, el transporte, el abastecimiento de alimentos, y la mayor parte de los servicios de los hogares, oficinas y fábricas dependen de un suministro confiable de energía eléctrica (SENER, 2012).

A medida que los países se industrializan se consumen cantidades de energía cada vez más grandes, el consumo mundial de energía ha aumentado rápidamente en los últimos años, según los estudios realizados, el promedio del consumo de electricidad por habitante es alrededor de diez veces mayor en los países industrializados que en los países en desarrollo, por lo que se

puede decir que el consumo de energía eléctrica está ligado directamente al desempeño de la economía de un país (*Ibíd*).

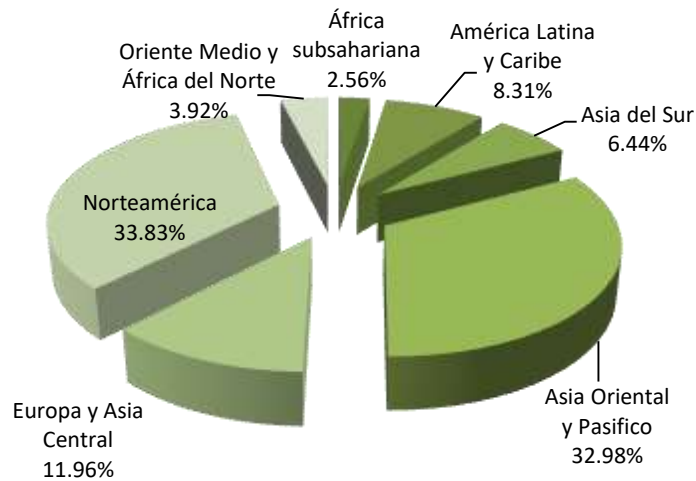
### **1.1.5.1 Consumo de Energía Eléctrica por Región**

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), durante el periodo 2000-2010, el consumo mundial de energía eléctrica creció 3.5% en promedio anual, ubicándose en 17,871.8 Terawatts-hora (TWh) para finales de este periodo. Esto se debió a la tendencia creciente en el consumo de energía por parte de países en vías de desarrollo en las regiones de Asia, Medio Oriente y África, donde se presentaron tasas promedio anuales de 9.9%, 7.1% y 4.3%, respectivamente, debido al crecimiento potencial económico, basado en una urbanización constante (IEA, 2013).

Las principales regiones consumidoras de electricidad para 2011 fueron Norteamérica, Asia Oriental Pacífico y Europa-Asia Central. Las regiones con mayor estabilidad y madurez en sus mercados han registrados incrementos moderados y hasta decrementos en sus consumos de electricidad. Este es el caso de los países miembros de las regiones de Norteamérica; Europa y Asia Central (*Ibíd*).

Las regiones de Norteamérica y Europa-Asia Central explican su alto consumo de electricidad por países considerados como economías avanzadas, mientras que las regiones de Asia Oriental-Pacífico su alto consumo se lo deben a países como China e India considerados como economías emergentes (véase gráfica 1.1).

**Gráfica 1.1. Participación por Regiones del Consumo de Electricidad 2011 (%)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2011).

Según la Secretaria de Energía (SENER), los 10 principales países con mayor consumo de energía eléctrica en el mundo son: Estados Unidos, China, Japón, India, Rusia, Alemania, Canadá, Francia, Brasil y Corea del Sur. México ocupa el lugar 17 en un grupo de 138 países (SENER, 2012).

En la región de Asia Central-Pacífico, China consume alrededor del 60% de la electricidad. El patrón de consumo es explicado por el sector residencial y el uso de combustibles para el transporte, ya que están relacionados con la urbanización del país, mostrando aumentos en la demanda de energía eléctrica frente a la expansión económica del país (*Ibíd*).

Por otro lado, en Norteamérica, principal región consumidora de electricidad, EE.UU consume el 20% mundial y 85% a nivel regional. México, país perteneciente a la misma región consume tan

solo el 4.47%, la brecha de consumo entre países se debe a los niveles de producción (véase gráfica 1.2).

**Gráfica 1.2. Participación de Norteamérica en el Consumo de Electricidad 2011 (%).**



**Fuente:** Elaboración propia con base en la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2011).

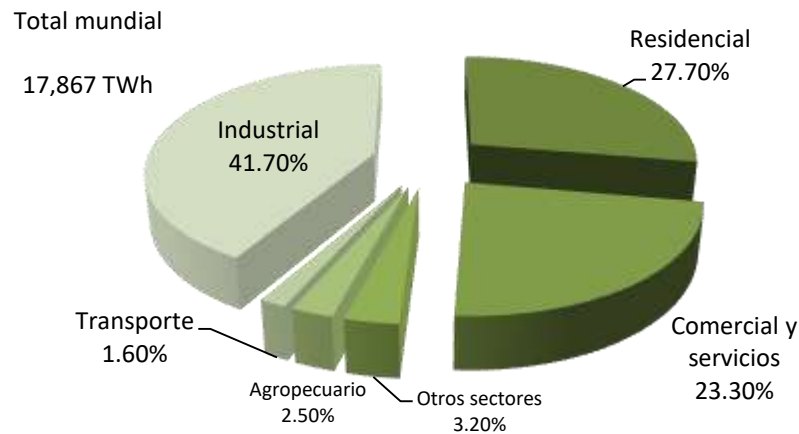
La SENER (2012), estima que el comportamiento a nivel regional se mantendrá, tanto en el mediano como en el largo plazo, debido al aumento en las tasas de urbanización de los principales países con consumo de energía eléctrica.

### **1.1.5.2 Consumo de Energía Eléctrica por Sector**

Los sectores en los que se agrupa el del consumo de energía eléctrica a nivel mundial para su análisis son: industrial, comercial, residencial, servicios y bombeo agrícola. Las mejoras en eficiencia energética, particularmente en el uso final de iluminación, calefacción y aire acondicionado en el sector residencial, así como las propias del sector industrial, son factores que se espera continúen de forma constante en el mediano y largo plazo (SENER, 2010).

El consumo final de electricidad en el sector industrial es el más significativo, representando 41.7% del total, mientras que al sector residencial le corresponde 27.7%, seguido del sector comercial y servicios con 23.3% del total mundial (véase gráfica 1.3).

**Gráfica 1.3. Consumo Mundial de Electricidad 2011 (%)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en IEA, (2011).

Según la SENER (2012), el uso final de la electricidad varía entre las diferentes regiones y los países que las integran, dependiendo de la densidad de población, del tamaño y desarrollo de la economía y de la importancia de los sectores en la economía, es decir, dependiendo de la importancia individual de cada uno de los sectores en el país será la importancia de este sector en el consumo de electricidad.

Por ejemplo, en Brasil, Rusia e India, la demanda industrial demandó entre 47% y 50% del consumo de electricidad dentro del país durante 2011; en Sudáfrica dicha participación ascendió

a 59% y en China a 67%; por lo tanto, en los países anteriormente mencionados el sector industrial es el principal consumidor energético (*Ibíd*).

Para el caso de México, el sector industrial es el principal consumidor de electricidad, ya que consume alrededor del 60% del total del país. El sector residencial ocupó el segundo lugar con una participación de 26% (*Ibíd*).

## **1.2 Contexto Nacional del Sector Eléctrico**

### **1.2.1 Historia del Sistema Eléctrico Nacional**

La generación de energía eléctrica en México inició a fines del siglo XIX. Las primeras centrales generadoras de energía se instalaron con la finalidad de aumentar la productividad en minas y telares. De manera más específica, en 1879 se instaló la primera planta generadora en el país, estuvo ubicada en León, Guanajuato. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y diversas actividades industriales, utilizándose también de manera marginal, para la iluminación residencial y pública (Electric International, 2015).

En el año de 1881, inició sus labores en la Ciudad de México, la primera empresa extranjera con una central de vapor de 2240 Kilowatts. En 1889 se instaló en Chihuahua la primera Central Hidroeléctrica con capacidad de 22.38 kilowatts. Para el periodo comprendido entre 1880 y 1900 operaban en el territorio nacional alrededor de 177 centrales (*Ibíd*).

Para el año de 1937 este sector se encontraba prácticamente controlado por un reducido número de empresas extranjeras con fines específicamente lucrativos, por lo que solo abastecían poblaciones con capacidad de pago.

Debido a que estas empresas no operaban con normas definidas el gobierno no tenía capacidad jurídica para legislar en materia, este último decidió crear una entidad que generara energía para abastecer un mercado en crecimiento, satisfacer la demanda de consumidores de bajos ingresos, planear e integrar un servicio eléctrico caracterizado por un crecimiento anárquico cuyo objetivo era únicamente el lucro y preparar un esquema que diera a la nación el control de esos recursos (*Ibíd*).

El 14 de agosto de este mismo año se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades (*Ibíd*).

Para el año de 1946 la CFE tenía una capacidad instalada de 45,394 Kilowatts e importantes perspectivas de crecimiento. Tras la adquisición de acciones de diversas empresas privadas generadoras de electricidad durante los años subsecuentes. No fue sino hasta el año de 1969 durante la presidencia de Adolfo López Mateo cuando entró en vigor la iniciativa para adicionar el siguiente texto al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) en la que se promulga que:

*"Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia no se otorgan concesiones a los particulares, la nación aprovechará los bienes recursos naturales que se requieran para dichos fines"* (DOF, 1975).

Durante los siguientes años se llevó a cabo un complicado proceso de integración. Entre 1970 y 1980, las centrales generadoras tenían una capacidad instalada de 17,360 MW.

La CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del SEN, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hz y la CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional eléctrico (Electric International, 2015).

Fue nuevamente en el año de 1992, cuando se realizaron cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el que se permitió la participación de particulares en la generación de energía eléctrica. En 1999 se presentó la iniciativa encaminada a crear las condiciones para abrir e incentivar la inversión privada en el sector (*Ibíd*).

### **1.2.2 Estructura del Sistema Eléctrico Nacional.**

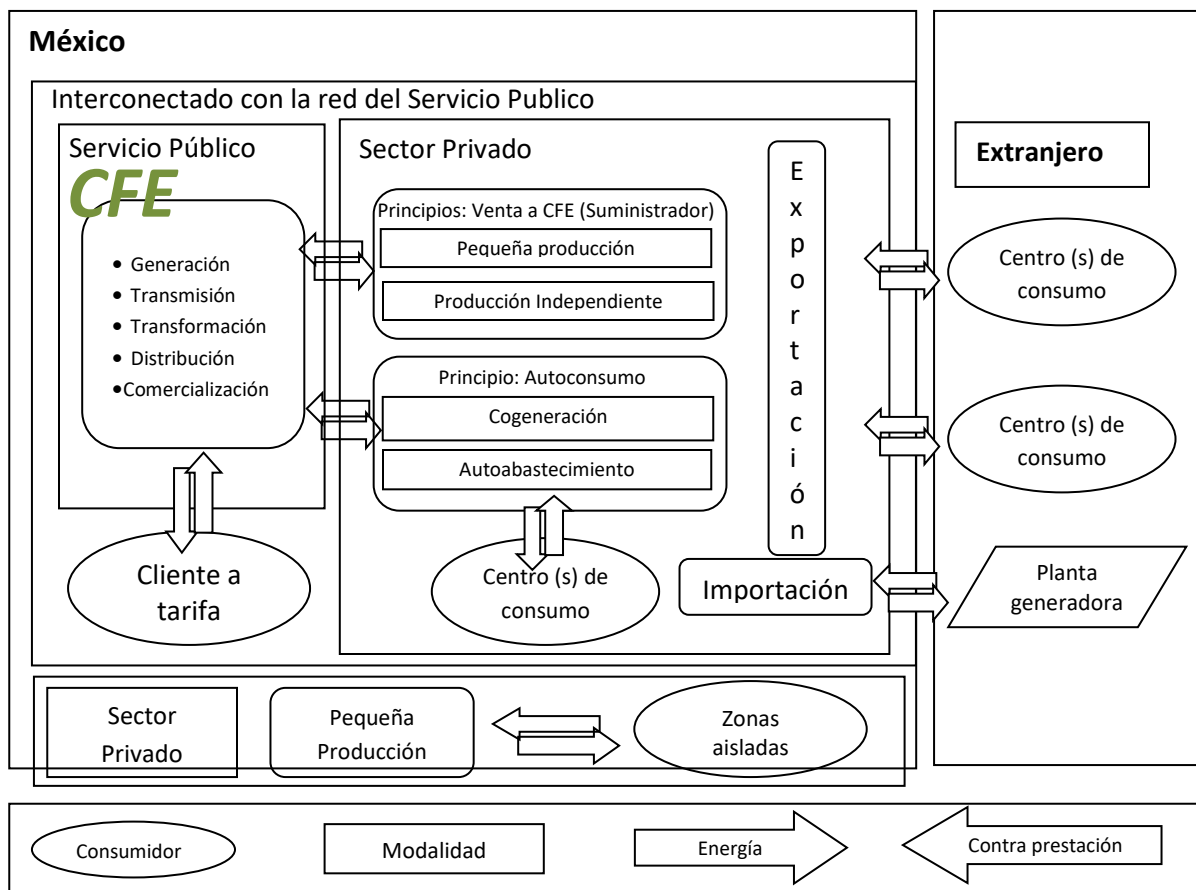
El SEN está conformado por dos sectores, el público y el privado. El servicio público se integra por la CFE y las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), éstos últimos entregan la totalidad de su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica.



Por otro lado, el sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación. De estas modalidades, el autoabastecimiento es el que cuenta con mayor capacidad, este tipo de modalidad es utilizado en los sectores industrial, comercial y, particularmente, el sector servicios (SENER, 2013).

La infraestructura del SEN, en términos de su cadena de valor, se conforma de las siguientes fases: generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión (véase figura 1.3), así como ventas a usuarios finales, que incluye procesos de medición y facturación (*Ibíd*).

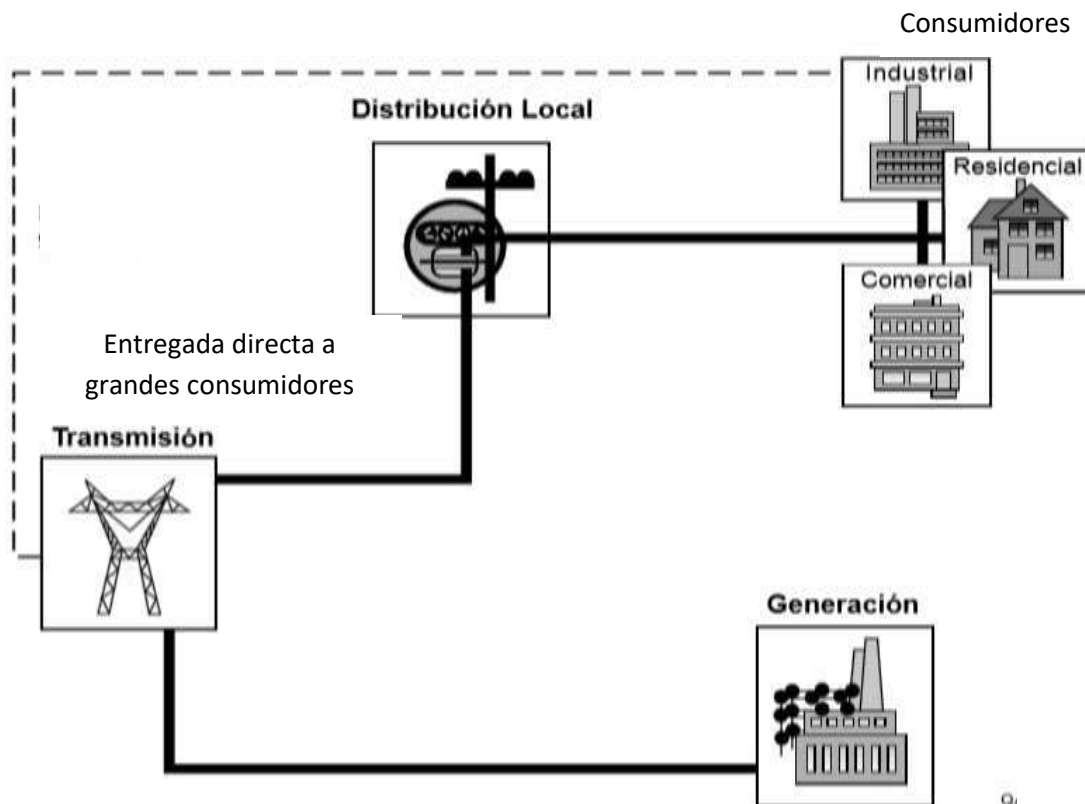
**Figura 1.3 Estructura del Sector Eléctrico Mexicano**



**Fuente:** Secretaria de Energía (2013).

El Centro de Energía Económica (CEE, por sus siglas en inglés), establece que la estructura de la industria se encuentra conformada por los segmentos de: generación, transmisión, distribución y ventas tal como se muestra en la figura 1.4.

**Figura 1.4. Estructura Básica del Sector Eléctrico Nacional**



**Fuente:** Centro de Energía Económica (2013).

Los principales sectores de los cuales se hace un análisis en las ventas de energía eléctrica en el país son: industrial, comercial, residencial, servicios y bombeo agrícola (SENER, 2012).

Para la gestión de la fase de generación, el país está dividido en cinco regiones establecidas por la Presidencia de la República, que son: Noroeste, Centro-Occidente, Centro, Noreste y Sur-Sureste (véase figura 1.5).

**Figura 1.5. Regionalización Estadística del Mercado Nacional de Energía**

**Eléctrica**



**Fuente:** Secretaria de Energía (2012).

Debido a la infraestructura con la que opera el SEN, la CFE lo divide en nueve regiones operativas: Baja California, Baja California Sur, Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular (véase figura 1.6).

La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey Mérida; las dos de Baja California son administradas desde Mexicali. Todas ellas se encuentran coordinadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el Distrito Federal (SENER, 2012).

**Figura 1.6. Regiones Operativas del Sistema Eléctrico Nacional**



**Fuente:** Secretaria de Energía (2012).

En la CFE, se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermo-eléctricas, eólicas y una nucleoelectrica. De acuerdo con la SENER (2012), el 96.84% de la población utiliza la electricidad.

La CFE proporciona el servicio de electricidad a todo el país a través de 13 divisiones de distribución formalmente constituidas, estas son: Baja California, Noroeste, Norte, Golfo Norte, Golfo Centro, Bajío, Jalisco, Occidente, Centro Sur, Centro Oriente, Oriente, Sureste, Peninsular (véase figura 1.7).

**Figura 1.7. Divisiones del Proceso de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional**

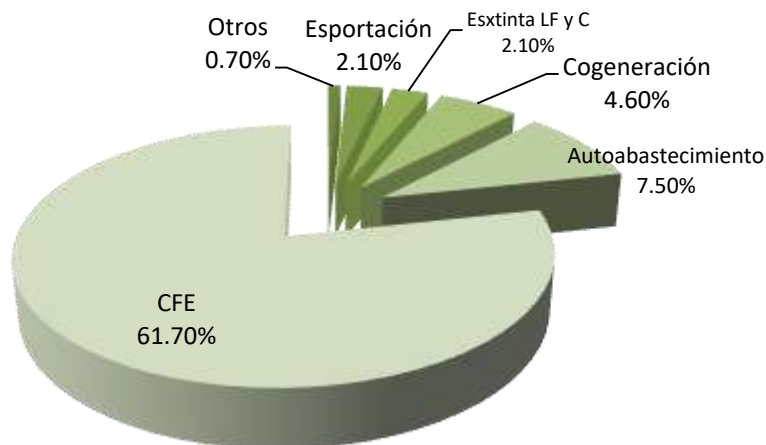


**Fuente:** Secretaría de Energía (2012).

### 1.2.3 Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional

Al cierre de 2012, la SENER (2013), reportó en su informe de perspectiva del sector eléctrico 2013-2027 una capacidad instalada de 63,745 MW a nivel nacional, 3.5% mayor que la registrada en el año anterior. El 85.2% de ese total correspondió al servicio público, de los cuales 39,362 MW corresponden a la capacidad de la CFE, 13,616 MW a la capacidad contratada mediante el esquema Productor Independiente de Energía (PIE) 1,334 MW a los activos de la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC). Por otro lado, 9,432 MW fue a través de permisionarios, destacándose el autoabastecimiento con 4,753 MW; 8.2% mayor que el año anterior (véase gráfica 1.4).

**Gráfica 1.4. Capacidad Efectiva Instalada del SEN 2012 (%)**

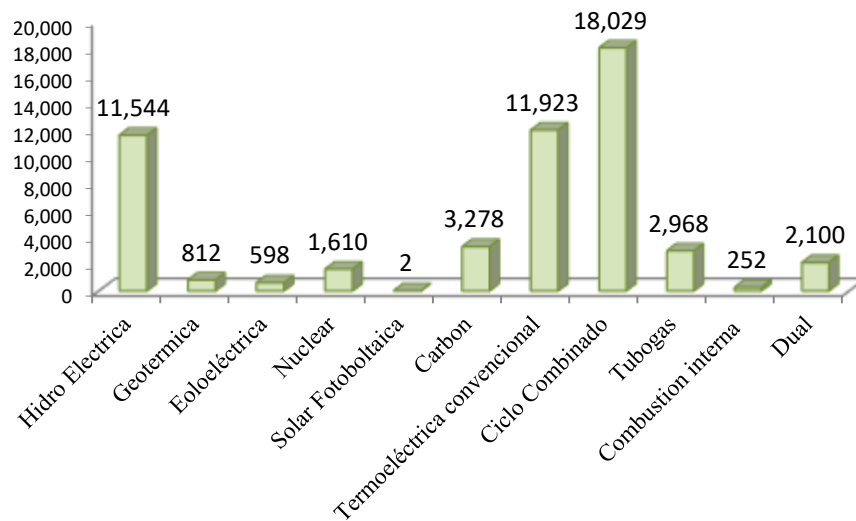


**Fuente:** Secretaria de Energía (2013).

En 2012 el porcentaje de participación en la capacidad de tecnologías que emplean fuentes fósiles como combustible fue de 72.6%, equivalente a 38,550 MW; de este total el ciclo combinado contribuyó con 18,029 MW, es decir, 33.9% de capacidad instalada. A esta tecnología le siguen las plantas termoeléctricas convencionales con 22.4% las restantes con 16.2% del total de capacidad instalada (SENER, 2013).

En lo que respecta a la participación de tecnologías a partir de fuentes no fósiles, éstas representaron 27.4% de la capacidad instalada del servicio público. Destaca la tecnología Hidroeléctrica con una participación de 11,544 MW al 2012, 21.7%, del total de capacidad, lo que la ubica en tercera posición dentro de la participación por tipos de central. Las tecnologías geotermoeléctricas, eoloeléctricas, nuclear, solar y fotovoltaica sumaron en conjunto 5.7% (véase gráfica 1.5).

**Gráfica 1.5. Capacidad Instalada por Tipo de Central 2012 (MWh)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en la Secretaria de Energía (2013).

#### **1.2.4 Capacidad de Transmisión y Distribución del Sistema Eléctrico Nacional**

La función principal del sistema de distribución de electricidad es transmitir la electricidad solicitada de una manera confiable y en la cantidad exacta al lugar solicitado. Además, el sistema debe producir para cubrir contingencias inesperadas que surgen de una demanda extraordinaria o interrupciones del sistema (CEE, 2013).

La transmisión es el movimiento o transferencia de energía eléctrica utilizando una red de líneas de alto voltaje entre puntos de suministro y puntos en los que la electricidad es transformada en voltaje de baja tensión para ser distribuida a los consumidores finales tales como fábricas, o ser distribuida por medio de sistemas locales de distribución a usuarios pequeños tales como casas o pequeños negocios (*Ibíd*).

La infraestructura de transmisión y distribución del SEN hace posible la transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Esta infraestructura es operada por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda y la oferta de energía eléctrica estén balanceadas en cualquier instante (CFE, 2012).

De acuerdo con la estructura de distribución del mercado eléctrico nacional, la red de transmisión distribución de energía eléctrica del país se constituyó de dos partes, la correspondiente a la CFE y la correspondiente a la extinta LyFC, cuyas operaciones eran en la parte central del país (*Ibíd*).

Al cierre del 2012, la red de transmisión y distribución nacional alcanzó una longitud de 853,490 km, lo que representa un aumento de 8,289 km respecto al año anterior (véase tabla 1.1).

**Tabla 1.1. Longitud de Líneas del SEN (km)**

	2011	2012		2011	2012
<b>Transmisión</b>	<b>50,295</b>	<b>50,858</b>	<b>Distribución</b>	<b>660,009</b>	<b>667,555</b>
400 KV	22,879	23,627	34.5 KV	73,987	75,184
230 KV	26,867	26,682	23 KV	31,665	32,137
161 KV	549	549	13.8 KV	296,984	300,427
<b>Subtransmisión</b>	<b>48,453</b>	<b>48,162</b>	6.61 KV	220	209
138 KV	1,485	1,485	<b>Baja tensión</b>	<b>257,152</b>	<b>259,599</b>
115 KV	43,821	43,614	<b>Ex. LyFC</b>	<b>86,443</b>	<b>86,915</b>
85 KV	201	143	<b>TOTAL</b>	<b>845,200</b>	<b>853,490</b>
69 KV	2,946	2,921			

**Fuente:** Elaboración propia con base en Comisión Federal de Electricidad (2012).



La CFE cuenta con una red de transmisión troncal integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV, 230 kV y 161 kV), que permiten conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Estas se alimentan de las centrales generadoras y abastecen las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales. Durante el 2012 estas redes tuvieron una cobertura de 50,858 km correspondiendo al 5.96% del total, por lo que hubo un aumento de 747 km para las líneas de 400 kV; en contraste, en las líneas de 230 kV se dio una disminución de 185 km con respecto al año 2011, esto se debió al cambio de tensión a 400 kV (CFE, 2012).

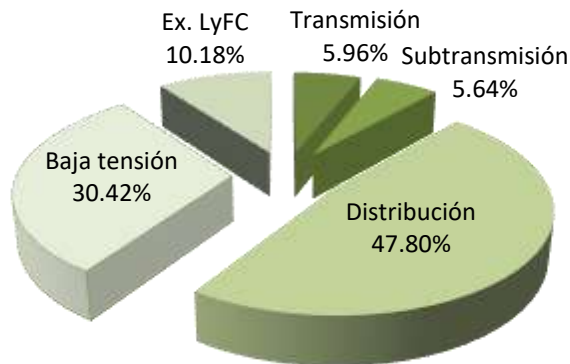
Las redes de subtransmisión son de cobertura regional utilizan líneas de alta tensión (69 kV a 138 kV), se caracterizan por suministrar energía a redes de distribución en media tensión a cargas de usuarios conectadas en alta tensión. Estas líneas presentaron en el 2012 una disminución de longitud de 291 km con respecto al 2011, alcanzando en conjunto 48,162 km, lo que equivale al 5.64% del total nacional (*Ibíd*).

Finalmente, las redes de distribución en media tensión en el rango de 6.61 kV a 34.5 kV y baja tensión suministran la energía transmitida dentro de zonas relativamente pequeñas. Durante 2012 se registró un incremento de 1.3% respecto al año anterior, alcanzando 667,555 km con una participación del 47.80% 30.42% respectivamente. Destaca la concentración de las líneas de 13.8 kV, las cuales tienen una cobertura de 300,427 km. En conjunto estas líneas representaron el 78.21% del total nacional (*Ibíd*).

La red de la extinta LyFC incluye niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV y líneas subterráneas, además de líneas de distribución en baja tensión. Durante el 2012, esta red aumentó 0.5% (472

km más que el año anterior), ubicándose en 86,915 km cubriendo 10.2% de participación en la red eléctrica nacional (véase tabla 1.1, gráfica 1.6.).

**Gráfica 1.6. Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Baja Tensión, 2012 (Km)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en la Comisión Federal de Electricidad (2012).

La CFE planea y evalúa las necesidades de mantenimiento del parque de generación del sistema de transmisión para tener disponible la infraestructura eléctrica que permita atender los requerimientos de energía eléctrica del país. Para lograr una operación segura y económica del sistema eléctrico, se cuenta con siete áreas de control encargadas de establecer las políticas, criterios y normas de operación.

### **1.2.5 Generación Nacional de Energía Eléctrica**

La generación de electricidad implica el proceso de producir energía utilizando otras fuentes primarias de energía tales como combustibles fósiles (carbón, gas natural o petróleo), uranio (nuclear), o fuentes de energía renovables (solar, energía eólica, agua corriente) para generar electricidad (CEE, 2013).

Hasta octubre del 2009, la generación de electricidad en México estuvo a cargo de las compañías gubernamentales de la CFE y LFC, por productores independientes e industrias generadoras para su propio consumo. Hasta esa fecha, los servicios de transmisión y distribución, eran provistos exclusivamente por las compañías gubernamentales CFE y LFC (CFE, 2012).

Las plantas de energía eléctrica utilizan carbón, lignito, gas natural, combustóleo, y uranio para producir electricidad. También se utilizan combustibles renovables, tales como el agua corriente, sol, viento, geotérmica y biomasa (CEE, 2013).

El tipo de combustible, su costo y la eficiencia de la planta generadora pueden determinar la manera en que se utiliza un generador. Por ejemplo, un generador de gas natural con turbinas de vapor tiene un costo marginal alto, pero se pueden poner en marcha rápidamente, haciéndolo muy útil en períodos de demanda pico. El carbón, lignito y las unidades nucleares tienen costos marginales menores, pero no se pueden poner en marcha rápidamente. Son utilizados principalmente para proveer la carga base de electricidad (por ejemplo, el requerimiento constante del sistema de energía eléctrica que son demandados continuamente). Los costos de combustible, construcción, operación y mantenimiento varían considerablemente de un tipo de planta a otro. Por ejemplo, las plantas eléctricas de combustible renovable, tales como la energía solar o eólica gastan poco en combustible, pero son costosas de construir, instalar y mantener. Las plantas que utilizan energía nuclear o combustóleo tienen costos de combustible bajos, pero son más costosas para construir y mantener. Las unidades de carbón también incurren gastos adicionales para cumplir con las normas ambientales del aire. Las plantas de gas natural tienen costos de combustible mayores que las de carbón o las plantas nucleares, pero tienen un costo inicial de construcción menor (*Ibíd*).

De acuerdo con la SENER (2013), En el 2012, la generación total del país alcanzó los 275,920 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisos, importaciones y exportaciones. Esto representó un incremento de 1.3% respecto al 2011. Del total, la CFE reportó en su informe anual 2012, que el 68% provino del servicio público, 31% de particulares y el restante 1% de Importaciones exportaciones (véase grafica 1.7).

**Gráfica 1.7. Procedencia de la Generación Nacional de Energía Eléctrica 2012 (%)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en Comisión Federal de Electricidad (2012).

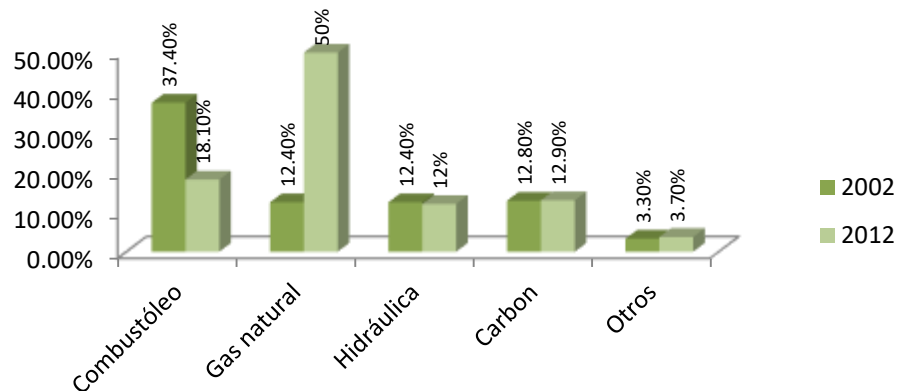
En los últimos años el empleo de gas natural ha resultado ser una de las mejores opciones y más atractivas para la generación de electricidad debido a su disponibilidad, el diferencial del precio respecto al resto de los energéticos y por las mayores eficiencias que presentan las tecnologías de ciclo combinado que emplean este combustible (SENER, 2013).

En el 2002 este combustible tuvo una participación de 29.3%, para el año 2012 se duplicó, alcanzando 50% del total nacional; de esta manera se posicionó como la fuente primaria de mayor participación en la generación de electricidad en el país. La generación a base de gas

natural a lo largo del período creció 8.3% anual. La instalación de centrales de ciclo combinado, principalmente por los PIE, fue el factor que detonó este comportamiento (*Ibíd*).

El uso de carbón en la generación eléctrica para el año 2002 representó 12.7%, mientras que para el 2012 esta proporción se mantuvo prácticamente en los mismos niveles, 12.9%; sin embargo, el uso de este combustible presentó una tasa media de crecimiento anual de 2.8% en dicho periodo. En contraste, en la última década el uso de combustóleo disminuyó 4.5% en promedio anual. La disminución gradual de este energético se debió a factores tales como la aplicación de normas ambientales más estrictas y al aumento en sus precios (véase gráfica 1.8).

**Gráfica 1.8. Generación de Energía por Tipo de Fuente Energética 2012 (%)**

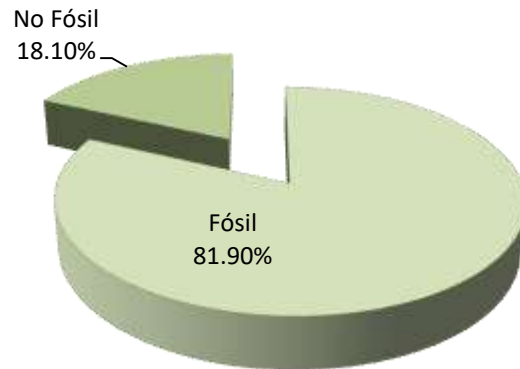


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaria de Energía (2013).

En resumen, en cuanto a la participación por fuente energética al cierre de 2012, las fuentes no fósiles aportaron 18.1% de la generación en el país (véase grafica 1.9).

### Gráfica 1.9. Participación de la Generación de Energía de Fuentes Fósiles y no Fósiles

2012 (%)

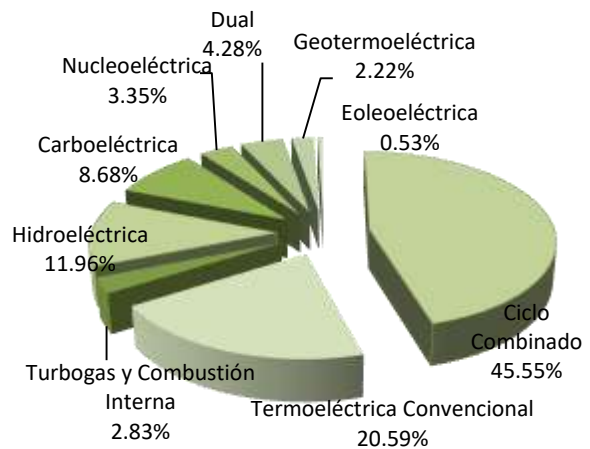


Fuente: Elaboración propia con base en Secretaria de Energía (2013).

En cuanto a la generación de electricidad dependiendo del tipo de central en el 2012 la participación nacional de ciclo combinado fue de 119,300 GWh lo que constituyo alrededor del 50%, tal como se mencionó con anterioridad, seguido por la termoeléctrica con 53,918 GWh equivalente al 20.59%. Las centrales carboeléctricas generaron un total de 22,744 GWh (8.6%). Las centrales turbogás y plantas de combustión interna 7,416 GWh, lo que represento un 2.83% (véase gráfica 1.10).

**Gráfica 1.10. Generación de Energía por Tipo de Central 2012. (% y GWh)**

Tipo de Central	GWh
Ciclo Combinado	119,300
Termoeléctrica Convencional	53,918
Turbogas y Combustión Interna	7,416
Hidroeléctrica	31,317
Carboeléctrica	22,744
Nucleoeléctrica	8,770
Dual	11,214
Geotermoeléctrica	5,817
Eoleoeléctrica	1,398
Solar Fotovoltaica	2



**Fuente:** Elaboración propia con base en Secretaria de Energía (2013).

La participación de la energía nuclear en la última década ha sido variable, con una participación del 3.35% para este año debido a la generación de 8,770 GWh con esta tecnología (SENER, 2013).

Por su parte la Hidroeléctrica también tuvo una importante participación con la generación de 31,317 representando alrededor del 12%. La Geotérmica y Eoleoeléctrica generaron 5,817 (2.22%) y 1,398(0.52%) GWh respectivamente. La utilización de energía fotovoltaica figura en último lugar con un registro de apenas 2 GWh de generación (véase grafica 1.10).

### 1.2.6 Consumo Nacional de Energía Eléctrica

El consumo de energía eléctrica se determina a partir de dos conceptos cuya diferencia radica por el origen de la energía generada y el destino de la misma, las cuales son (SIE, 2014):

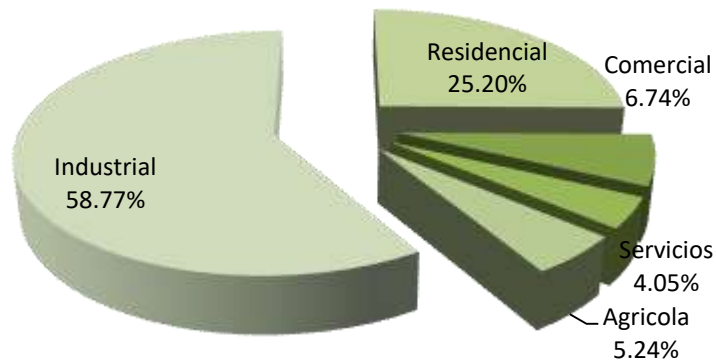
- *Las ventas internas de energía eléctrica.* Éstas constituyen la energía suministrada a los usuarios a partir de recursos de generación del servicio público, donde se incluye la energía generada por los productores independientes de energía.
- *El autoabastecimiento.* Éste comprende la energía generada por los permisionarios de autoabastecimiento en las modalidades de cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción e importación y exportación.

Para el año 2012, el consumo nacional de energía eléctrica alcanzó 206,480 GWh, 2.1% mayor que el año anterior. El sector industrial consumió 58.77% del total de las ventas del servicio público, equivalente a 121,343 GWh, de los cuales 62.50% correspondieron a la empresa mediana y el restante 37.50% a la gran industria; es decir 75,836 GWh y 45,507 GWh, respectivamente (*Ibíd*).

El segundo lugar en consumo fue el sector residencial, con 25.20% del total; lo que equivale a 52,030 GWh, 329 GWh mayor que en el 2011. Para el sector comercial el consumo registrado fue de 13,920 GWh y en el sector servicios de 8,71 GWh. En conjunto, estos dos sectores representan 10.8% del total del consumo; el restante 5.24% correspondió al bombeo agrícola, reportando un consumo de 10,816 GWh (véase grafica 1.11).



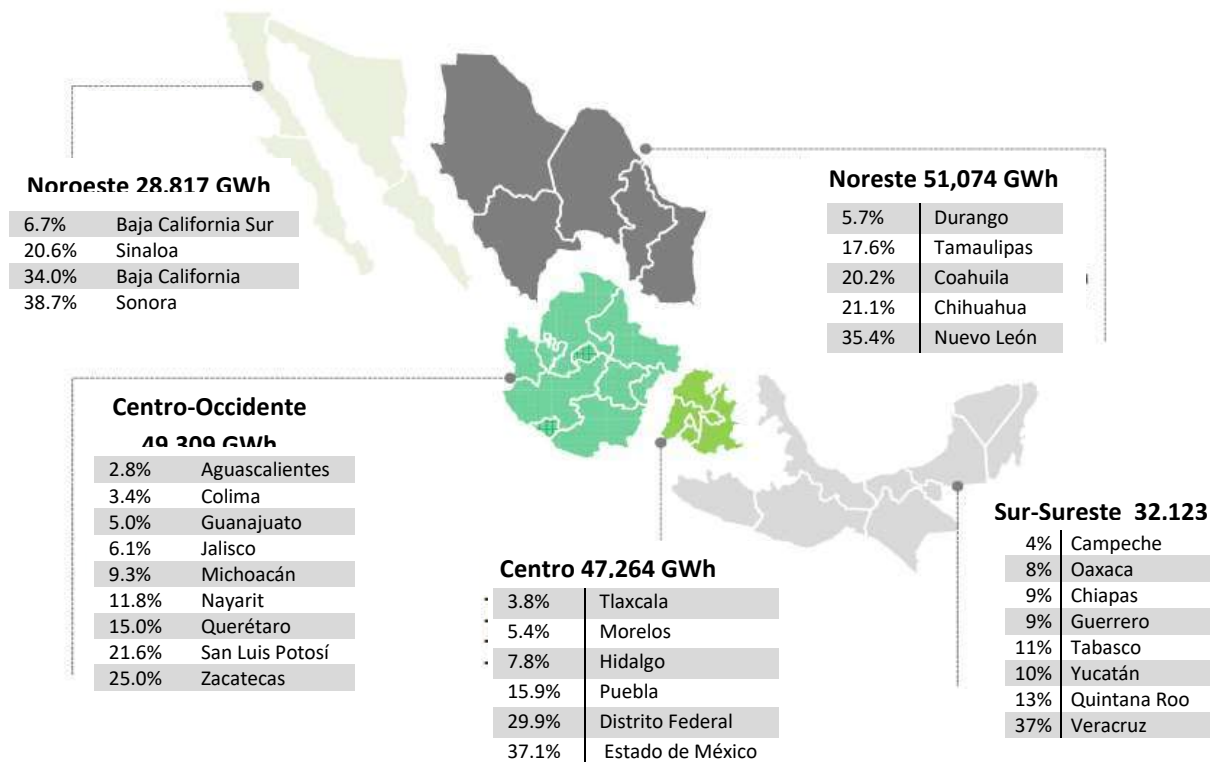
**Gráfica 1.11. Consumo Sectorial de Energía Eléctrica 2012 (%)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en Sistema de Información Energética (2014).

Durante la década 2002-2012, los sectores con mayor crecimiento anual fueron el sector bombeo agrícola con 3.5%, el sector servicios con 3.3% y el sector residencial con 3.1%. Los factores que influyeron en el crecimiento de éste último sector fueron la incorporación de nuevos usuarios a la región central del país, así como la regularización y la reducción de pérdidas en esta zona (SIE, 2014).

**Figura 1.8. Estructura del Consumo Interno por Entidad Federativa y Región**  
**Estadística, 2012.**



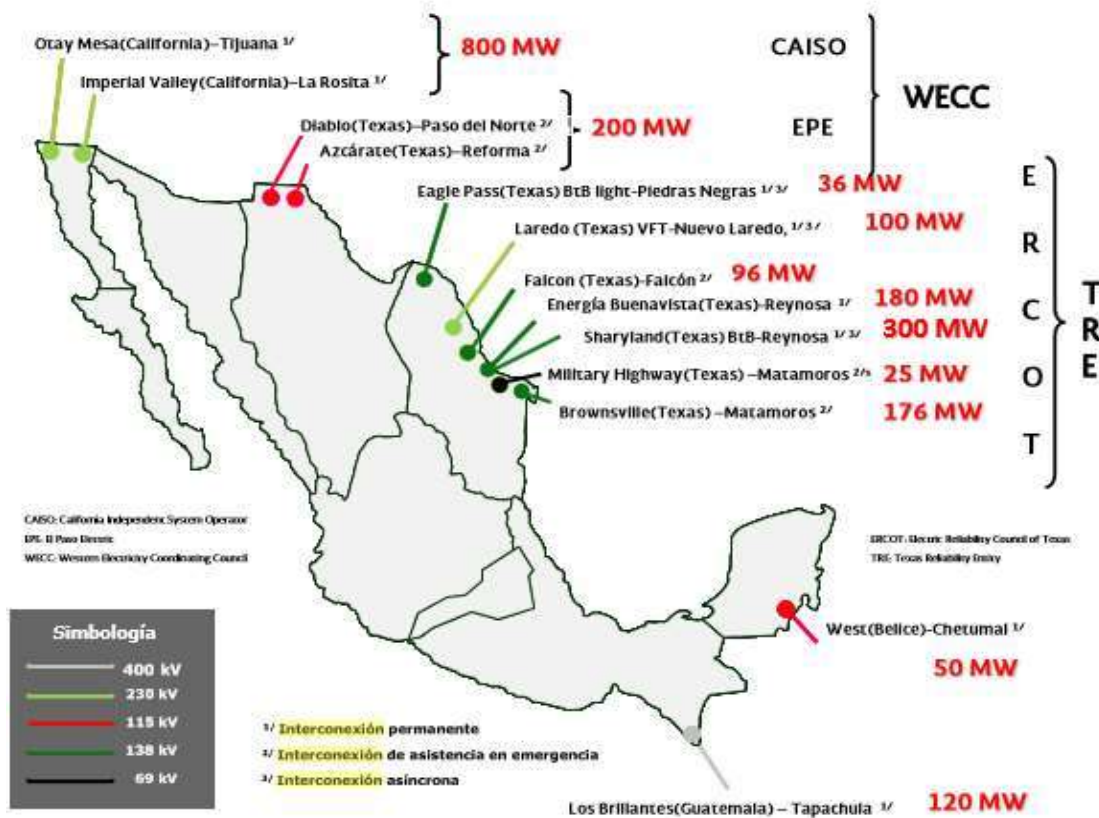
**Fuente:** Secretaria de Energía (2013).

Del total de consumo de energía eléctrica, la región que presentó la mayor participación fue la Noreste con 24.6%, destacando el estado de Nuevo León. La segunda región con participación significativa fue Centro Occidente con 23.7%; posteriormente la región centro con 22.8%, destacando el Estado de México con 17,514 GWh. Finalmente, las regiones Sur Sureste y Noroeste, cubrieron 15% y 13.9% del total nacional, respectivamente, cuyos representantes en magnitud de consumo de energía fueron los estados de Veracruz y Sonora (véase figura 1.8).

## 1.2.7 Interconexión Internacional del Sistema Eléctrico Nacional

Para el comercio internacional de energía eléctrica, actualmente el SEN se encuentra interconectado a diferentes niveles de tensión con Estados Unidos, Belice y Guatemala (véase figura 1.9). Para esto se cuenta con dos tipos de interconexiones: las que operan de manera permanente y las que se utilizan en situaciones de emergencia. La razón de que estas últimas no operen de forma permanente se debe a que técnicamente no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas por el riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico en detrimento de ambos países.

**Figura 1.9. Interconexión Internacional del Sistema Eléctrico Nacional**



Fuente: Secretaria de Energía (2015).

En la frontera Sur, se cuenta con una interconexión entre México y Belice, así como otra con Guatemala. En el caso de esta última, la infraestructura consiste, del lado mexicano, en una línea de transmisión de 27 kilómetros de la subestación Tapachula Potencia.

Del lado guatemalteco, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala construyó una línea de transmisión de 71 kilómetros de longitud y la expansión de la subestación Los Brillantes, en el Departamento de Retalhuleu. Con esta infraestructura, la CFE puede exportar 120 MW de potencia firme con la posibilidad de ampliarla hasta 200 MW. (Secretaría de Energía, 2015).

Por otro lado, la misma línea permitirá importar hasta 70 MW de Guatemala. La interconexión quedó sincronizada en abril de 2010. En cuanto a la interconexión con Belice, ésta opera de manera permanente debido a que el sistema de ese país es pequeño y no genera problemas de inestabilidad al SEN.

El comercio de energía eléctrica en la frontera Norte se realiza por medio del SEN y dos consejos regionales de confiabilidad de Estados Unidos que tienen contacto con nuestra frontera y que operan mediante enlaces asíncronos. El Consejo de Coordinación Eléctrica del Oeste (Western Electricity Coordinating Council -WECC, por sus siglas en inglés) abarca una superficie de aproximadamente 1.8 millones de millas cuadradas (4.7 millones de km<sup>2</sup>), por lo que es el más grande y diverso de los consejos que integran a la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NERC, por sus siglas en inglés). Asimismo, es importante señalar que los mayores flujos de comercio exterior de energía eléctrica con Estados Unidos se realizan mediante las interconexiones SEN-WECC. El WECC se enlaza con el SEN en Baja California mediante dos

subestaciones principales ubicadas en California (Otay Mesa e Imperial Valley) a través de una interconexión síncrona y permanente (*ibíd.*).

Existe otra interconexión en Ciudad Juárez, Chihuahua, mediante las subestaciones Insurgentes y Rivereña que se interconectan con dos subestaciones del lado estadounidense en El Paso, Texas. Esta interconexión es síncrona y opera sólo en situaciones de emergencia en un nivel de tensión de 115 kilovoltios (kV), con capacidad de transmisión de 200 MW (*ibíd.*).

Los miembros en Estados Unidos del WECC están localizados en los estados de California, Arizona, Nuevo México y una pequeña parte de Texas; mientras que el sistema de la CFE que mantiene dichas interconexiones está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua. Las interconexiones entre ambos sistemas en Baja California hacen factible contar con una capacidad de 800 MW para líneas con un nivel de tensión de 230 kV, estas son operadas por California ISO (CAISO). Las subestaciones Diablo y Azcárate de Estados Unidos forman parte de una red del oeste de Texas y sur de Nuevo México que opera El Paso Electric Company (EPE), pero que también supervisa y evalúa el WECC (Secretaría de Energía, 2015).

El SEN cuenta con interconexiones con otro consejo regional de Estados Unidos: el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas- ERCOT por sus siglas en inglés) que es evaluado y supervisado en el cumplimiento de los estándares de interconexión por la Entidad de Confiabilidad de Texas (Texas Reliability Entity- TRE por sus siglas en inglés). Las interconexiones para emergencias con este consejo son la de Falcón (138 kV), con una capacidad de 50 MW y la de Matamoros, con Military Highway (69 kV) y Brownsville (138 kV) ambas en Texas con capacidad conjunta de 105 MW.

La interconexión asíncrona entre las subestaciones de Piedras Negras (Coahuila) y la de Eagle Pass (Texas), tiene el propósito de realizar intercambios en situaciones de emergencia, aunque también puede operar en forma permanente. La interconexión en Reynosa con dos subestaciones, P. Frontera (138 kV) y Sharyland (138kV) en Texas, tiene una capacidad de 300 MW (150 MW cada una) (véase Mapa 5).

La CFE y ERCOT comparten 1,200 km de frontera para realizar el intercambio de energía eléctrica y consideran el resto de las líneas de interconexión del norte del país. Los sistemas que mantienen el contacto con la CFE son: American Electric Power Texas Central Company y American Electric Power Texas North Company, mientras que, por el lado de México, el sistema lo integran Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

En 2013, la frontera Norte contó con cinco interconexiones de emergencia disponibles en circunstancias en las que se requiere apoyar el restablecimiento de sistemas en caso de interrupción del suministro en ambos lados de la frontera (*ibíd*).

# CAPÍTULO II

---

## REFORMAS Y MERCADOS DEL SECTOR

### ELÉCTRICO: UN MARCO

## REFERENCIAL Y ESTUDIOS DE CASO

---

**E**n las últimas décadas, la mayoría de los países alrededor del mundo, han llevado a cabo, o se encuentran inmersos, en procesos de transformación de su industria eléctrica, estructura y marco regulatorio, dirigiéndose hacia la liberalización y apertura a la competencia del sector. En este capítulo se estudian algunas experiencias y modelos de mercados mayoristas que han surgido en aras de mejorar la eficiencia en la generación, transporte y abastecimiento de la energía eléctrica.

## **2.1 Modelos de Energía Eléctrica: Un Marco Referencial**

Alrededor del mundo muchos países, con el objetivo de incrementar su eficiencia, han llevado a cabo importantes reformas de la industria eléctrica pasando de un monopolio verticalmente integrado, a un mercado de libre competencia. Pese a que este proceso se ha caracterizado por seguir un patrón de regulación, competencia, reestructuración de la industria y privatización del sector, las características de dicha reforma en cada país han sido distintas, lo que ha dado la pauta a la creación de nuevos mercados con características y requerimientos particulares.

A nivel internacional se han identificado diferentes formas de organización, denominados “Modelos del sistema eléctrico reformado” entre los principales se encuentra el modelo de comprador único, el modelo de competencia mayorista integrado, el descentralizado y en ocasiones híbrido, acompañados de un modelo de competencia minorista (Bazán 2011).

### **2.1.1 Modelo Monopólico Verticalmente Integrado**

Desde sus inicios, el sector eléctrico ha sido considerado un monopolio natural debido especialmente a las economías de escala asociadas con la expansión de capacidad que exhibe, por lo que en general, se ha venido regulando dicha actividad manteniendo el monopolio en mercados integrados, en donde la generación, la transmisión, la distribución e incluso el abastecimiento, están a cargo de una misma compañía. Este modelo parte de la premisa en donde es factible que la operación y planificación del sistema se realicen con criterios de mínimo costo, por las ventajas que ofrece la concentrada coordinación de las diferentes actividades. En tal caso, la regulación implica básicamente el control de las tarifas por uso y ofrecer incentivos para que la compañía a cargo optimice su operación y su capital, de forma que los sobrecostos no se



trasladen al usuario final. En contraste, en el entorno liberado el papel de la regulación es crear las condiciones para que exista competencia en el mercado (Joskow, 2003).

### **2.1.2 Modelo de Comprador Único**

A diferencia del modelo verticalmente integrado o modelo tradicional, en el cual se ha visto inmerso el sector eléctrico por varias décadas, el modelo del comprador único permite que un grupo de generadores económicamente independientes compitan entre sí por el suministro de electricidad al comprador único. El comprador único vende electricidad a las empresas distribuidoras, quienes a su vez venden electricidad a los usuarios finales en sus respectivas áreas de concesión a una tarifa que es la media ponderada de las compras de electricidad realizadas por el comprador único a los generadores independientes.

Este modelo permite a través de un mecanismo competitivo de licitaciones recoger las ofertas más baratas para la construcción de nueva capacidad. También, a través de las licitaciones, que serían asignadas a aquellos oferentes que ofrezcan el menor precio, el comprador único transa contratos de largo plazo con los generadores y con los distribuidores. No obstante, una posible desventaja de este modelo radica en que los generadores independientes no tendrían incentivos para mejorar su eficiencia productiva si entablan con el Estado relaciones contractuales de largo plazo. Este tipo de modelo ha sido adoptado en algunos países como México, China, Korea, Tailandia, Malasia, Portugal e Italia (Kirschen y Strbac, 2004).

### 2.1.3 Modelo Centralizado o Integrado

De acuerdo con Hunt (2002), en un modelo de competencia, los mercados mayoristas pueden operar de manera integrada o descentralizada. El modelo centralizado tiene como base a la asignación de unidades concentradas en una sola identidad. Un claro ejemplo de un mercado mayorista integrado es el *Pool*, la característica diferencial de este modelo es que los Activos de la Red de Transmisión (ART), Operador del Mercado (OM) y el Operador del Sistema (OS) están agrupados en una sola entidad regulada. En un modelo integrado, el OS y el OM encuentran el precio de los contratos bilaterales y determinan el despacho centralizado de la energía eléctrica. A través de este mecanismo obtiene la solución óptima de manera rápida, ya que utiliza modelos matemáticos y herramientas de optimización para encontrar la solución y lo hace bajo un esquema centralizado (Bazán, 2011).

El OM es una entidad que se encarga de realizar las operaciones económicas y comerciales en el mercado eléctrico organizado denominado mercado *spot* o bolsa de energía. La operación económica básicamente consiste en efectuar el despacho de energía eléctrica a mínimo costo, con antelación al despacho en tiempo real efectuado por el OS. Ésta puede realizarse de dos formas, descentralizada en donde los propios agentes toman sus propias decisiones respecto al despacho económico sin la intervención de un organismo superior, y de manera coordinada o integrada, en el que mercado se organiza en torno a una entidad con poder discrecional sobre los agentes que busca optimizar las operaciones del sistema eléctrico de forma coordinada. La operación comercial básicamente consiste en crear y administrar mecanismos que regulen los intercambios comerciales y los procesos de liquidación de los compromisos contraídos por los agentes.

El OS es una entidad encargada de garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico mediante la provisión de servicios complementarios (garantizar las reservas de generación que permitan atender imprevistos y resolver problemas de congestión de la red de transmisión), de proporcionar la demanda regulada para los servicios auxiliares, de garantizar el sincronismo (mantener la frecuencia del sistema eléctrico), de administrar las redes de transmisión (mantener el voltaje, el equilibrio entre la oferta y la demanda en cada instante, los flujos de potencia máximos, etc.), de realizar el despacho en tiempo real de las unidades de generación que finalmente abastecerán a la demanda (luego de resolver restricciones técnicas de la red de transmisión y de gestionar los servicios complementarios), y de realizar la planificación de largo plazo.

#### **2.1.4 Modelo Descentralizado**

Un modelo descentralizado es una bolsa de energía que separa en la transmisión de energía eléctrica al operador del sistema (OS) del operador del mercado (OM) , lo que permite interactuar a los suministradores y consumidores, es decir, a los participantes del mercado de energía para realizar sus posturas de compraventa de energía, por una parte, el vendedor especifica la cantidad y el precio al que está dispuesto a vender su potencia, y el comprador especifica la cantidad de potencia que quiere comprar, y el precio que está dispuesto a pagar para que encuentren el precio de la energía mediante el uso de contratos bilaterales. El propósito de este modelo es, que las transacciones comerciales sean manejadas en el mayor grado posible por los participantes y que estos acuerden la cantidad de energía a vender o comprar, nodos de inyección y de extracción de potencia, así como el precio al cual se va a comercializar (Oropeza y Mondragón, 2009).

Una de las desventajas que presenta este modelo frente al integrado, es que a través de los contratos bilaterales se encuentra la solución de transmisión de manera muy lenta, ya que los participantes tratan de resolver por sí mismos los problemas de encontrar el precio óptimo de la energía y vigilar las restricciones físicas del sistema. Para solucionar esto, han surgido varias propuestas como la integración de un *Power Exchange*, los derechos de transmisión, el modelo de mercado en adelanto y tiempo real, entre otros (Oropeza y Mondragón, 2009).

Un claro ejemplo de un mercado mayorista descentralizado es el modelo de bolsa de energía o *Power Exchange* y Operador Independiente del Sistema (OIS) caracterizado principalmente por que los ART, el OM (*Power Exchange*) y el OS (el Operador Independiente del Sistema: OIS) están separados y los ART pertenecen a dueños pasivos que perciben una tasa de retorno proporcional a su inversión (Bazán, 2011).

### **2.1.5 Modelos Híbridos**

A nivel internacional, se ha identificado mercados mayoristas híbridos, esto es cuando el OIS realiza las operaciones del OM y del OS, y los ART, al igual que en el modelo de bolsa de energía con OIS, pertenecen a dueños pasivos, o cuando una empresa propietaria de los ART también realiza OS, a esta empresa que realiza la OS y posee los ART, en la literatura anglosajona recibe el nombre de Operador del Sistema de Transmisión (TSO por sus siglas en inglés) mientras que la OM recae en una empresa independiente.

El modelo (OM + OS) y ART ha sido implementado por países como Canadá, Argentina, EEUU (Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection: PJM, New England, y NewYork),

ustralia, Corea, entre otros. El modelo de OM y (OS + ART) ha sido elegido por los países nórdicos, Inglaterra y Gales (NETA), Holanda, Francia, España, entre otros.

## **2.2 Estructura de los Mercados Eléctricos Mayoristas**

### **2.2.1 Estructura *Pool***

Antes que confiar en reiteradas interacciones entre la oferta y la demanda para alcanzar el precio de equilibrio del mercado, como ocurre en una bolsa de energía, el *pool* proporciona un mecanismo para determinar este precio de manera sistemática. En un *pool* las empresas generadoras ofrecen pares precio-cantidad por el suministro energético, que ordenados en forma ascendente constituyen la curva de oferta del mercado. Los precios ofrecidos pueden basarse en costos variables auditados (*pools* basados en costos) o los generadores pueden libremente ofrecer cualquier precio entre ciertos límites (*pools* basados en precios). Por otro lado, el OM puede pronosticar la demanda y realizar el despacho de las unidades de generación que satisfagan la demanda a mínimo costo (*pool* unilateral). En *pools* más sofisticados (*pools* bilaterales), el OM puede realizar el despacho económico en base a la curva de demanda creada por los pares precio-cantidad efectuadas por los compradores del mercado (Kirschen y Strbac, 2004).

En algunos *pools* se aceptan subastas complejas de los generadores que pueden incluir costos de arranque, costos de funcionamiento sin carga, costos de rampa y tiempo mínimo de operación. El *pool* programa la generación para satisfacer la demanda del mercado de modo que se minimice el costo total de acuerdo a lo pujado, fijando el precio en la última puja de precio aceptada. El precio que vacía el mercado puede no siempre ser suficiente para cubrir los costos de arranque y los costos de funcionamiento sin carga, en dichos casos el *pool* proporciona pagos adicionales

denominados *uplifts payments*, para garantizar que la generación programada reciba un beneficio económico.

Debido a los aspectos técnicos involucrados, el mecanismo de determinación del precio involucra la resolución de un complejo problema de optimización restringida que conduce a un bajo nivel de transparencia ya que el precio obtenido tras la resolución del problema de optimización restringida, no es un precio de equilibrio de mercado obtenido por la libre interacción entre la oferta y la demanda. En Inglaterra y Gales el modelo de *pool* se mantuvo hasta los *New Electricity Trading Arrangements* (NETA por sus siglas en inglés) en 2001.

### **2.2.2 Bolsa de Energía**

Una bolsa de energía es un paso intermedio hacia la centralización, es una entidad que se encarga de recopilar pares precio-cantidad de la demanda y de la oferta para cada hora del día siguiente. Además, la bolsa de energía determina el precio y la cantidad de equilibrio interceptando las curvas de oferta y de demanda del mercado. El precio de equilibrio es pagado por todos los compradores casados a todos los oferentes casados.

En una bolsa de energía, el OIS se encarga de validar las operaciones y en caso éstas no sean factibles, se encarga de realizar los ajustes necesarios para garantizar la seguridad del sistema y el equilibrio entre la oferta y la demanda en cada instante. Este modelo ha sido elegido por Brasil, y EEUU (California hasta la crisis del 2000-2001), entre otros.

### **2.2.3 Mercado *Spot***

Un mercado *spot* de energía y servicios complementarios es aquel en el que se transan productos de corta duración, no más de una semana, en cambio las subastas son utilizadas para transar productos de duración más larga. Esta diferenciación se realiza debido a que para ciertos servicios complementarios es más conveniente una transacción en el corto plazo, como es el caso de la regulación de frecuencia, pero para otros servicios resulta más conveniente que estos sean transados a largo plazo por requerimientos del sistema, este es el caso de la regulación de voltaje. Los procesos de subasta corresponden a la presentación de ofertas a los ISO/RTOs por parte de los generadores para proveer servicios complementarios a mayor plazo. Todo el proceso es realizado públicamente, lo que garantiza un mayor nivel de transparencia para el mercado (Kirschen y Strbac, 2004).

De acuerdo con Cheung (2008), los mercados *spot* permiten desarrollar sub mercados, como, los *Forward Markets*, los *Day-Ahead Markets*, los *Near Real-Time Markets* y los *Real-Time Markets*. Esta variedad de mercados, al igual que para los mercados de energía, nace como resultado de la necesidad de disminuir el riesgo por parte de los generadores (*Forward Markets* y *Day-Ahead Markets*) y para balancear la oferta y la demanda de los servicios de energía y complementarios (los *Near Real-Time Markets* y los *Real-Time Markets*).

### **2.3 Operación Central de los Mercados Eléctricos Mayoristas**

En un mercado mayorista de electricidad, la operación del sistema se centra en el proceso de transmisión, el cual comprende las líneas y dispositivos como transformadores, estaciones de compensación y transformación, activos de conexión, entre otros. La transmisión permite

transportar la electricidad desde los generadores a las redes menores de los distribuidores. Su importancia radica en que la eficiencia y confiabilidad de los mercados eléctricos dependen de la existencia, operación y planificación eficiente de redes de transmisión, que soporten las transacciones de energía realizadas. La operación, planificación y regulación de estas redes en ambientes de mercado y con criterios descentralizados son tareas complejas porque involucran actores independientes y porque en los mercados energéticos hay volatilidad y las condiciones son cambiantes, entre otros factores. Esta complejidad se asocia con algunos retos. Así, en la operación de la transmisión, la liberación de los mercados ofrece retos en coordinación, lo cual demanda el desarrollo de un variado conjunto de actividades, desde la programación de la generación con base en las ofertas recibidas de los generadores y la capacidad de las líneas de transmisión, hasta la realización de maniobras para garantizar la seguridad del suministro de electricidad ante eventos en el sistema (Zambrano, 2013).

Del lado de la planificación de las redes, los retos de la liberación se asocian a la planeación de la expansión y específicamente a la generación de incentivos y la gestión de las inversiones. Finalmente, la regulación de la transmisión, depende del diseño del mercado adoptado. Para la operación de las redes de transmisión, un entorno liberado significa garantizar el libre acceso a la red en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias para evitar el ejercicio del poder de mercado por parte de la oferta o la demanda, establecer precios adecuados por el uso y acceso a la capacidad de transmisión, definir reglas para asignar la capacidad cuando esta se encuentre restringida, fijar parámetros de calidad del servicio y establecer mecanismos que incentiven la inversión en la expansión (Joskow, 2003)



Adicionalmente, dependiendo de la estructura del mercado, la operación del sistema puede tener un rol pasivo o activo dentro del mismo. Se desempeña un rol pasivo cuando las transacciones de energía realizadas son independientes de la transmisión. Este rol es propio de los mercados administrados centralmente; tal es el caso en el que los generadores, comercializadores y grandes usuarios transan energía en el mercado de contratos sin considerar las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión, y es el operador del sistema el encargado de realizar un balance de la oferta y la demanda y de efectuar la distribución de los recaudos asociados a la operación real del sistema. Por otra parte, la transmisión desempeña un rol activo cuando las transacciones de energía están ligadas a las transacciones de capacidad de transmisión realizadas por los generadores y la demanda con los operadores, propietarios de la red. Algunos países de la Unión Europea (por ejemplo Alemania) emplean un mecanismo conocido como derechos de transmisión físicos para asignar la capacidad entre los generadores de tal forma que solo puedan producir energía aquellos que posean tales derechos, condicionando no solo la cantidad de energía a generar, sino los agentes que pueden negociarla (Zambrano, 2013).

Continuando con este orden de ideas, desde los inicios de la liberación de la industria eléctrica en todos los países uno de los mayores retos y temas de discusión ha sido la organización del sistema. Esta organización hace referencia a las estructuras institucionales creadas para poder operar el mercado en su totalidad, desde una perspectiva esquemática de transmisión. Para llevar a cabo dicha organización, se han propuesto diversos esquemas económicos y regulatorios. Entre los que se encuentran las empresas de transmisión reguladas (TRANSCO), los mecanismos que funcionan con un operador independiente del sistema (ISO, por su sigla en inglés) con o sin ánimo de lucro PISO y NISO respectivamente. Una TRANSCO es una compañía regulada que opera y es propietaria de redes de transmisión, en tanto que un ISO sólo se encarga de la

operación de las mismas. El enfoque PISO se diferencia del NISO en que el negocio de este último involucra simplemente cubrir sus costos de operación. Los esquemas TRANSCO, NISO y PISO, comparten un conjunto de actividades necesarias para garantizar la estabilidad del sistema de transmisión (Boyce y Hollis, 2005).

Además de los enfoques TRANSCO e ISO, existen otros esquemas de organización derivados de estos. En el caso de Estados Unidos, la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por su sigla en inglés) creó los Operadores Regionales de Transmisión (RTO), los cuales básicamente funcionan como un ISO con la diferencia que se encargan de sistemas de transmisión en múltiples estados. Fue así como hacia el 2001 el ISO de Pennsylvania-Jersey-Maryland se convirtió en un RTO al integrar varios sistemas de transmisión cercanos para su operación conjunta (Zambrano, 2013). No obstante, sin importar la organización adoptada para la transmisión, la operación del sistema debe realizarse bajo criterios de seguridad, calidad, contabilidad y economía, considerando un conjunto de aspectos técnicos, económicos y regulatorios (Joskow, 2003).

En los actuales mercados de energía, la regulación y operación sobre todo de las redes de transmisión, es una actividad compleja, pues la desintegración vertical ha incrementado el número de actores y estos toman decisiones que son independientes de la estructura y capacidad de la red y que pueden afectar su operación. En este contexto, se requiere que la regulación establecida Garantice el libre acceso a las redes de transmisión, fije precios adecuados por el uso de la red, defina mecanismos de asignación de capacidad y establezca y evalúe criterios de calidad para la operación del sistema de transmisión (Zambrano, 2013)

Como puede evidenciarse, la regulación es muy importante en la operación de sistemas y por ende en el funcionamiento de los mercados de electricidad. Esto porque la regulación establece la estructura que soporta las interacciones entre los agentes del mercado. En materia de operación esto significa establecer un conjunto de directrices para lograr la eficiencia técnica y económica de dicha actividad. Adicionalmente a este análisis, destacan una diversidad de aspectos que merecen especial atención en el manejo del sistema, entre los principales se encuentra la congestión, las tarifas por uso de la red y las pérdidas de transmisión, los cuales son tratados y resueltos a través de Mecanismo de Remuneración y Asignación de Capacidad el Sistema (Molina y Rudnick, 2010).

De igual manera Zambrano (2013), quien hace una importante recopilación clasificación y dichos mecanismo, menciona que dado que para los reguladores, los agentes y el mercado eléctrico en general, es importante que las redes funcionen de forma eficiente, dicha condición, está ligado a la adecuada remuneración y asignación de la capacidad de transmisión de la red, las cuales son actividades complementarias y complejas, y existen diversos mecanismos para realizarlas, los cuales tienen un aplicación práctica en determinados mercados (véase tabla 2.1).

**Tabla 2.1. Mecanismos de Remuneración y Asignación de Capacidad**

<b>Mecanismos para Remuneración de la Capacidad de Transmisión:</b>	
Basados en costos	Cargo estampilla
	Camino contratado
	M-W Mile
Basados en precios de congestión	Rentas por congestión con precios nodales (LMP)
	Rentas por congestión con precios zonales (ZLMP)
Basados en la cobertura	Derechos de transmisión físicos (PTRs)

del riesgo	Derechos de transmisión financieros (FTRs)
	Derechos de transmisión financieros tipo flowgates (FGRs)
<b>Mecanismos para la Asignación de Capacidad:</b>	
	Prorrateo
	Prioridad
	Contratos Bilaterales
	Subastas

**Fuente:** Zambrano (2013).

### **2.3.1. Mecanismos de Remuneración de la Capacidad de Transmisión**

En la regulación, es fundamental definir la estructura de remuneración de la red de transmisión, es decir, fijar si los consumidores, los generadores o ambos deben pagar por el servicio de transmisión y en qué proporción, además, se debe determinar cuál es el mecanismo de remuneración más adecuado para el modelo de mercado implementado (Araneda,2002). Para el primer caso, el regulador se enfrenta a la dificultad de determinar que carga o generador es responsable del flujo de energía en una línea determinada, esto por la relación no lineal entre los flujos de potencia, los cuales siguen las leyes de Kirchhoff y por ende son transmitidos por la línea que ofrece menos resistencia (Shahidehpour *et al.*, 2002).

En el segundo caso, existen un conjunto de principios que se deben considerarse en el diseño y adopción de mecanismos de remuneración como son el hecho de permitir el acceso libre y no discriminatorio a la capacidad de transmisión, evitar el ejercicio de poder de mercado, y ser consistentes con los esquemas de negociación de energía (Araneda, 2002). En este último punto, es importante que el esquema de remuneración no distorsione las señales provistas por el mercado de energía y el comportamiento de los agentes. Por su parte, la importancia del libre

acceso radica en incentivar la competencia en la industria, lo cual ayuda a mitigar el poder de mercado y por tanto permite el funcionamiento eficiente del mismo (Singh y Hao, 1998).

Si bien existe un consenso generalizado sobre la importancia de estos principios en la remuneración de la capacidad de transmisión, no hay tal consenso en la forma de llevarlos a cabo. Como consecuencia, existen diversos mecanismos de remuneración que responden a la forma en que el regulador reconoce las funciones de la transmisión en un mercado particular y gestiona las dificultades de tarificar un monopolio natural en forma eficiente (Arellano, 2004).

La asimetría de información puede llevar a fijar tarifas muy altas o muy bajas y en ambos casos hay pérdidas de eficiencia. Cuando hay sobre remuneración de las inversiones, aumenta el costo del servicio para los usuarios del sistema. Por otra parte, la remuneración insuficiente para el transmisor va en detrimento de la inversión en nueva capacidad y afecta la confiabilidad técnica y económica de la totalidad del sistema. La sub remuneración también se relaciona con las economías de escala, las cuales hacen que una tarificación a costo marginal no permita que el transmisor financie todos sus costos, lo cual desestimula la inversión en nueva capacidad y abre paso al *free-riding* en la expansión, por lo que el regulador debe ofrecer incentivos para la inversión y asignar adecuadamente los costos de la expansión de la red (Hogan, 2002)

Por otra parte, la existencia de poder de mercado en la oferta y la demanda es otro de los aspectos que el regulador debe considerar en la evaluación de un mecanismo de remuneración específico, particularmente porque una compañía generadora con una posición dominante, puede congestionar deliberadamente la red de transmisión para percibir mayores ingresos. Esto porque

el poder de mercado que tiene la transmisión por su naturaleza monopólica, se transfiere a la generación (Joskow, 2003).

En cuanto a los aspectos técnicos, el regulador se enfrenta a la presencia de externalidades tecnológicas. Dichas externalidades surgen por los flujos circulantes, los cuales hacen que una expansión de la capacidad de una línea determinada pueda afectar positiva o negativamente otra o más líneas del sistema y que la atención de una carga o la conexión de un generador prive del servicio a otros usuarios, la cual es una de las principales causas de ineficiencias en los mercados de electricidad. Estos efectos negativos se pueden gestionar mediante una planeación técnica óptima de la expansión de la capacidad del sistema, haciendo que el mecanismo de remuneración internalice las externalidades mediante una forma de compensación por dichos efectos o por medio de la generación de precios que representen el estado actual de la red (Keller, 2004).

En resumen, la remuneración de la transmisión debe permitir el cumplimiento de los objetivos duales de la eficiencia en el corto y el largo plazo. En el corto plazo, el objetivo es la utilización óptima de la capacidad, la cual se logra fijando precios adecuados, que provean a los usuarios de la red con adecuadas señales para el uso de la misma permitiendo una gestión eficiente de la congestión. En el largo plazo el objetivo es recuperar los costos fijos también llamados costos hundidos, integrados o embebidos), e incentivar la inversión en la red y la localización óptima de generación y demanda (Hogan, 2002).

La gestión de la congestión tiene una gran importancia para fomentar la competencia en la generación de electricidad, evitando los sobrecostos por el cambio del despacho económico de la generación, el incremento del poder de mercado y la transferencia de las rentas de los

propietarios de los activos de transmisión a los generadores con poder de mercado. Debido a la trascendencia que tiene la gestión de la congestión a continuación se detallan los mecanismos de remuneración de la capacidad de transmisión basados en costos (Bushnell, 1999).

- **Cargo Estampilla**

Este mecanismo de remuneración de capacidad asigna los costos integrados de la transmisión a todos los usuarios de la red. Se basa en la creación de una tarifa única y uniforme para todo el sistema durante un periodo de tiempo específico, que se calcula con base en la magnitud de la energía (o potencia) negociada y el costo integrado promedio de la red, independientemente de la distancia de transmisión o la configuración de la misma (Pantos y Gubina, 2004).

- **Camino Contratado**

En este método, las partes involucradas fijan, por mutuo acuerdo, el camino que recorrería la electricidad a través de la red de transmisión para ir desde el punto de generación hasta el punto de demanda; posteriormente, se calcula el costo promedio integrado, que incluye los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura que recorrida, que se prorroga en función del flujo real que circula por ese camino y el flujo asociado a la transacción entre los nodos de origen y destino, con lo que establece una tarifa que debe pagarse por esa transacción (*Ibíd*).

- **MW-Mile**

Este mecanismo permite la recuperación de los costos integrados de transmisión, mediante la identificación de un camino para la transmisión y la asignación de pagos con base en el flujo de

potencia transmitido y la distancia involucrada en la transacción, tal que el precio cargado a una transacción es proporcional a la utilización que ésta hace de la transmisión; consecuentemente, este método refleja los costos marginales y de capacidad de cada línea (Bushnell y Stoft, 1996).

- **Rentas por Congestión en Precios Nodales (LMP)**

Los precios nodales o precios marginales de localización (LMP, por su sigla en inglés), corresponden a una tarifa calculada para cada nodo de la red en un momento determinado, la cual incluye el costo marginal de la energía, las pérdidas y la congestión determinado tiempo y lugar, donde el costo de la congestión está asociado con el despacho fuera de mérito causado por las restricciones de transmisión. Los precios nodales son calculados a partir del despacho central óptimo y los cargos de transmisión (o rentas por congestión) son determinados ex post, y establecidos con base en las diferencias de precios spot nodales resultantes (Deng,1999).

- **Rentas por Congestión en Precios Zonales (ZLMP)**

Los precios zonales (ZLMP, por su sigla en inglés), son una versión simplificada del esquema de precios nodales. Bajo este enfoque, el área de control del operador del sistema es dividida en zonas, cada una con un mercado spot y un precio de equilibrio. La división por zonas se realiza para reflejar las condiciones de la oferta, la demanda y la capacidad de transmisión y se basa en el supuesto de que la congestión tiende a ocurrir en tan sólo unos pocos nodos de la red. La agrupación de nodos sólo se justifica cuando los precios nodales en los nodos agrupados son similares, para lo cual necesariamente se requiere calcular los precios nodales.



- **Derechos de Transmisión Físicos (PTRs)**

Los derechos de transmisión físicos (PTRs, por su sigla en inglés), son contratos que le dan al titular, la opción de transmitir una cantidad determinada de energía entre dos puntos de la red o de vender este derecho en el mercado para que eventualmente sea usado por otro agente, permitiendo que este mecanismo sea usado para resolver problemas de congestión. En condiciones de competencia, el precio de los derechos sería igual a la diferencia de precios entre dos nodos (Stoft, 2002).

- **Derechos de Transmisión Financieros (FTRs)**

Los derechos de transmisión financieros (FTRs, por su sigla en inglés) otorgan el derecho a sus titulares de la recolección de las rentas por congestión, pero no el control físico de la capacidad de transmisión, de tal forma que si un generador no posee un FTR, debe pagar los cargos por congestión cuando transmita electricidad por una línea congestionada.

- **Derechos de Transmisión Financieros tipo Flowgates (FGRs)**

Son derechos financieros que le dan al titular la posibilidad de recolectar las rentas por congestión sobre una porción de la capacidad de un *flowgate* de transmisión particular. Dicha renta corresponde a una parte del precio sombra de la restricción asociada al *flowgate*, el cual resulta del despacho del mercado (Hogan, 2002). Si la restricción no es vinculante, entonces el precio sombra se hace cero, de ahí que, los únicos FGRs que producen ingresos sean los asociados con tramos de red congestionados, y que a diferencia de los FTRs, estos siempre se comporten como opciones, dado que el precio sombra nunca será negativo, porque para cada

línea congestionada se establecen dos FGRs, uno en cada dirección del flujo (Kirschen y Strbac, 2004).

### **2.3.2 Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Transmisión**

Debido a que la capacidad de las redes de transporte es fija en el corto plazo, se pueden presentar restricciones que impiden balancear la oferta con la demanda de energía y que además interfieren en la creación de mercados competitivos. Por esto, la utilización de mecanismos de asignación de la capacidad de transmisión es uno de los aspectos claves en la premisa de garantizar el libre acceso a las redes y uno de los principales retos regulatorios. Existen distintas opciones y mecanismos para adjudicar la capacidad de transmisión racionada. Entre estos mecanismos están el racionamiento con criterios de prioridad de sectores, la asignación de capacidad usando criterios prorrata, o más recientemente, los mecanismos de mercado como las subastas o los contratos bilaterales en mercados secundarios (Gilbert, 2004).

Para evaluar y definir el mecanismo de asignación de capacidad a utilizar en un mercado determinado, el regulador debe determinar cuál es la capacidad efectiva del sistema de transmisión, y en caso de usar un mecanismo de mercado, definir como se transará dicha capacidad.

En cuanto a la recuperación de costos hundidos, el problema radica en que la capacidad depende de los flujos cambiantes producto de variaciones en la demanda y de factores exógenos como la temperatura, entre otros; en particular, los flujos circulantes hacen que no sea posible definir la capacidad de la red disponible en un momento dado, sin tener información completa sobre el uso

de la red en dicho instante (Rosellón, 2003). En cuanto a cómo fijar el precio de la congestión, en la literatura se reportan varios enfoques, siendo los más destacados la posibilidad de formar un mercado propio para la transmisión o hacer uso de un mercado integrado de generación y transmisión. En cualquiera de los dos casos, también se hace necesario la elección entre mecanismos de negociación como subastas, contratos bilaterales, u optar por la utilización de ambos; decisión que depende de forma directa de la estructura del mercado (Joskow y Tirole, 2005).

- **Orden de Prioridad**

El mecanismo de asignación de capacidad de transmisión por orden de prioridad implica que el regulador debe haber preestablecido un orden en el suministro del servicio cuando la capacidad esté limitada. Así, se garantizará el acceso a la capacidad de transmisión a aquellos que posean mayor prioridad y se desconectarán los de menor prioridad en caso de ser necesario.

- **Prorratio**

La asignación de capacidad de transmisión por medio del mecanismo de prorratio consiste en distribuir la capacidad limitada en forma proporcional a las solicitudes de disponibilidad realizadas por los usuarios de la red. Este prorratio es un mecanismo no discriminatorio, que implica permitir el libre acceso a la red de transmisión a todos los usuarios e implementar una tarifa proporcional a su uso (Kristiansen, 2007).

- **Contratos Bilaterales**

Este esquema implica la definición de la Capacidad Comercial Disponible (ATC, por su sigla en inglés) y por ende de derechos de propiedad sobre la capacidad de las líneas conocidas como Derechos de Transmisión (TR, por su sigla en inglés), los cuales permiten a los agentes del mercado reservar capacidad de transmisión para su uso particular. Estos derechos de propiedad pueden ser físicos o financieros y se transan por medio de los contratos bilaterales o subastas. Un contrato bilateral es un acuerdo entre dos partes para reservar cierta capacidad de transmisión, y su uso en la asignación de capacidad de transmisión se basa en que permiten la cobertura del riesgo económico inherente a las congestiones en la red de transmisión.

El principal inconveniente de los contratos bilaterales de capacidad de transmisión es que permiten el ejercicio de poder de mercado, por lo que es necesario asegurar que los derechos de transmisión transados no sean retenidos por sus titulares (*ibíd*).

## **2.4 La Reforma de la Industria Eléctrica: Estudios de Caso**

### **2.4.1 Inglaterra**

La reforma del sistema eléctrico británico tuvo sus inicios 1990. A diferencia de privatizaciones en otros sectores realizados con anterioridad, la industria eléctrica fue radicalmente reestructurada antes de su privatización, cambiando por completo su régimen de monopolios estatales y promoviéndose de manera prioritaria la competencia, por lo que el Estado decidió establecer un marco institucional para tener un mercado competitivo que ofreciera incentivos al sector privado para invertir en la industria. No obstante, hubo cierta resistencia por parte del monopolio establecido que solicitó al gobierno realizar dichas inversiones. En este caso el

crecimiento de la demanda no representaba ningún problema. El problema era la vieja tecnología que tenía que ser reemplazada, por lo que la reforma comprendía la división de la generación y la transmisión, a fin de promover que nuevas empresas generadoras compitieran con tecnologías de punta. En este caso la nueva generación fue mayor que la demanda requerida y menos costosa que lo calculado, En particular, la generación fue separada de la transmisión y se desarrolló un sistema de mercado conocido como el "*Pool*" (Carreón y Rosellón, 2002).

### **Mercado Mayorista Centralizado**

Para llevar a cabo este proceso la empresa estatal de generación y transmisión, "*The Central Electricity Generating Board (CEGB)*", fue separada en dos componentes, generación y transmisión. En sus inicios, el sector generación quedó dividido en tres compañías, *National Power* con un 46 % de la generación, *PowerGen* con un 29 % y Nuclear Electric, con un 13 %. La transmisión fue otorgada a "*The National Grid Company (NGC)*". Las 12 distribuidoras estatales fueron privatizadas y repartidas a distribuidores privados conocidos como Organizaciones Regionales de Transmisión (RECs por sus siglas en inglés), de acuerdo al tamaño de estos. En 1995, los RECs se hicieron cargo de la NGC, pero de una forma muy restringida para evitar un manejo anticompetitivo de esta, creándose un mercado de electricidad al mayoreo, el "*Electricity Pool*", denominado así debido a que toda la potencia que entraba y salía era prorrataada (*pooled*), reunida y vendida a un mismo precio de despeje (García y Meyer, 2001).

Después de la exitosa privatización de *National Power* y *PowerGen*, la compañía pública Nuclear Electric logró mejorar sus niveles de eficiencia y productividad, por lo que en mayo de 1995 el gobierno conservador bajo el liderazgo de John Major anunció que privatizaría las plantas

nucleares más modernas. Fue así como el 15 de julio de 1996, dichas plantas fueron finalmente removidas del dominio estatal (García, 2002).

Desde el comienzo de la introducción de las reformas hubo problemas asociados con el dominio real y percibido de los dos más grandes generadores *National Power* y *PowerGen*, a pesar de que el precio del Pool era bajo en los primeros años (García y Meyer, 2001).

El principal problema era que, a pesar de la presencia de varios competidores en el mercado de la generación, muchas de las plantas flexibles que podían usarse para establecer los precios de despeje eran de propiedad de *National Power* y de *PowerGen*, es decir, eran dueñas de casi todas las plantas a carbón del Reino Unido que, por lo general son las últimas en entrar para dar punta estableciendo el precio de despeje. Lo que se aprovechó como una estrategia del sector al disminuir su nivel de generación y aumentar sus precios (Littlechild, 1998).

A pesar de que una importante porción del mercado estaba siendo capturada por *Nuclear Electric*, como consecuencia de la disponibilidad y mejora de las plantas nucleares, y por la entrada de generadores independientes (IPP's por sus siglas en inglés), el poder que ejercía el duopolio de *National Power* y *PowerGen* sobre el establecimiento de los precios, resultaba ser una constante preocupación del regulador *Office of Electricity Regulation*, (OFFER) lo que implicó en un monitoreo continuo del poder de mercado de los jugadores clave, así como constantes intervenciones del regulador, a lo largo del tiempo (García y Meyer, 2001).

Este problema fue enfrentado por el regulador mediante reformas estructurales que consistieron en impulsar la entrada de nuevos participantes, el promover la integración vertical de los RECs a

través de contratos de largo plazo con los IPPs, la entrada de una nueva central de gas que disminuirían cada vez más el poder de las plantas a carbón y la disgregación de las plantas de las dos compañías más grandes generadores que fueron exhortadas a vender cinco centrales de carbón con una capacidad combinada de 6000 MW a *Eastern Group*, el más grande de los RECs, que representaba solo un 10% de la capacidad del mercado en 1996 (*ibid*).

Como respuesta a esto, los dos grandes generadores trataron de integrarse verticalmente hacia adelante en 1995 tratando de comprar RECs, pero la comisión antimonopolio evitó esta acción, previendo que esto aumentaría aún más el poder de mercado de estas dos empresas, pero no evitó la integración vertical hacia atrás de algunos RECs como *Eastern* como ya se mencionó. A pesar de todo esto, el regulador aún tenía en 1998 problemas con los generadores, pues existía un reclamo por parte de los clientes de que durante 1997 *National Power*, *PowerGen* y *Eastern* habían fijado los precios el 86 % de las veces (García y Meyer, 2001).

En 1998 se llevó a cabo la fusión de las empresas *Scottish Nuclear* y *Nuclear Electric* para formar una única empresa llamada *British Energy Generation Limited*. Para este año, el mercado trabajaba utilizando el antiguo software de programación de despacho de la CEGB, conocido como *GOAL (Generator Ordering And Loading)*.

### **El *Pool* de Inglaterra**

Para el año 2000, el mecanismo del mercado mayorista aun funcionaba a través del llamado *Pool* de electricidad de Inglaterra y Gales. El *Pool* facilitaba un proceso de oferta de precios competitivo entre los generadores que fijan los precios pagados por la electricidad cada media

hora durante el día y estableciendo cual generadores funcionarían para satisfacer la curva de carga. Cada día a las 10:00 a.m. los generadores enviaban al *Pool* sus ofertas para el día siguiente de cuanta electricidad debían generar y a qué precio por cada periodo de media hora del día siguiente. Estos precios contenían para cada unidad generadora el nivel de potencia ofrecida y un número de parámetros del precio, más alguna restricción de operación, por ejemplo, los niveles mínimos de generación y la tasa a la cual una unidad generadora podía aumentar o disminuir su nivel de generación. (García y Meyer, 2001).

La NGC como el operador de la Red era el responsable de la programación y despacho de la generación diaria para cubrir la demanda real. La NGC producía un pronóstico de la demanda más reservas, tomando en cuenta el clima y los patrones de uso en la demanda para cada media hora del día siguiente y luego programaba la cobertura de la demanda de acuerdo las ofertas de precios de los generadores. Un sistema computarizado GOAL, apuntaba a hacer el despacho lo más económico posible para todo el día, tomando en cuenta todas las limitaciones de las plantas y las ofertas de precios de los generadores. Esta labor fue traspasada por la NGC a una empresa de su propiedad que operaba de manera independiente *la Energy Settlements Information Services* (ESIS).

Las restricciones en el sistema de transmisión, confirmaciones de la disponibilidad por parte de los generadores, y las diferencias entre la demanda real y la pronosticada conllevaba a que el despacho real de las plantas pudiese no coincidir con lo pronosticado el día anterior. Generalmente el precio de la unidad generadora más cara requerida para alcanzar la demanda pronosticada, fijaba cada media hora el precio por energía conocido como Precio Marginal del Sistema (SMP por sus siglas en inglés).



Sumado a esto, existía un pago por la capacidad que proveía un incentivo a los generadores para mantener un margen adecuado sobre el nivel de demanda. El pago podía ser alto, cuando el margen era angosto, pero podía ser cero si existía un exceso de generación disponible (*ibíd.*).

Los generadores vendían la potencia al *Pool* al precio de compra del *Pool* (*Pool Purchase Price*,  $PPP = SMP + \text{pago por capacidad}$ ), mientras los Proveedores compraban al *Pool* al precio de venta del *Pool* (*Pool Selling Price*,  $PSP = PPP + \text{Gastos}$ ). Los proveedores pagaban por la cantidad de electricidad provista para ser usada en cada barra de consumo, aumentada en un factor diseñado para tomar en cuenta las pérdidas medias de la red de transmisión.

Debido a que la estructura de mercado existente demostraba no ser eficiente, además de poco competitiva y susceptible a manipulación, se dio curso al NETA (*New Electricity Trading Arrangements*) los cuales tenían por objetivo promover el mercado mayorista y en el que se podrían realizar contratos bilaterales o transar la energía en uno más PX (*power exchange*).

### **Mercado Neta: Un Mercado Descentralizado**

A principios de 2001, se firmaron los Nuevos Acuerdos de Comercio Eléctrico (NETA por sus siglas en inglés) como mercado eléctrico para el Reino Unido y como parte de una reforma a la industria eléctrica en Inglaterra y Gales, que tenían el objetivo de abrir este mercado a la competencia y reducir los costos domésticos. Los NETA crearon un mercado para la distribución eléctrica, permitiendo a los distribuidores como *London Electricity*, TXU o *British Gas*, obtener el mejor precio de los generadores, incluyendo a proveedores como TXU o *PowerGen*, así como *British Energy* y AES, que no venden al público. Este programa logró reducir en 25% los precios

de la distribución eléctrica, además los precios energéticos en origen cayeron un 40% (García, 2002). Con la aparición de NETA desapareció el Operador del Mercado como operador central. Por otra parte, el operador del sistema (SO por sus siglas en inglés) sigue funcionando y continúa siendo gestionado por NGC.

El principal cambio que introduce NETA es la eliminación del sistema *Pool* por un sistema basado en contratos bilaterales. El mercado permite a compradores y generadores negociar la electricidad directamente sin la intervención del SO. De esta forma, los generadores pueden determinar cuándo van a producir energía eléctrica, reduciendo la incertidumbre en la generación (Sernández, 2013).

Con esta iniciativa NETA eliminó el mercado basado en un sistema que determina un precio uniforme de la energía eléctrica. Sin embargo, existen otras reglas de mercado que deben cumplirse, como el “*Balancing Mechanism*”. Este mecanismo, gestionado por el SO, establece un sistema dual de precios para los desequilibrios de la generación. De esta forma los participantes del mercado pagarán o serán pagados si existe un desequilibrio: Los generadores que produzcan menos o los consumidores que consuman más de lo estipulado, deberán pagar el Precio de Compra del Sistema (PCS por sus siglas en inglés). De igual forma, los generadores que produzcan más y los consumidores que consuman menos, cobrarán el Precio de Venta del Sistema (PVS por sus siglas en inglés). En cada situación el precio será diferente, siendo el del PCS considerablemente mayor que el PVS para no incentivar a los participantes del mercado a establecer estrategias sobre el balance del sistema (Onaiwu, 2010).

En el 2005, NETA cambia de nombre a “*British Electricity Trading Transmission Arrangements*” (BETTA) y amplió su actividad a Escocia. Por tanto, BETTA se establece como único mercado eléctrico de Inglaterra, Gales y Escocia, reemplazando a NETA en Inglaterra y Gales y al sistema de acuerdos existentes en Escocia y el BGSA (*British Grid System Agreement*) El sistema de mercado que establece BETTA no cambia respecto al ya iniciado por NETA (Sernández, 2013).

### **Estructura y Funcionamiento del BETTA**

Actualmente el “*British Electricity Trading Transmission Arrangements*”, es el mercado eléctrico del Reino Unido que opera en Inglaterra, Gales y Escocia (BETTA, 2005 y Onaiwu, 2010). Los acuerdos de este mecanismo están basados en contratos bilaterales entre generadores, proveedores, *traders* y consumidores a lo largo de diversos mercados, que operan sobre una programación temporal de media hora. Mediante estos acuerdos los generadores venden por sí mismos su producción en lugar de depender de un órgano central (*National Grid*, 2017).

### **Mercado Minorista**

La competencia total se introdujo en el mercado minorista de electricidad de Gran Bretaña en 1999. Desde entonces, los consumidores nacionales y no nacionales han podido comprar su proveedor de electricidad.

Los proveedores compran energía desde el mercado al por mayor o directamente desde los generadores y hacen que se entregue al consumidor final. Establecen los precios que los consumidores pagan por la electricidad que utilizan. Permitir a los consumidores elegir su

proveedor ayuda a mantener la presión sobre los precios y conduce un mejor servicio al cliente. También promueve la innovación en productos y servicios.

El papel de OfGEM es asegurar que el mercado minorista de electricidad funcione en interés de los consumidores. Hacemos esto vigilando el mercado y, si es necesario, actuando para fortalecer la competencia o hacer cumplir las reglas que los proveedores deben cumplir.

En la próxima década, el despliegue de contadores inteligentes en hogares y empresas tiene el potencial de transformar el funcionamiento del mercado minorista en beneficio de los consumidores. Estos medidores serán capaces de medir la cantidad de energía utilizada en períodos cortos de tiempo. También serán capaces de comunicaciones bidireccionales remotas. OfGEM es responsable de asegurar que la regulación proteja y promueva los intereses de los consumidores durante la transición a la medición inteligente y más allá.

### **El Mercado Mayorista de Electricidad de Gran Bretaña**

Ya que la electricidad es un producto único que actualmente no se puede almacenar en grandes cantidades. La oferta y demanda de electricidad debe ser igualada o equilibrada en todo momento. En Inglaterra esto se hace principalmente por los proveedores, generadores, comerciantes y clientes que operan en el mercado competitivo de electricidad al por mayor. El comercio puede tener lugar bilateralmente o en los intercambios, y los contratos para la electricidad se pueden golpear sobre escalas de tiempo que se extienden a partir de varios años a los mercados comerciales del día.

La electricidad también puede ser importada o exportada a través de interconexiones. Actualmente el sistema de transmisión de Gran Bretaña está conectado por interconectores a sistemas de transmisión en Francia, Holanda e Irlanda del Norte. Esto significa que la electricidad de repuesto generada en esos países puede utilizarse para satisfacer la demanda en Gran Bretaña y viceversa.

*National Grid Electricity Transmission (NGET)* tiene la responsabilidad general como "equilibrador residual" del sistema eléctrico, y toma medidas para asegurar que la oferta y la demanda de electricidad coincidan en un segundo por segundo. *NGET* tiene una serie de herramientas que puede utilizar para hacer esto, incluyendo el mecanismo de equilibrio.

El Mecanismo de Equilibrio permite a *NGET* aceptar ofertas de electricidad (aumentos de generación y reducciones de demanda) y licitaciones de electricidad (reducciones de generación y aumentos de demanda) a muy corto plazo.

Si un participante en el mercado genera o consume más o menos electricidad de la que ha contratado, está expuesto al precio de desequilibrio, o "desembolso", por la diferencia. El precio de retirada es el incentivo para que los participantes en el mercado cubran la demanda de los consumidores de electricidad y el "papel de equilibrio residual" del *NGET* se minimice. El precio de salida se basa en los costos de *NGET* de equilibrar el sistema (OfGEM, 2017).

## 2.4.2 Estados Unidos

La regulación del sector eléctrico en los Estados Unidos (EE.UU.) inició a nivel municipal en 1885, con el uso de licencias para otorgar franquicias. Las municipalidades tenían poco control sobre las tarifas, por ello, se centraban en controlar el número de franquicias. Aunque, en la realidad el número de franquicias no fue bien controlado, en New York para 1887 operaban seis empresas, mientras que, en Chicago en 1907, lo hacían catorce. Obviamente, se tenía una pérdida de eficiencia debido a la duplicación en las líneas. A nivel estatal se inició en 1907, cuando los gobiernos de Wisconsin y New York pidieron al legislativo extender el ámbito de las comisiones que regulaban los ferrocarriles e incluir a las compañías de electricidad y gas. Inicialmente la regulación a nivel federal no fue necesaria porque pocas empresas tenían redes en dos estados, sin embargo, en 1920, se creó la *Federal Power Commission* cuyo papel era limitado. Únicamente vigilaba lo referente a la transmisión de electricidad a nivel interestatal dejando a las comisiones estatales el control en las acciones regulatorias (Ramírez 2001).

Desde principios del siglo XX hasta alrededor de 1970, el promedio de precios de la electricidad era bajos debido a que la productividad en la industria fue creciente. Entre 1970 y 1980, los precios aumentaron debido al aumento de los precios de energéticos básicos, aumentos en las tasas de interés, el surgimiento de estrictos estándares ambientales e inversiones en plantas nucleares generadoras intensivas en capital. Para mediados de los ochenta y aún durante los noventa, los precios promedio de la energía eléctrica comenzaron a caer. No obstante, debido al comportamiento de la industria, surgió la necesidad de realizar cambios, a fin de evitar ineficiencias presentes y repercusiones evidentes en el largo plazo (Joskow, 2000).

## **La Reforma del Sector Eléctrico de EE.UU.**

Cuando se habla de reforma del sector eléctrico de EE.UU, resulta conveniente considerar el análisis de dos modelos que han tenido un comportamiento muy disímil al interior del país, el Californiano y el de Pennsylvania, New Jersey, Maryland o PJM. El primero se ha visto inmerso en una enorme crisis, con desabastecimiento eléctrico, empresas distribuidoras con grandes deudas, incertidumbre, poderes de mercado y falta absoluta de incentivos correctos para la inversión. Por otra parte el PJM ha sido eficiente, las señales que entrega en cuanto a ubicación y participación han sido correctas, ha logrado equilibrios necesarios y a juicios de varios, es el sistema perfecto para buscar la eficiencia.

### **a) Estado de California**

La reforma de la industria eléctrica de Estados Unidos se inició en el estado de California, cuando en diciembre de 1995, la “*Public Utilities Commission*” emitió la decisión de reestructurar la industria eléctrica en ese estado, con la finalidad de introducir la competencia. En esa época los precios de la electricidad en California estaban entre los más altos de Estados Unidos. Para dar más certidumbre a la reforma, se promovió la intervención de la Legislatura del estado, principalmente por iniciativa del Comité de Energía del Senado. El 23 de septiembre de 1996 se firmó la ley de reforma de la industria eléctrica en California, que ampliaba la competencia más allá de lo establecido en la ley federal EPACT, al establecer que no sólo los grandes consumidores de energía eléctrica pueden elegir su suministrador, sino también los pequeños consumidores (Viqueira, 2001).

A principios de la década de los noventa, los precios medios de la electricidad en California eran 50% más altos que el promedio de todo el país, situación que se imputó a la ineficiencia de las empresas eléctricas que proporcionaban el servicio y las principales industrias amenazaban con trasladarse a otros estados. El gobernador y sus asesores llegaron a la conclusión de que el sector de energía eléctrica requería grandes reformas para reducir los precios de la electricidad a niveles similares a los de los estados vecinos (Besant y Tenenbaum, 2001).

La solución elegida fue reestructurar todo el sector e introducir la competencia a nivel mayorista y minorista. Al iniciarse la reforma, en 1996, tres empresas privadas *Pacific Gas and Electric (PG&E)*, *Southern California Edison (SCE)* y *San Diego Gas and Electric (SDG&E)* monopolizaban tres cuartas partes de las ventas al por menor en California. Estas tres empresas que eran monopolios verticalmente integrados, propiedad de los inversionistas generaban, transmitían y distribuían electricidad a clientes minoristas que carecían de otras opciones de abastecimiento. El 25% restante de los consumidores del estado recibía servicios de empresas municipales, con diversos grados de integración. (Besant y Tenenbaum, 2001).

Para hacer posible el programa de reforma californiano basado en la reestructuración y de ampliación de la competencia se estableció una nueva organización de la industria de suministro de energía eléctrica. Se creó un organismo para operar el sistema de transmisión interconectado constituido por las instalaciones de las tres mayores empresas eléctricas del estado anteriormente mencionadas, (*Pacific Gas and Electric Company*, *Southern California Edison Company* y *San Diego Gas and Electric Company*) el ISO de California, es responsable de establecer el predespacho del sistema de generación y transmisión, de operar ese sistema en tiempo real y convenir los arreglos financieros necesarios con los usuarios de la red de transmisión,



garantizando el acceso a la red tanto a consumidores mayoristas (compañías de distribución y grandes consumidores industriales) como a consumidores minoristas, incluyendo los consumidores residenciales. Además, se creó otro organismo, llamado “*Power Exchange*” (PX), que se encarga del funcionamiento del mercado de compra y venta de energía eléctrica, con base en cotizaciones para cada hora del día siguiente, propuestas por las diferentes empresas generadoras. A los consumidores que les resulten más conveniente pagan un cargo de peaje por el uso de las líneas de transmisión y distribución (Viqueira, 2001).

Para establecer la competencia en generación de energía, se obligó a PyE, Sce y SdgyE de California a vender sus plantas termoeléctricas a productores independientes. Mediante el traspaso obligatorio del 50% de las centrales generadoras que empleaban combustibles fósiles, sin celebrar contratos de recompra de la producción.

Se estableció también que esas empresas podrían recuperar unos 28 000 millones de dólares que gastaron en plantas nucleares y energías renovables, inversiones que se consideraron irre recuperables en un contexto de competencia. Ocho empresas dedicadas a la generación independiente de electricidad, siete de ellas establecidas fuera del estado de California, adquirieron las plantas generadoras de las empresas eléctricas que se pusieron a la venta. Las tres grandes empresas se siguieron ocupando de la distribución y venta de la energía eléctrica. Para hacer políticamente atractiva la reforma, los legisladores establecieron una rebaja de las tarifas eléctricas del 10%, en beneficio de los 27 millones de consumidores servidos por las tres grandes empresas y congelaron las tarifas hasta el 31 de marzo de 2002, o hasta que las empresas hubieran amortizado todas sus inversiones pasadas, si esto ocurría antes de esa fecha (*ibíd*).

Es importante señalar que la recuperación de los costos que se preveían serían superiores a los precios futuros del mercado mediante un “cargo por transición competitiva” que pagarían los consumidores minoristas. La reducción del 10% quedó en gran medida contrarrestada por el cargo mencionado. Si bien la participación en los nuevos mecanismos de mercado era obligatoria para las empresas que tenían el monopolio, las empresas de servicios municipales tenían la opción de no participar, y la mayoría de ellas se abstuvo de hacerlo (Besant y Tenenbaum, 2001).

En la madrugada del 31 de marzo de 1998 se puso en funcionamiento el mayor mercado eléctrico del mundo, operado por el organismo denominado “*California Power Exchange*”. Las empresas que desean comprar energía eléctrica, entre ellas las tres grandes, programan vía computadora, la cantidad que necesitarán al día siguiente y el precio que están dispuestas a pagar; los vendedores, por su parte, indican la cantidad que pueden suministrar cada hora del día siguiente y el precio. A fin de obligar a las distribuidoras eléctricas a comprar en el mercado spot se les impidió tener contratos de largo o mediano plazo.

Haciendo un esfuerzo en simplificar los procesos del mercado, la estructura establecida esencialmente dividió al estado en dos zonas empleando el modelo *Zonal Model*, con el fin de operar la transmisión y manejar la congestión. La suposición básica (y errada según la experiencia) es que dentro de cada zona no hay congestión, por lo que no hay diferencias de precio en los productos, sin embargo supone que sí hay una congestión importante intra zonal, por lo que en ese caso el precio de los distintos productos varía de zona en zona.

Las computadoras de “*Power Exchange*” fijaban, para cada hora, el punto en el que la demanda y la oferta se equilibran y establecen el precio correspondiente. El sistema pareció funcionar bien

inicialmente. Las tres grandes empresas eléctricas a cargo de la distribución y el suministro, sobre todo a los pequeños consumidores, pagaban un precio inferior al que tenían que cargar a sus clientes, diferencia que les permitió ir amortizando las inversiones anteriores, con lo que lograrían, al completar la amortización, eliminar el congelamiento de las tarifas de venta a los consumidores (Viqueira, 2001).

El programa de reforma de California pareció funcionar bastante bien durante los dos primeros años. El primer problema apareció en la región de San Diego a mediados de 1999. La empresa San Diego Gas and Electric Company concluyó de amortizar sus inversiones anteriores, y de esa forma el congelamiento de sus tarifas, y empezó a vender a sus más de tres millones de clientes energía eléctrica al precio fijado por el mercado.

Inicialmente hubo una ligera alza y la facturación mensual de un consumidor residencial promedio pasó de 50.60 dólares a 53.60. Pero poco después una ola de calor disparó el consumo eléctrico de los sistemas de aire acondicionado. La demanda eléctrica aumentó y también los precios, que pasaron de 2.7 centavos de dólar a 3.5 primero y 5.7 después; el 15 de junio costó 46 centavos y dos semanas después 52 centavos. Las ventas negociadas en el mercado mayorista para el día siguiente subieron más de 500% entre el segundo semestre de 1999 y el segundo semestre de 2000 (*ibid.*).

A fines de agosto, cuando intervino la Legislatura e impuso un precio tope, las facturaciones mensuales de consumidores residenciales habían alcanzado un promedio de 120 dólares. En el verano del año 2000 los precios del mercado eléctrico que tenían que pagar las empresas distribuidoras a los generadores independientes se dispararon y no bajaron cuando pasó la ola de

calor. Y en los cuatro primeros meses de 2001, estos precios mayoristas continuaron aumentando hasta alcanzar un promedio de más de US\$300 por megavatio-hora, es decir, aproximadamente 10 veces el nivel de 1998 y 1999 (Besant y Tenenbaum, 2001).

Con los precios de venta de la energía eléctrica congelados por la Legislatura, las tres empresas distribuidoras tuvieron que comprarla a los ocho generadores independientes a precios muy superiores a los de venta, por cuyo motivo acumularon pérdidas millonarias que entre abril y diciembre de 2000 ascendieron a 12 000 millones de dólares, lo que las tiene al borde de la quiebra. La explicación que se ha tratado de dar a este pésimo funcionamiento del mercado eléctrico es, por una parte, que no se previó el crecimiento de la demanda de electricidad del orden de 3% anual en California, y por la otra, que el suministro de energía eléctrica procedente de plantas hidroeléctricas localizadas fuera del estado ha disminuido a causa de una larga sequía, lo cual ha contribuido a una oferta insuficiente y obligado a programar interrupciones del servicio. Pero hay también evidencia de que las empresas generadoras independientes han manipulado las ofertas de energía para hacer subir los precios, lo que les ha permitido obtener grandes ganancias (Viqueira, 2001).

Las empresas generadoras se justificaron argumentando que el precio del gas natural que utilizaban en sus plantas generadoras, se había triplicado en el último año. Según Gray Davis, gobernador de California, los principales beneficiarios de este aumento de ingresos eran las empresas generadoras de otros estados que él calificó de “piratas” y “saqueadoras”. Sin embargo, más recientemente se ha demostrado que las empresas gubernamentales que se encuentran dentro y fuera de California eran las que cobraban algunos de los precios más altos del mercado mayorista (Besant y Tenenbaum, 2001).

En un intento por mediar las diferencias entre los cargos excesivos y la falta de pagos, se llevaron a cabo negociaciones diarias en Washington, durante más de dos semanas, entre más de 150 abogados con altísimos honorarios, pero las negociaciones fracasaron. Además de las conmociones de precios, las dos empresas más grandes de servicios eléctricos de California (PGyE y SCE) no pudieron traspasar el aumento de costos de la energía a sus clientes minoristas. Ante una acumulación de pasivos sin financiamiento previsto de varios miles de millones de dólares, PGyE se vio obligada a declararse en quiebra en abril de este año. SCE estaba tratando de evitar un destino similar negociando la venta de la red de transmisión de alto voltaje al gobierno de California para recaudar recursos en efectivo. El alto nivel de los precios no fue el único problema. California también sufrió una gran escasez en el abastecimiento de electricidad. Durante el último invierno, los californianos padecieron los primeros cortes de electricidad en varios decenios, con un costo económico de varios cientos de millones de dólares de EE.UU. Los gobiernos federal y estatal intentaron varias soluciones rápidas para contener la crisis. Se introdujeron más de 100 proyectos de ley y resoluciones en California. Cuando los proveedores se rehusaron a abastecer de energía eléctrica a los compradores californianos por temor a no poder cobrar, el gobierno y los tribunales federales ordenaron a las empresas generadoras que proporcionaran el servicio. Una entidad estatal, con el ánimo de reducir las mermas cotidianas, comenzó a adquirir energía eléctrica a corto plazo en nombre de los consumidores californianos y celebró contratos a largo plazo con precios fijos. Como ocurre en muchos países en desarrollo que carecen de capacidad de generación, los funcionarios del gobierno consideraron reducciones de voltaje en todo el estado para aprovechar mejor la capacidad actual. El gobernador propuso además que el estado adquiriese instalaciones de transmisión que actualmente son propiedad de PGyE y SCE y construyese nuevas centrales eléctricas. Varios prominentes políticos

californianos amenazaron con “confiscar” las centrales pertenecientes a empresas privadas de generación. (Besant y Tenenbaum, 2001).

El gobernador del estado de California, abolió el *Power Exchange*, que manejaba el mercado eléctrico, y restableció la práctica de contratos a largo plazo, con una subasta a la que han respondido una treintena de empresas generadoras. El resultado de la subasta ha sido sorprendente: los precios ofrecidos por los productores son del orden de 6.9 centavos de dólar por Kwh, muy próximos a los 6.7 que pagan en promedio los consumidores con las tarifas congeladas. Esos precios son muy inferiores a los 50 centavos de dólar por Kwh que cobraba hasta principios de enero de 2001 el Power Exchange (Viqueira, 2001).

#### **b) Interconexión PJM: Pennsylvania – New Jersey – Maryland**

Al igual que el California *Power Exchange*, el modelo implantado en Pennsylvania, New Jersey y Maryland también conocido como PJM, entró en funcionamiento 1998, convirtiéndose en el primer operador de sistema independiente de EE.UU. (Cruz, 2001). El PJM es el mayor y más sofisticado mercado de electricidad con despacho centralizado de Norte América. 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 por sus siglas en ingles) y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM (Sernández, 2013).

PJM fue fundada en 1927, El objetivo de este mercado era el despacho de plantas de generación eléctrica basado en la minimización del costo para el abastecimiento de energía de tres servicios

que sirven a clientes en Pennsylvania y New Jersey. En 1956, con la adición de dos servicios públicos de Maryland, se convirtió en la Interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland, o PJM.

Actualmente la interconexión PJM opera un mercado competitivo de electricidad al por mayor y gestiona la fiabilidad de su red de transmisión. PJM proporciona acceso abierto a la transmisión y realiza una planificación a largo plazo. En la gestión de la red, PJM despacha centralmente la generación y coordina el movimiento de electricidad al por mayor en los estados Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, West Virginia) y el Distrito de Columbia. Los mercados de PJM incluyen energía del día a día y en tiempo real, así como capacidad y servicios auxiliares. PJM se trata básicamente de un sistema del tipo pool, que maneja cerca de un 8% de la potencia de EE. UU, con una capacidad de generación de 56.000 MW (Cruz, 2001).

PJM introdujo mercados con precios basados en ofertas y precios de mercado local. PJM fue designado Organización Regional de Transmisión (RTO por sus siglas en inglés) en 2001 por la FERC. Esta designación forma parte de una propuesta para unir todas las redes de transporte de EEUU en RTO. Esta iniciativa obligó a las empresas propietarias de las infraestructuras de red que participan en el comercio eléctrico entre diferentes estados, a formar RTOs. Esto permitió que entidades terceras pudieran gestionar las funciones de la red eléctrica que tradicionalmente eran responsabilidad de empresas de servicios (FERC, 2017).

El centro de control de PJM programa, pronostica y coordina la operación de las unidades generadoras, transacciones bilaterales sin restricciones y mercado *spot* (Fan, Horger y

Bastian,2010). 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 LMP, 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, es decir en un nodo y a la hora a la que será entregado. 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 (LMP, por sus siglas en inglés). A este método de cálculo se le conoce como *Nodal Model* (Modelo nodal), y es opuesto al *Zonal Model* (Modelo Zonal) usado en otras zonas de los EEUU y en la mayoría de mercados europeos (Sernández, 2013).

Por otra parte, el mercado eléctrico PJM consiste en dos mercados, *Day-Ahead Market* (mercado del día anterior) y *Real-Time Market* (mercado en tiempo real). PJM tiene un mecanismo que remunera la capacidad de generación, incentivando la inversión de esa forma. Los Pagos por Capacidad instalada (*ICAP por* sus siglas en inglés) o capacidad instalada, pretenden permitir a los generados recuperar los costos fijos, lo que se dificulta en mercados como este debido a la variabilidad de los precios de la energía. Además, entregan un pago adicional más estable, que puede ser fundamental al momento de decidir la instalación de una planta. No se debe dejar de



considerar que precios mayores al consumidor pueden ser incentivo para cambiar la demanda a horas *no peak*. En este modelo los consumidores pagan el precio de la energía que contrataron con el comercializador, pagan el valor de transmisión y distribución y pagan también un cobro por "transición a la competencia" que no es más que los costos hundidos que las empresas tenían antes de entrar en funcionamiento el modelo. Este esquema de precios, permite que independiente del precio que hayan pactado para la energía, los otros costos deban pagarlos, lo que asegura la recuperación de los costos hundidos. (Cruz, 2001)

Otro mecanismo importante ya mencionado, con el que cuenta JPM es el *Day-Ahead Market* y es prácticamente 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. La idea de este es lograr programar con mayor anticipación el despacho, facilitando la función del PJM-ISO (Sernández, 2013).

Este mercado está desarrollado para minimizar el costo 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. 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.

Sin embargo, para que el sistema sea equilibrado, fue necesario dotar al operador de herramientas que le permitan efectivamente programar el despacho y no tener que ajustar a última hora. Para eso se dotó al operador de una herramienta que incentiva a los agentes (generadores y comercializadores) a hacer uso al máximo del *Day-Ahead*. Por un lado, no hay ninguna penalización por transar en el mercado spot, pero el mercado provoca que los precios del mercado spot sean más altos que los del *Day-Ahead*, por lo que para quienes manejan las cargas no es conveniente saltarse las ofertas *Day-Ahead* y provocar demandas de energía y potencia no programadas o “*underscheduled*”. Además, PJM tiene la posibilidad de contar con generadores listos para funcionar en caso de desbalances. Dicha herramienta permite que los generadores que lo deseen, se “comprometan” a estar listos para entrar en funcionamiento, declarando sus precios incrementales de energía, sus costos de puesta en marcha y mínimos costos de generación. De esa manera, PJM-ISO optimiza el despacho para el día siguiente, y para cualquier carga no programada el PJM optimiza con los generadores “comprometidos” el costo de partida o puesta en marcha y el costo de generación, dejando fuera el parámetro del costo incremental de energía. Esto crea el incentivo para que los generadores que se “comprometan” a estar listos, tengan bajos costos de puesta en marcha, pero mayores costos de funcionamiento, lo que produce un precio de energía en tiempo real mayor que los acordados en el *Day-Ahead*, dejando de ser conveniente para las cargas dejar demanda no programada (Cruz, 2001)

Esto lleva, sin forzar a los generadores y comercializadores, a participar en el *Day-Ahead*. Así el PJM mantiene la seguridad y los balances sin restringir en lo absoluto el acceso al mercado *spot* del ISO. Los agentes tienden a dejar balanceado el mercado durante el *Day-Ahead* (Cruz, 2001).

Por otro lado, el *Real-Time Market*, 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. En este mercado spot 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. Para poder gestionar el sistema de esta forma, es necesaria una monitorización continua del estado de la red a través de un moderno sistema computacional (Sernández, 2013).

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 costos representa los costos 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.

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 por sus siglas en inglés). 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 (*Ibíd*).

### **Estructura del Mercado Eléctrico Norte Americano**

Hoy en día, la industria de la energía eléctrica comprende tanto *utilities* como *non-utilities*, incluyendo muchas nuevas empresas que producen, comercializan y distribuyen energía eléctrica en los mercados mayoristas y minoristas. Como resultado de los cambios en la industria, en el 2012 las empresas de electricidad eran propietarias de menos del 60 por ciento de la capacidad de generación eléctrica (OCDE, 2014).

Un número cada vez mayor de consumidores de electricidad han invertido en la generación *in situ*, que sustituye toda o una parte de la electricidad que obtenían previamente de la red. En la mayoría de los casos, esta generación *in situ*, que incluye las fuentes de energía solar y las instalaciones de producción combinada de calor y electricidad, permanece conectado a la red y puede suministrarle energía cuando el autoconsumo es inferior a la generación *in situ*.

Cada vez más las decisiones que afectan a los clientes al por menor y las tarifas eléctricas se dividen entre entidades federales, estatales y regionales, lo que incluye nuevas entidades privadas.

Entre los participantes en el sector de la energía eléctrica en los EE.UU. se encuentran: empresas de servicio público, de inversión privada y cooperativas eléctricas; empresas de servicio público federales, estatales, municipales distritos de servicios públicos, y distritos de riego; co-

generadores y generadores *in situ*; así como *non-utilities* productores de energía independientes (IPP, por sus siglas en inglés), productores de energía afiliados, comercializadores de energía, y empresas de transmisión independientes que generan, distribuyen, transmiten, o venden electricidad al por mayor o al por menor (*Ibíd*).

### **Mercado Minorista y Mayorista de EE.UU**

El mercado al por menor abarca la electricidad generada, transmitida, y distribuida a los consumidores finales. Los consumidores al por menor se agrupan en cuatro sectores de uso final: residencial, comercial, industrial, y otro.

El sector residencial incluye las casas y los edificios de apartamentos privados, donde la energía se consume sobre todo para la calefacción de espacio, la calefacción de agua, el aire acondicionado, la iluminación, la refrigeración, la cocina, y el secado de la ropa.

El sector comercial incluye los establecimientos de negocio que no requieren manufacturación, tales como hoteles, moteles, restaurantes, negocios al por mayor, tiendas al por menor, y las instituciones sociales, de salud y de educación. El sector industrial incluye la fabricación, la construcción, la explotación minera, la agricultura, la pesca, y los establecimientos de silvicultura. Otro incluye la iluminación pública de la calle y de la carretera, el transporte, municipios, las divisiones o las agencias del estado y de gobiernos federales según los términos de contratos especiales o de acuerdos, y otros departamentos utilitarios según lo definido por la agencia reguladora pertinente y/o la compañía de electricidad (FERC, 2017).

El mercado mayorista de Estados Unidos abarca el comercio eléctrico y es una parte importante de la industria de energía eléctrica. Aproximadamente la mitad de toda la electricidad generada se compra o se negocia en el mercado mayorista a través del *bulk power* antes de ser vendida a los últimos consumidores.

### **Interconexión Principal de los ISO's**

El sistema de energía al por mayor o *bulk power system* de Estados Unidos se ha desarrollado en tres redes principales llamadas *power grids*, que también incluyen agrupaciones más pequeñas o *power pools*. Las redes principales consisten en conexiones de extra-alto-voltaje entre *utilities* individuales diseñados para permitir la transferencia de energía eléctrica de una red a otra. En ocasiones, estas transferencias son restringidas debido a una carencia de arreglos contractuales o debido a una inadecuada capacidad de transmisión.

Las interconexiones principales funcionan en gran medida, de manera independiente con transferencias limitadas entre ellas. El sistema interconectado del este o *Eastern Interconnection*, abarca dos tercios del este de los Estados Unidos desde el este de Canadá hasta Florida y una porción del norte de Texas. El sistema interconectado occidental o *Western interconnection* (WECC), abarca principalmente el sudoeste y las áreas al oeste de las montañas rocosas; cubre desde el estado de Washington hasta California en la costa oeste. Por último, el sistema interconectado de Texas. Este último no se interconecta con las otras dos redes (excepto por ciertas líneas directas). Las otras dos redes han limitado las interconexiones entre uno y otro (*Ibíd*).

El sistema interconectado occidental y el de Texas están unidos a diversas partes de México. El del este y el occidental están completamente integrados con gran parte de Canadá o tienen acoplamientos con la *Power Grid* de la provincia de Quebec. Virtualmente todas las *utilities* de los E.E.U.U. están interconectadas con al menos otro *utility* a través de estas redes principales. Las excepciones están en Alaska y Hawaii. Los *utilities* interconectados dentro de cada red coordinan sus operaciones y compran y venden energía entre ellos.

EE.UU cuenta con un total de siete Operadores independientes del Sistema (ISOs, por sus siglas en inglés) en todo el territorio. Colectivamente, suministran más de 2.2 millones de gigavatios-hora de electricidad todos los años y supervisan más de 270,000 millas de líneas de transmisión de alta tensión. Estos operadores independientes de la red manejan dos tercios de los Estados Unidos (FERC, 2017).

Otra función central del ISO es brindar información transparente sobre el estado del sistema y los precios de la electricidad. Esta información ayuda a los participantes del mercado a evaluar los datos económicos y manejar los riesgos de las transacciones y la oferta de electricidad a nivel mayorista. El elemento más importante de un mercado efectivo y competitivo es contar con información oportuna y exacta. Al mismo tiempo, los economistas del Departamento de Supervisión de Mercado del ISO controlan las actividades del mercado, analizan los precios mayoristas y se mantienen alerta a posibles manipulaciones del mercado (*Ibíd*).

### **2.4.3 México**

En México, desde el Porfiriato y hasta los años treinta, el sector eléctrico se encontraba prácticamente controlado por un reducido número de empresas extranjeras con fines específicamente lucrativos, abasteciendo únicamente poblaciones con capacidad de pago. Debido a que estas empresas no operaban con normas definidas el gobierno no tenía capacidad jurídica para legislar en materia. No fue sino hasta 1937, tras la promulgación la Ley de la Industria Eléctrica, durante la presidencia de Lázaro Cárdenas, que la inversión privada cayó sustancialmente y prácticamente dejó de fluir. La ley excluía la posibilidad de inversión extranjera, reducía los plazos para concesiones de generación y distribución y daba al estado mucho mayor poder de injerencia sobre los inversionistas privados. Consecuentemente se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), un ente gubernamental que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, para abastecer un mercado en crecimiento, satisfacer la demanda de consumidores de bajos ingresos, planear e integrar un servicio eléctrico caracterizado por un crecimiento anárquico, cuyo objetivo era únicamente el lucro y preparar un esquema que diera a la nación el control de esos recursos. La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a mas mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades (Castañeda y López, 2003).

Para el año de 1946 la CFE tenía una capacidad instalada de 45,394 Kilowatts e importantes perspectivas de crecimiento. En este periodo, se llevó a cabo adquisición de acciones de diversas empresas privadas generadoras de electricidad durante los años subsecuentes.



En 1969, durante la presidencia de Adolfo López Mateo, se modificó la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en donde se estipuló que correspondía exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público, además de que no se otorgan concesiones a los particulares, la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines (Diario Oficial de la Federación, 1975).

Durante los siguientes 20 años (1970-1990) se llevó a cabo un complicado proceso de integración. La CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del SEN, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hz y la CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional eléctrico (Electric International, 2015).

En este periodo la estructura del sector eléctrico mexicano se caracteriza por dos monopolios estatales con integración vertical; la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que da servicio a casi todo el país y la posteriormente extinta en el 2009, Luz y Fuerza del Centro (LFC), que cubría los estados centrales de México, Morelos, Hidalgo y Puebla y el Distrito Federal. Estas dos empresas llevan a cabo la generación, transmisión, distribución y actividades de comercialización de un modo monopólico. (Carreón y Rosellón, 2002).

Para aligerar las presiones sobre CFE, en 1983 el gobierno modificó la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, para facilitar el autoabastecimiento y permitir la cogeneración en

establecimientos que aprovecharan la electricidad generada para satisfacer sus propias necesidades. El gobierno siguiente bajo la administración de Carlos Salinas, emprendió varias medidas que impulsarían la privatización de la industria eléctrica (Cornejo, 2003).

Si bien, para 1989 el modelo de organización de la industria eléctrica seguía siendo el de un monopolio natural estatal integrado verticalmente, el conjunto de políticas y la reestructuración aplicadas a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC, extinta en el 2009), habían abierto, en la práctica, paso al proceso gradual de privatización, entendido como el traslado de actividades de empresas estatales al sector privado (Ernst & Young, 1994), mediante el otorgamiento de contratos llave en mano para que construyeran plantas de generación para la CFE. Dentro de este mismo proceso, cabría considerar el cambio a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) desde 1983 en donde se facilitaba el autoabastecimiento y se permitía la cogeneración en establecimientos que aprovecharan la electricidad generada para satisfacer sus propias necesidades. En la práctica, con esta medida el gobierno impulsaba la generación de electricidad por el sector privado (*ibíd.*).

### **El TLCAN y la Industria Eléctrica en México**

Fue nuevamente en el año de 1992 tras la firma del el Tratado de Libre Comercio de Estados Unidos con México y Canadá (TLCAN), cuando se realizaron cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se condujo a la reorganización de la industria eléctrica en México. Con la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), la forma de organización de la industria pasó del modelo de “Monopolio Estatal Integrado Verticalmente” en

todas las fases de la industria implementado desde 1960, a un modelo de “Comprador Único” (Molina, 2017).

A través del TLCAN, El gobierno mexicano pactó con los otros países acuerdos trascendentales en materia de electricidad. En primera estancia queda establecido que el suministro de electricidad como servicio público integrado verticalmente, es un área estratégica reservada al Estado.

Las oportunidades para la inversión privada en instalaciones de generación de electricidad en México incluyen La Producción para uso propio, Co-generación y la Producción de Energía Independiente, los superávits de energía que se producen con estos esquemas tienen que venderse a la CFE o exportarse. Las actividades de generación de energía nuclear, están reservadas al estado mexicano (*ibíd.*).

Aun cuando el Estado había logrado construir una infraestructura importante a través del modelo monopolista de integración vertical, existían varias razones que justifican la reestructuración del sector eléctrico mexicano para satisfacer la enorme demanda de electricidad en continuo creciendo.

En primer lugar, CFE y LFC no tenían la capacidad financiera y técnica para satisfacer el incremento necesario en la generación de energía por sus propios medios. De hecho, para ese mismo año la CFE tuvo pérdida de 4,623 millones de dólares debido a crédito y financiamiento de adquisiciones contractuales. Sus utilidades sumaron alrededor de 11,000 millones de pesos, pero recibió subsidios del gobierno por 32,000 millones (Secretaría de Energía, 2000).

Por la parte técnica, las medidas de eficiencia no favorecían a la CFE ni a LFC comparada con la de otros países como Francia y Estados Unidos en donde la interrupción de energía por usuario era de 115 y 120 minutos, respectivamente, en el SEN era de 230 y 332 minutos, respectivamente. En Australia por ejemplo, la energía vendida por trabajador era de alrededor de 4.5 GWH/trabajador, en tanto que en México era apenas cercana a 1.85 GWH/trabajador en CFE y 1.6 GWH/trabajador en LFC. En segundo lugar, los contratos de compra de largo plazo (proyectos BLT e IPP) con la CFE colocan una enorme carga en el valor presente neto del presupuesto público mexicano (Carreón y Rosellón, 2002).

En tercer lugar, las necesidades de inversión adicional del sector eléctrico durante los próximos años plantearán una carga sin precedentes en el presupuesto y la capacidad de financiamiento del sector público. Esto significa que el gobierno quizá tendría que desviar recursos de otras prioridades sociales como educación, seguridad social y lucha contra la pobreza. Conforme a datos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía, el gobierno tiene que cubrir los siguientes requisitos presupuestales durante el periodo 2001-2006: 10 mil millones a 12 mil millones de dólares para el alivio de la pobreza, 20 mil millones para deuda contingente y 20 mil millones para infraestructura básica (carreteras, electricidad, puertos, etc.). De este modo, para satisfacer las crecientes demandas financieras del sector eléctrico nacional, el gobierno tendría que asignar todos los recursos de infraestructura a la electricidad los siguientes dos años y medio, o todos los recursos para lucha contra la pobreza por los siguientes cuatro años. Debido a lo mencionado con anterioridad, en 1999 se presentó la iniciativa encaminada a crear las condiciones para abrir e incentivar la inversión privada en el sector (Electric International, 2015).

## **Propuestas para la Reforma del Sector Eléctrico de México**

Debido a los requerimientos del sector eléctrico nacional, mencionado en el apartado anterior, el entonces Presidente Ernesto Zedillo, presentó en febrero de 1999 una propuesta con el fin de llevar a cabo una reforma estructural y atraer la inversión privada a la industria eléctrica mexicana. De acuerdo con el análisis realizado por Carreón y Rosellón (2002), esta propuesta estaba en revisión en el Congreso mexicano y se estancó debido al periodo electoral que culminó el 2 de julio de 2000. De acuerdo con autoridades mexicanas, era necesaria esta reforma para incrementar rápidamente el abastecimiento de electricidad y satisfacer el crecimiento de 6.1% anual de la demanda de electricidad en los próximos 5 años, así como para mejorar y expandir las capacidades de las redes de transmisión y distribución. La reforma de 1999, proponía una ambiciosa reorganización estructural de la industria eléctrica para incrementar la generación de energía en el país. La reforma preveía que se permitiría la competencia y la inversión privada en la generación, transmisión, distribución y comercialización. Mientras tanto, la generación nuclear, la generación hidroeléctrica ubicada al sur del país y la operación del sistema seguirían en manos del Estado. Los monopolios naturales, como la transmisión y la distribución, se someterían a la regulación debido a su naturaleza monopólica. Las actividades de generación y comercialización son de naturaleza potencialmente competitiva y, de este modo, los reguladores se asegurarían de que la competencia tuviera lugar sin barreras artificiales de entrada. La nueva organización de la industria exigía importantes modificaciones constitucionales legales, así como una nueva ley para la industria de la electricidad y alguna otra legislación secundaria.

Conforme a la propuesta, el proceso de reforma se encontraba organizado en tres etapas. En la primera, la CFE y LFC (extinta en el 2009) se transformarían en varias empresas de generación,

transmisión y distribución con toma de decisiones independientes una de la otra. El ISO administrado por el gobierno también se crearía en esta etapa, así como la compañía estatal a cargo de la generación nuclear (Carreón y Rosellón, 2002).

Se elaborarían también, las reglas básicas para el mercado de la electricidad y el marco regulatorio. Esta etapa se logró mediante lo que se conoce como un "mercado sombra" que empezó a operar a mediados del año 2000. La operación del mercado mayorista de electricidad estaba propuesta para que ocurriera durante una segunda etapa donde la generación y la comercialización, así como las redes de transmisión sin interconexión al sistema de transmisión nacional, se abrirían a la inversión privada. Durante esta etapa se supone que los mercados empezarían a funcionar. El ISO comenzaría a realizar sus funciones de despacho (físico y financiero). Los generadores privados y públicos competirían por los contratos con compañías de distribución y grandes consumidores. También se permitirían contratos bilaterales entre las empresas de distribución, los generadores privados y los grandes consumidores. Los comercializadores y los intermediarios comenzarían sus operaciones. Finalmente, en la última etapa se llevaría a cabo la privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución (*Ibíd*).

En términos generales, la segunda propuesta presentada por el expresidente Vicente Fox era también la de crear un mercado eléctrico, mucho en los términos de la propuesta de Zedillo, pero con algunas diferencias importantes. En primer lugar, los recursos ya existentes y pertenecientes al estado no se privatizarían y, en segundo lugar, la propuesta de Fox busca cambios constitucionales que restringieran el monopolio estatal para las funciones de despacho y la

generación nuclear (*ibíd.*). Ambas propuestas de reforma, tuvieron poco impacto sobre la reestructuración del sector eléctrico.

### **Promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica**

No fue sino hasta el 2013 cuando la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) fueron promulgadas recientemente por el presidente Enrique Peña Nieto, junto con el resto de la regulación derivada de la reforma de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos transformarían radicalmente al sector eléctrico.

La finalidad de la LIE es promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

En este nuevo marco los más de 38,000 MW de nueva capacidad que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) requerirá en los próximos 10 años serán instalados en régimen de libre competencia, a través del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). De igual manera, los usuarios que cuenten con una demanda mínima (inicialmente 3MW, que representan más del 20% del consumo total de energía a nivel nacional), podrán adquirir energía eléctrica de la CFE o de empresas privadas a través de tarifas no reguladas, incentivando la competencia.

Si bien las actividades de Transmisión y Distribución (TyD) continuarán reservadas al Estado, este podrá celebrar asociaciones y contratos con empresas privadas a través de la Secretaría de Energía (SENER), los transportistas o los distribuidores, con el fin de impulsar el desarrollo de la infraestructura que el sistema requiere. Estos mecanismos serán un apoyo clave para incrementar el ritmo de crecimiento de las redes de TyD, de 1,0% anual estimado para los próximos años, hasta 3.5% anual, en línea con el crecimiento esperado de la demanda.

Por su parte la Ley de la CFE tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la empresa productiva del Estado: CFE, así como establecer su régimen especial en materia de empresas productivas subsidiarias y filiales, remuneraciones, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, responsabilidades, dividendo estatal, presupuesto y deuda (Secretaria de Energía, 2015).

A través de esta Ley, la CFE se transformará en una empresa productiva del Estado y se le dotará de flexibilidad para tomar las decisiones pertinentes de Gobierno Corporativo y modelo de negocio más adecuado para competir en igualdad de circunstancias bajo el nuevo marco aplicable al sector eléctrico.

#### *Organismos Públicos del Sector Eléctrico Mexicano*

Serán 3 los organismos públicos clave en el sector eléctrico a partir de ahora, la Secretaria de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Si bien son muchas y variadas las facultades que las leyes otorgan a estos organismos, en resumen, algunas de las más relevantes son (*Ibid*):



### *SENER*

- Diseño de la política energética del país y planeación del SEN.
- Coordinación de la evaluación del desempeño del CENACE y del MEM.
- Establecimiento de criterios y requisitos en materia de Certificados de Energía Limpia (CEL).
- Coordinación y supervisión en la transformación de la CFE en empresa productiva del Estado,

### *CRE*

- Regular y otorgar permisos de generación de electricidad y modelos de contratos de interconexión.
- Expedición y aplicación de la regulación tarifaria para la transmisión, distribución, operación de servicios básicos y el CENACE, entre otros.
- Emisión de las bases del MEM y vigilancia de su operación.
- Verificar el cumplimiento de los requisitos en materia de CEL.
- Establecer requisitos para suministradores de usuarios calificados y llevar el registro de dichos usuarios.
- Expedición de la regulación en materia de eficiencia y calidad en el SEN.

### *CENACE*

- Control operativo del SEN.
- Operador del MEM, revisión y actualización de las disposiciones operativas del mismo.

- Llevar a cabo subastas para la celebración de contratos de cobertura eléctrica entre los generadores y los representantes de los centros de carga.
- Instruir a transportistas y distribuidores en la celebración del contrato de interconexión de las centrales eléctricas o conexión de los centros de carga.
- Cálculo de las aportaciones que los interesados deberán realizar por la construcción, ampliación o modificación de redes cuando los costos no se recuperen a través de las tarifas reguladas y otorgar derechos financieros de transmisión.

### **La CFE como Empresa Productiva del Estado**

La CFE se transforma en una empresa productiva del Estado cuyo objeto social será el desarrollo de actividades empresariales y comerciales que generen valor económico y rentabilidad al Estado. Ello implica la necesidad de nuevas normas de administración, organización y funcionamiento, además de la implementación de una nueva estructura corporativa, reglas de gestión y rendición de cuentas.

Derivado de lo anterior, además, la CFE deberá crear e implementar un nuevo régimen de contratación y adquisiciones, arrendamientos, servicios, obras públicas, deuda pública, responsabilidades administrativas que promuevan la competitividad. Todo ello, junto con un nuevo régimen de remuneraciones de su personal. La SENER y la CRE establecerán los términos bajo los cuales la CFE llevará a cabo su separación, la cual será vertical entre las distintas líneas de negocio y horizontal entre una misma línea (*Ibíd*).

Es importante mencionar, que la Ley de la CFE entrará en vigor al día siguiente de que sea designado el Consejo de Administración, excepto en el caso del Título IV de dicha Ley en donde se regula el régimen especial al que se sujetará la CFE como empresa productiva del Estado y que incluye, entre otros aspectos, la creación de empresas productivas subsidiarias y la creación de empresas filiales; las remuneraciones al personal, las reglas para adquisición de servicios, bienes y obras, las responsabilidades del personal de la CFE y sus empresas productivas, el dividendo estatal, el presupuesto, deuda y transparencia y la rendición de cuentas.

### **Planeación y Operación del Sistema y del Mercado**

Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de energías limpias, la SENER desarrollará programas indicativos de instalación y retiro de capacidad. De igual manera la expansión y modernización de las redes de T y D se llevará a cabo conforme a los programas autorizados.

El Estado ejercerá el control operativo del SEN a través del CENACE. Este Centro determinará la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los transportistas y distribuidores y podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que presten servicios auxiliares a la operación del MEM que será creado.

El CENACE operará el MEM, en el cual los generadores, suministradores, comercializadores y usuarios calificados participantes podrán realizar transacciones de distintos productos y servicios, de conformidad con las reglas de mercado, pendientes de desarrollar. Los precios de las transacciones celebradas en el mercado se calcularán con base en las ofertas recibidas. El

CENACE determinará la asignación y despacho de las centrales eléctricas, de la demanda controlable y de los programas de importación y exportación con base en criterios de seguridad de despacho y eficiencia económica (Secretaría de Energía, 2015).

Por su parte, los generadores, suministradores y usuarios calificados participantes del mercado deberán notificar al CENACE de cada central eléctrica y cada centro de carga que representan. Las ofertas que los generadores realicen en el MEM se basarán en los costos de las centrales eléctricas que representan, pudiendo ser menores a dichos costos en los términos que definan las reglas de mercado.

Durante el periodo de reestructura, por primera y única ocasión la SENER emitirá las reglas de mercado y ejercerá la vigilancia del MEM durante el primer año de operaciones del mercado.

A más tardar en 6 meses, el ejecutivo emitirá el Decreto de creación del CENACE como organismo público descentralizado. Dicho centro dará a la CFE el apoyo necesario para la operación de las redes en servicio público hasta por 12 meses después de su creación. Los recursos humanos, materiales y financieros con los que cuenta la CFE para el control operativo del SEN, para la definición de especificaciones técnicas de la infraestructura de interconexión y para la planificación de la red eléctrica, se transferirán al CENACE.

## **La Generación de Energía**

Dentro del nuevo marco regulatorio, la actividad de generación de energía eléctrica se desarrollará en libre competencia. Los generadores que representen centrales eléctricas

interconectadas al SEN deberán de contar con contratos de interconexión y operar sus centrales cumpliendo las instrucciones del CENACE, junto con otras obligaciones.

Se estima un crecimiento medio anual de la demanda eléctrica superior al 3.5% para los próximos 10 años, lo que representará la necesidad de incorporar c.38.000 MW de nueva capacidad al 2024.

Las nuevas centrales podrán participar en el sistema eléctrico principalmente a través de 3 esquemas la venta en el mercado mayorista, la venta a través de contratos con suministradores y/o usuarios calificados, o la venta vía contratos de largo plazo para el suministro de usuarios básicos a través de las subastas, que para tal efecto convoque el CENACE, así como subastas de capacidad.

Las centrales propiedad del Estado o cuya construcción y operación se hayan incluido en el presupuesto de egresos de la federación como inversión directa serán Centrales Legadas, mientras que los Productores Independientes de Energía (PIE) y las centrales incluidas en el presupuesto federal como inversión condicionada, serán Centrales Externas Legadas. Los permisos y contratos de PIEs, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción podrán continuar rigiéndose por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Dentro de la propia CFE la actividad de generación deberá tener una separación legal de manera horizontal, en un número tal de unidades de negocio diferentes que fomente la operación eficiente del sector y se sujete a criterios de competencia.

De cara al desarrollo de nuevas centrales, la CFE podrá participar en nuevos proyectos a través de sí misma, empresas filiales, empresas en las que participe de manera minoritaria, directa o indirectamente, o mediante cualquier figura de asociación o alianza que no sea contraria a la Ley. Por su parte la generación distribuida contará con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes de distribución, así como a los mercados donde pueda vender su producción.

### **La Transmisión y Distribución en México**

La actividad de transmisión y distribución continuará siendo considerada como servicio público y por esto reservada al Estado. El Estado, a través de la SENER, los transportistas o los distribuidores podrán formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para realizar, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de infraestructura. La adjudicación de dichos contratos y asociaciones se realizará a través de procesos competitivos de libre concurrencia (Secretaría de Energía, 2015).

Los transportistas y los distribuidores serán responsables de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución y operarán sus redes conforme a las instrucciones del CENACE. Tanto la actividad de transmisión como la de distribución deberán ser prestadas por empresas productivas del estado subsidiarias y no bajo la modalidad de filiales.

En particular, la actividad de distribución deberá observar una separación horizontal por regiones, que podrá ser contable, operativa y funcional o legal, de manera que permita fomentar la

operación eficiente del sector y contar con la información para realizar análisis comparativos de desempeño y eficiencia en las operaciones.

Los Transportistas y Distribuidores están obligados a interconectar a sus redes a las centrales eléctricas que lo soliciten, y a conectar a sus redes los Centros de Carga de los Usuarios Finales y Suministradores que lo soliciten, en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando esto sea técnicamente factible. No cumplir estos requerimientos podría acarrear penas de entre 2–10% de los ingresos brutos de la empresa en el año anterior (Secretaría de Energía, 2015).

En los programas de ampliación y modernización se incluirán elementos de redes inteligentes, que integren tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, con el fin de mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN.

La CRE expedirá las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para los servicios de TyD, de operación de los suministradores de servicios básicos, de operación del CENACE, para permitir la obtención de un ingreso necesario para recuperar los costos eficientes y una rentabilidad razonable, misma que no será garantizada (*ibíd.*).

## **2.5. Los Mercados Eléctricos de Inglaterra, de Estados Unidos, y de México: Un Estudio Comparativo**

A pesar de las economías de escala que caracterizan el proceso de transmisión de energía eléctrica y las economías de integración vertical del modelo tradicional, muchos países se han decidido reformar sus sectores eléctricos a fin de mejorar la eficiencia económica, la seguridad,

la calidad y la continuidad de este servicio a través de inversiones eficientes en la ampliación de capacidad de generación, minimizar el impacto medioambiental y la reducción de los costos a través de mecanismos de mercado, competencia y privatización (Besant y Tenenbaum, 2001). Por tanto, un gran número de países han optado por introducir la competencia en las fases generación y comercialización principalmente.

Los resultados obtenidos a nivel internacional han sido discrepantes, incluso dentro de una misma nación, dichos resultados, favorables o no, han servido como ejemplo para otros países inmersos en esta transición. México se ha mantenido cauteloso y reservado en cuanto a la liberalización de la industria eléctrica, sin embargo, de la misma manera que ha sucedido en todo el mundo, actualmente ha decidió llevar a cabo una transformación radical en el sector, por lo que resulta imprescindible e importante realizar análisis comparativo basado en las experiencias internacionales, con el objetivo de prever y detectar situaciones que pudieran llegar a afectar el bienestar social buscado, así como a su vez considerar y tener presente las acciones que propiciaron mejoras de eficiencia y competitividad en el abastecimiento de este recurso básico en beneficio de la calidad de vida de los ciudadanía en general.

Mercados como el de Inglaterra y Estados Unidos han atravesado por diferentes etapas en materia de reforma energética, en algunas ocasiones afrontando constantes retos y en otras alcanzando de manera éxitos objetivos de eficiencia perseguidos, El caso de Inglaterra, ha sido pionera en el tema, con resultados en ocasiones favorables y otras veces no tanto, pero con un constante dinamismo en pro del beneficio buscado, de igual manera Estados Unidos ha deja un importante legado de experiencias, con resultados contrastantes en este proceso, por un lado, en el Estado de California, el desenlace de una implacable crisis en materia de abastecimiento de electricidad, por



otro lado, el mercado Pennsylvania, New Jersey y Maryland, que a poco tiempo de su funcionamiento se colocó como de los más importantes y competitivos a nivel internacional

México ha tomado la determinación de abrir y reestructurar su sector eléctrico, al parecer, con una clara visión en la adopción de aquellas estrategias que a nivel internacional han sido claves para el éxito de la industria. Tras varios intentos y propuestas de reforma, hoy por hoy los lineamientos están establecidos, a partir del 2013, con la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de la CFE, abandona el régimen de Monopolio verticalmente integrado que conformaba la CFE y se propone la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, donde figura un esquema de mercado competitivo impulsado por la oferta y demanda de energía. En segunda estancia, crea un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) donde los grandes compradores y los Generadores realizaran transacciones día a día de energía eléctrica y demás Productos Asociados que se requieren para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Tercero fomenta la libertad contractual entre actores a través de Contratos de Cobertura Eléctrica, de forma que estos puedan realizar transacciones de electricidad o cualquier Producto Asociado pactando el precio y el periodo de tiempo que mejor se adapten a su modelo de negocio. Cuarto, crea incentivos para las energías limpias también son determinados por el mercado; el precio de los Certificados de Energías Limpias se fija en función de la demanda y oferta, atendiendo los criterios publicados por la SENER. Se lleva cabo la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que tiene por objeto ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución a todos los participantes en la industria. Quinto, tanto la Red Nacional de Transmisión, como las Redes Generales de Distribución se

vuelven de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio, por lo que cualquier Generador que cumpla con los requisitos de interconexión puede acceder a ellas mientras cumpla con los requisitos que solicita el CENACE. Y por último, los precios de la electricidad son precios nodales y permiten enviar señales de las necesidades de inversión tanto en generación, como en las redes de transmisión.

En un resumen comparativo con lo anteriormente mencionado, la restructuración de la industria mediante la separación vertical las fases competitivas reguladas del sector, han sido una de las primeras medidas optadas en cada uno los países reformados como Inglaterra y Estados Unidos con resultados favorables y consistentes con el objetivo de la creación de un MEM. La creación de un mercado día a día con Productos Asociados que han sido fundamentales en adecuado funcionamiento de los mercados eléctricos de Inglaterra y Estados Unidos así como la permisión de libertad contractual que en un momento de la historia del mercado californiano, la restricción a largo plazo de los mismos, fueron un factor determinante que conllevó a la crisis eléctrica del estado, contrario a lo sucedido en el mercado PJM en donde dichos contratos eran un elemento clave en la transacción de la energía eléctrica. Estos esquemas también fueron delimitados por el *pool* de Inglaterra y posteriormente implementados como instrumentos básicos durante los NETA. La atención prestada por parte de las autoridades mexicanas, en cuanto a la generación de energía a través de fuentes renovables, amigables con el medio ambiente, es un elemento que se encuentra ampliamente estipulado en la reforma de los mercados de Inglaterra y Estados Unidos.

La creación de organismos encargados del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista por parte del CENACE, así como lo estipulado al

convertir a la CFE una empresa productiva del estado, siguen un esquema similar al implementado actualmente en Inglaterra, donde la NGC tienen como función construir, poseer, mantener y operar el sistema de transmisión de una determinada región geográfica ofreciendo un acceso abierto, en el que sus inversiones y gastos de funcionamiento, son recuperados utilizando los cargos de acceso pagados por los usuarios dentro de la región y a través de los cargos por uso de transmisión e ingresos de congestión. Por último, los precios de la electricidad establecidos en la reforma son precios nodales, que permiten enviar señales de las necesidades de inversión tanto en generación, como en las redes de transmisión. Este mecanismo de precios es que la interconexión JPM implantó desde sus inicios con resultados exitosos, a diferencia del estado de California en el que imperaban los precios zonales, generando deficiencias en el sistema y consecuentemente desalientos en nuevas inversiones sobre la red de transmisión, razón por lo que, tras la implementación de nueva tecnología, el estado emigro al mecanismo de precios nodales. Tal como está contemplado en el nuevo modelo para Reino Unido, en la Reforma del Mercado Eléctrico (EMR, por sus siglas en inglés).

### **2.5.1 Mercados *Spot***

A nivel internacional, debido a la complejidad que tiene la programación del abastecimiento de energía eléctrica han surgido los “mercados de energía de corto plazo”, que tienen como finalidad disminuir la incertidumbre que pueda existir en un mercado *spot*, así como contrarrestar los problemas y altos costos que implican los ajustes de abastecimiento en tiempo real. Este mercado funciona como cualquier otro mercado: por un lado, hay una demanda de energía eléctrica por parte de los Usuarios y Suministradores y, por otro, existe una oferta de energía eléctrica por

parte de los Generadores. El precio de equilibrio se fija en el punto en el que la demanda es igual a la oferta.

Una característica de este mecanismo es que la oferta de electricidad está dada por los costos variables, es decir, aquel Generador que cuenta con la tecnología con el costo variable más bajo es el primero en ser despachado, y así sucesivamente. El precio que reciben los Generadores es el costo variable de la última central despachada. En cada uno de los mercados analizados el organismo encargado de indicar las instrucciones de despacho de acuerdo a las ofertas más económicas, sujeto a restricciones de confiabilidad del sistema es el operador del sistema, en el caso de Inglaterra correspondió a la National Grid durante el funcionamiento del modelo centralizado del *pool* de Inglaterra y Gales, en el mercado de California y PJM son el ISO-Cal y el ISO PJM respectivamente. En México la reforma eléctrica dictamina la utilización de estos mecanismos, siendo el CENACE el organismo responsable de dicha función.

El funcionamiento real de este mercado, existen además un mercado de día en adelanto, en el que los participantes presentan ofertas por compra y ofertas por venta de energía para su utilización al día siguiente, y también existe un mercado en tiempo real (mercado *spot*) en el que se compra y vende energía para su despacho en el mismo día.

En el modelo californiano existían otras instancias similares al *Day-Ahead*, como el *Hour-Ahead*. Sin embargo, inicialmente el Cal-ISO controlaba únicamente el despacho en tiempo real, debido al modelo descentralizado impuesto, lo que provocaba una separación artificial entre lo que es la programación del sistema y la operación misma. Este fue uno de los aspectos más críticos del modelo en su primera etapa posterior a la reforma, sobretodo porque además había una tendencia

a saltarse el mercado del *Day-Ahead* por parte de los comercializadores en busca de obtener mejores precios de energía aprovechando los *price-cap* del Cal-ISO. En cambio en el modelo PJM, se crearon mecanismos para incentivar el uso del mercado *real-time* sólo para emergencias y hacer uso al máximo del *Day-Ahead* a fin de, tal como se mencionó con anterioridad, lograr programar con mayor anticipación el despacho, facilitando la función del PJM-ISO, ya que al definir transacciones el día anterior, se debe contar con los derechos de transmisión necesarios para cumplir con el programa de manera efectiva, si eso se cumple el operador, en este caso el PJM-ISO, tiene la capacidad de programar con un día el despacho, encargándose de balancear el sistema y preocupándose de la seguridad. Por otra parte, es importante que para que el sistema sea equilibrado, es necesario dotar al operador de herramientas que le permitan programar el despacho y no tener que ajustar a última hora. Por lo que a su vez se debe dotar al operador de una herramienta que incentive a los agentes generadores y comercializadores a hacer uso al máximo del *Day-Ahead* (Cruz, 2001).

Esto representaba una gran diferencia con California con respecto al PJN. En California el operador se veía constantemente en la necesidad de balancear importantes cargas y demandas porque los agentes a veces se ven incentivados a no programarse. Esto debido primero, a que cuando se inició la reforma, a las distribuidoras eléctricas se les impidió tener contratos de largo o mediano plazo, obligándolas a comprar en el mercado *spot*. Por otra parte, aunque el modelo pretendía entregar incentivos para que mayor cantidad de la demanda se programara en el mercado *Day-Ahead*, existía una falla más en el sistema, ya que tanto en el Cal-PX como el Cal-ISO presentaban precios techo para energía, estos *price-cap*, eran diferentes en ambas entidades, por un lado, el Cal-ISO fijaba estos valores techo basado principalmente en los costos de transmisión y el Cal-PX los hacía basado en los costos de la energía misma. El resultado es que

en varias oportunidades los comercializadores vislumbraron las posibilidades de obtener menores precios en el mercado *spot* que en *Day-Ahead*, dejando gran parte de la demanda sin programar, traspasando el problema al ISO, que no contaba con herramientas poderosas para manejar grandes desbalances.

En cambio, en el modelo PJM los incentivos, incluso en la actualidad, están planteados en un sentido. Por un lado, no hay ninguna penalización por transar en el mercado *spot*, pero el mercado provoca que los precios del mercado *spot* sean más altos que los del *Day-Ahead*, por lo que para quienes manejan las cargas no es conveniente saltarse las ofertas *Day-Ahead* y provocar demandas de energía y potencia no programadas o “*underscheduled*”. Además, el PJM a diferencia de California tenía la posibilidad de contar con generadores listos para funcionar en caso de desbalances, herramienta que deliberadamente fue dejada fuera en el diseño Californiano (*Ibid*).

Dicha herramienta permite que los generadores que lo deseen, se “comprometan” a estar listos para entrar en funcionamiento, declarando sus precios incrementales de energía, sus costos de puesta en marcha y mínimos costos de generación. De esa manera, PJM-ISO optimiza el despacho para el día siguiente, y para cualquier carga no programada el PJM optimiza con los generadores “comprometidos” el costo de partida o puesta en marcha y el costo de generación, dejando fuera el parámetro del costo incremental de energía. Esto crea el incentivo para que los generadores que se “comprometan” a estar listos, tengan bajos costos de puesta en marcha, pero mayores costos de funcionamiento, lo que produce un precio de energía en tiempo real mayor que los acordados en el *Day-Ahead*, dejando de ser conveniente para las cargas dejar demanda no programada (*ibíd.*).

Esto lleva, sin forzar a los generadores y comercializadores, a participar en el *Day-Ahead*. Así el PJM mantiene la seguridad y los balances sin restringir en lo absoluto el acceso al mercado *spot* del ISO. Los agentes tienden a dejar balanceado el mercado durante el *Day-Ahead*.

Correspondiente a las experiencias obtenidas, México ha adoptado estos mecanismos dentro del marco regulatorio del mercado de energía de corto plazo, denominado "Mercado del Día en Adelanto". Este tendrá la finalidad de maximizar el excedente económico total al equilibrar las inyecciones y retiros de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, mientras asegura que esté disponible para operar la generación suficiente para satisfacer la demanda a la vez que se cumple con los Criterios de Confiabilidad que establezca la CRE a través del Código de Red incluyendo la provisión de Servicios Conexos. Con el objetivo de incentivar el uso de este mecanismo se incluirán las ofertas de compra y venta virtuales, con lo que se pretende programar la mayor cantidad de demanda con un día de anticipación, tal como en el mercado PJM, previendo con este mecanismo las desventajas de ajuste en tiempo real, suscitadas en el mercado de California tras el uso prioritario del mercado *spot* (Cruz, 2001).

En México, en el 2018 comenzará a operar un mercado de hora en adelante en donde las ofertas por compra y ofertas por venta de energía se presentarán para su utilización con una hora de anticipación. También en estos mercados se podrán ofrecer Servicios Conexos además de potencia y energía. De igual forma, para el cálculo de los precios son tomados en cuenta los precios marginales locales en cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional.

Actualmente, en el mercado de Inglaterra impera un modelo opuesto al implementado inicialmente, de un modelo de despacho de *pool* centralizado pasó a ser un modelo

completamente descentralizado, ocasionando de manera subsecuente importantes cambios en materia de mercados a corto plazo, en donde por una parte, la *National Grid* es el organismo encargado de indicar las instrucciones de despacho y por otro lado la OfGEM es el ente regulador responsable de establecer los controles de precios de dichos mercados a través de Mecanismo de Balance y Mercado de Futuros.

### **2.5.2 Organismos del Proceso Central de los Mercados Eléctricos (ISO vs. TRANSCO)**

Tras las reformas establecidas en estados unidos, existe un predominio en el ente que opera la red de transmisión. Anué tanto en el mercado PJM como en el de California, el Operador del sistema es un ISO los resultados obtenidos en el mercado PJM fueron disímiles a los obtenidos en California. En California, siguiendo una filosofía de descentralización, se le otorgaron al ISO responsabilidades mínimas en el proceso de coordinación de horarios para la generación. Esto se realizaba por un conjunto de coordinadores de horarios que competían entre sí. Debido a las interacciones de red, resulta difícil distinguir entre las funciones de operación del mercado y las funciones de operación de la red, por lo que esta separación impuesta en California impide que el ISO efectúe sus operaciones de mercado de manera eficiente pues se reducen sus opciones y se acrecientan sus restricciones, lo que condujo a distintos problemas de desajuste de cargas para el ISO-Cal. En el PJM todo el proceso de coordinar la entrada de generación a la red corre a cargo del ISO excepto por los contratos bilaterales (Hogan, 2000).

Tanto el esquema PJM como en el de California el operador de la red no es el dueño de la red de transmisión. Un impedimento para que esto ocurriera en California fue la estructura de propiedad



de la red de transmisión que se encontraba dividida entre varias empresas que estaban originalmente verticalmente integradas. En PJM existió una situación similar. La solución fue mantener al dueño de la red de transmisión independiente del operador. En Inglaterra, en contraposición, el esquema fue diferente, se creó una compañía que controlara el mercado (*pure pool*) y que fuera al mismo tiempo dueño de la red de transmisión (Castañeda y López, 2003).

De acuerdo con Joskow (2000), para los esquemas implementados en Estados Unidos no existe un mecanismo institucional que garantice las condiciones de expansión de la red de transmisión para garantizar una competencia efectiva entre los generadores. Esta incapacidad del ISO para expandir la red de transmisión se ha traducido en libertad para los generadores para ejercer poder de mercado. Debido a la estructura de propiedad de la red de transmisión existente en Estados Unidos, resulta difícil imponer un TRANSCO, y la pretensión de implementarlo podría generar pequeños TRANSCOS regionales, con problemas de compatibilidad entre ellos (Hogan ,2000). Para Castañeda y López (2003), es preferible un gran ISO que homogeneice las reglas de mercado entre las diversas regiones. Una vez que se implemente un esquema de mercado con ISO similar al de PJM, los precios nodales señalarán los incentivos adecuados para expandir la red de transmisión.

En Inglaterra y Gales se han implementado un esquema en el que se calculan los costos de congestión y se le otorga un incentivo al operador si alcanza un costo por abajo del objetivo. Si los costos son menores a un cierto objetivo, el TRANSCO (NGC) puede quedarse con un porcentaje de la diferencia hasta un cierto nivel. Si los costos son mayores el TRANSCO paga un porcentaje de la diferencia. (Castañeda y López, 2003).

Este esquema continúa funcionando en el mercado británico con resultados favorables en las operaciones de transmisión, debido a que esta estructura permite resolver los problemas de expansión de la red de transmisión, ya que además de que opera el mercado eléctrico, es además dueño de la red de transmisión, lo implica la potestad plena sobre la red de transmisión incluyendo operaciones de mantenimiento. Esto siempre y cuando se respete los lineamientos de independencia del TRANSCO (*Ibíd*).

Por otra parte, un esquema de regulación por incentivos a un TRANSCO contribuido a resolver los problemas de congestión y de confiabilidad de la red. El esquema ha permitido que el operador y dueño de la red internalice los costos de congestión de la red. De esta forma, los altos costos de los servicios conexos y los problemas de poder de mercado en ciertas zonas geográficas han sido resueltos en Inglaterra.

Para el caso de México, la estructura de propiedad de la red de transmisión es igual a la implementada Inglaterra, un TRANSCO, pues la red de transmisión se encuentra actualmente bajo el mando de un solo operador.

### **2.5.3 Congestión en el Proceso de Operación: Precio Zonales y Precios Nodales**

Uno de los debates más comunes acerca del diseño de mercados eléctricos se centra en el tipo de sistema de precios de generación que se debería aplicar, si zonal o nodal. El fondo que está detrás de este debate, es la existencia de pérdidas y congestiones en la red de transmisión eléctrica, realidad física inevitable que origina que los costos de generación no sean los mismos en todos los nodos de la red.

Los precios del Mercado Eléctrico Mayorista en México, el sistema JPM, y actualmente el mercado de California son Precios Nodales, es decir, se calculan en cada nodo del sistema con base en el componente de energía, el componente de congestión, y el Componente de pérdidas. La finalidad de estos componentes es que el precio capture, además del costo marginal de generar electricidad, señales económicas que indican qué tan saturadas se encuentran las redes del sistema, así como el nivel de pérdidas en la transmisión.

Tal como se mencionó con anterioridad, en el caso del modelo PJM los precios se fijan en un esquema nodal, donde dependiendo de las congestiones del sistema, se calculan los precios de energía en los diferentes nodos de la región (Cruz, 2001). Los precios nodales son los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en un nodo determinado y están en función de las características de la red de transmisión. En el modelo PJM los Precios Marginales Localizados (LMP), son traspasados a los generadores y a los consumidores los costos de congestión en las líneas, apoyado por un buen sistema de monitoreo. Este método permite siempre pagar al menos el costo marginal de transmisión, y para evitar fluctuaciones en los LMP se transan derechos financieros de transmisión. Una de las principales características de los precios nodales es que envía señales de localización a los usuarios generadores y a los grandes consumidores, además se generan incentivos para localizar nuevos generadores y líneas de transmisión (Cruz, 2001). En México actualmente ha sido establecido este mecanismo de precios.

En los inicios de la reforma eléctrica de California, el estado utilizó el sistema de precios zonales, que consiste en la utilización de un precio único de mercado grandes extensiones geográficas independiente de la verdadera congestión en cada zona, salvo para aquellos casos en los que se produjeran restricciones sistemáticas entre zonas, para las que se aplicaban entonces precios

diferenciados. Puede verse como un sistema de precio único implementado también inicialmente por el *pool* de Inglaterra, con la diferencia que se agregan precios zonales para la gestión de las restricciones. El propósito de los precios zonales es de forzar a los generadores que se localicen dentro de las zonas con altos precios y para enfocarse en el alivio de las restricciones de flujo en las interfaces interzonales, no obstante, posteriormente California, emigró al sistema de precios nodales, debido a que este tipo de mecanismo no reflejaba el estado del sistema, agravada la situación por el hecho que los despachos se determinaban por contratos bilaterales que no necesariamente consideraban la capacidad de las redes en el momento del despacho (Bastidas, 2009). De esa forma no había incentivos para construir líneas ni para ubicar correctamente una futura planta generadora. Un problema más, era que debido al mal uso de las redes, los costos se socializaban, es decir lo pagan todos los usuarios en vez de quienes provocan el problema, volviendo al problema que existía de los malos incentivos existentes en California para la utilización del *ahea-day*. (Cruz, 2001).

En PJM el esquema se favorece por eficientes métodos de monitoreo de los flujos reales, mientras dichos monitoreos en California no eran correctos. En ambos modelos el precio de la energía a la que vendían los generadores a los comercializadores se determina en contratos bilaterales. En California las distribuidoras no podían firmar dichos contratos por lo que debían comprar a precio *spot*, volviendo al problema de desfase del mismo (*ibíd*).

Para comprar energía en el mercado *spot* de PJM, se requiere que el vendedor (generador) reciba el LMP desde el punto de entrega hasta la red, y que el comprador (consumidor o comercializador) pague el precio desde la red al punto de retiro. La diferencia entre los costos

localizados en el punto de entrega y los del punto de retiro representan el costo *marginal de transmisión*. Por lo tanto, siempre se paga al menos el costo marginal por la transmisión.

Este mecanismo permite que los generadores y los consumidores traten de realizar la inyección o retiro en puntos "baratos", lo que depende básicamente de la congestión de las líneas, esto es un estímulo a que los generadores se instalen en zonas descongestionadas, y a la expansión de la transmisión en zonas congestionadas.

Los consumidores en PJM pagan un valor acordado con su comercializador o distribuidor, por lo que aumentos de precios se pueden traspasar al usuario final, en California el consumidor residencial final no ha visto variaciones en los precios, a pesar de sus fuertes aumentos.

En Reino Unido se tiene un precio único para todo el sistema, es decir no existen diferencias de precios entre los nodos. Este sistema resulta adecuado cuando se tiene una red robusta y no existan problemas estructurales de congestión (Bastidas, 2009). En México se implementó el sistema de precios únicos en tiempos anteriores a la actual reforma. En Gran Bretaña actualmente existe un debate encaminado a la transición a precios nodales.

#### **2.5.4 Pagos por Capacidad en el Proceso de Generación Electricidad**

Los Pagos por Capacidad Instalada (ICAP por sus siglas en inglés) estos pagos pretenden permitir a los generados recuperar los costos fijos, lo que se dificulta en mercados como este debido a la variabilidad de los precios de la energía. Además, entregan un pago adicional más estable, que puede ser fundamental al momento de decidir la instalación de una planta. No se

debe dejar de considerar que precios mayores al consumidor puede ser un incentivo para cambiar la demanda a horas *no peak*.

Con estos argumentos en PJM se determinan los LSE o "*load serving entities*", que son justamente las unidades con capacidad de proveer potencia en momentos de alto consumo. Los consumidores (comercializadores) acceden al ICAP a través de contratos bilaterales o a través del PJM-ISO en un esquema diario, mensual o de varios meses.

Las LSE que no sean capaces de proveer ICAP deben pagar una multa llamada tasa de deficiencia de capacidad (CDR por sus siglas en inglés) al PJM-ISO. Lo recaudado con dichas multas se deriva a los generados que tienen excedentes de ICAP. Este sistema incentiva a mantener cierto ICAP, y a no vender la potencia a un precio bajo el CDR.

Una de las diferencias importantes que presentaron el modelo PJM, Inglaterra y Californiano, es que el primero cuenta con un mecanismo que remunera la capacidad de generación, incentivando la inversión de esa forma.

En Inglaterra, las restricciones en el sistema de transmisión, las confirmaciones de la disponibilidad por parte de los generadores, y las diferencias entre la demanda real y la pronosticada conllevaba a que el despacho real de las plantas pudiera no coincidir con lo pronosticado el día anterior. Generalmente el precio de la unidad generadora más cara requerida para alcanzar la demanda pronosticada, fijaba cada media hora el precio por energía conocido como Precio Marginal del Sistema (SMP por sus siglas en inglés). Sumado a esto, existía un pago por la capacidad que proveía un incentivo a los generadores para mantener un margen adecuado

sobre el nivel de demanda. El pago podía ser alto, cuando el margen era angosto, pero podía ser cero si existía un exceso de generación disponible (García y Meyer, 2001).

En México, no existe un mecanismo de pago como tal que incentive las necesidades futuras de inversión en generación y transmisión. Se considera por el momento subsanar dichas demandas través de la planeación gubernamental prevista como empresa productiva del estado, así como del ejercicio de las fuerzas de mercado establecidas en el marco regulatorio a modo de libre competencia, siendo el beneficio económicos y financieros el incentivo principal para llevar a cabo dicha inversión.

Por otra parte, con la Reforma del Mercado de la Electricidad (EMR)” en Inglaterra, se busca promueve la inversión en tecnologías con bajas emisiones de carbono de manera asequible, segura y sostenible, siendo a través del Mecanismo de Capacidad (CM), y Contratos por Diferencia (CfD), los que proporcionen incentivos para la inversión requerida en infraestructura energética de este país.

En el caso de México, el factor medioambiental también está siendo considerado. A través de los certificados de Energía Limpia (CEL) se busca incentivar el uso de energía renovables para la producción de electricidad, los cuales son títulos, que como su nombre lo indica, acreditan la producción de energía eléctrica limpia. Los Generadores recibirán un CEL por cada megawatt-hora de energía limpia generado para vender en el mercado. De igual forma, los grandes consumidores de electricidad, es decir Usuarios Calificados y Suministradores (SSC y SSB) y demás participantes obligados, requieren que un porcentaje de la energía eléctrica que consumen

provenza de fuentes limpias. Para comprobar que están consumiendo este porcentaje, tienen que comprar CEL por el monto requerido por la Secretaría de Energía.



# Capítulo III

---

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y METODOLÓGICOS DEL MODELO DEA *NETWORK*

---

Éste capítulo se centra en el análisis de los principales aportes teóricos realizados por los estudiosos en cuanto al Análisis de Envolverte de Datos *Network*. Cuando se habla de un modelo *Network*, se está haciendo referencia al análisis de los subprocesos y bienes intermedios que intervienen al interior de un proceso de producción, modelando las redes como el conjunto de restricciones o tecnologías referentes con la característica común de tener restricciones lineales (Färe y Grosskopf, 2000).

## **3.1 Eficiencia**

### **3.1.1 Teoría de la Eficiencia**

La teoría de la eficiencia se remonta a los años 50, cuando Koopmans y Debreu (1951) comienzan sus investigaciones con relación al uso eficiente de los recursos empresariales y al análisis de producción. Michael J. Farrell (1957), basado en los trabajos de Koopmans y Debreu, estudió la forma de medir la eficiencia, dividiéndola en eficiencia técnica y asignativa. Similarmente, Abraham Charnes, William Cooper y Edward Rhodes (1962), inspirados en las investigaciones de Farrell, dan origen al Análisis Envolvente de Datos o (DEA por sus siglas en inglés Data Envelopment Analysis), herramienta que es utilizada en esta investigación para medir la eficiencia de entidades o unidades de medida.

### **3.1.2 Eficiencia Productiva**

El concepto de una función de producción ocupa un lugar central en la literatura sobre la teoría de producción. En algunas discusiones este concepto está asociado con un proceso tecnológico particular. Entonces se supone que la función representa el *output* de una mercancía como una función de las cantidades de varios factores de producción, combinados de acuerdo a una fórmula o principio tecnológico dado. El desarrollo de este concepto ha llevado a la distinción entre situaciones en donde el conjunto de posibles combinaciones de factores no está restringido y las situaciones en donde algunos factores pueden ser sólo combinados en proporciones fijas a cada uno. Otra situación puede ser conciliada con la noción de una función de producción definida en el espacio factorial total permitiendo al administrador descartar partes de las cantidades de factores específicos (Koopmans, 1951).

Las funciones de producción correspondientes tienen pliegues en los puntos donde las proporciones de los factores disponibles coinciden con las proporciones técnicas específicas al proceso en cuestión (*Ibíd*).

La técnica empleada en producción es el resultado de la elección gerencial. Los administradores escogen sobre emplear combinaciones eficientes de varios procesos para obtener, en algún sentido, mejores resultados. Hablando en términos de un producto de cierta calidad, un administrador eficiente escogerá aquella combinación de actividades productivas que maximice la cantidad producida de los factores disponibles los cuales han dado características cualitativas. En este concepto, las características de calidad de los factores disponibles y del producto deseado especifican las variables de entrada en la función de producción (Koopmans, 1951).

El problema de medir la eficiencia productiva de una industria es importante tanto para los teóricos como para los hacedores de política económica. Los argumentos teóricos relacionados a la eficiencia de diferentes sistemas económicos deben ser sometidos a pruebas empíricas. De manera similar, la planeación económica debe ocuparse de determinadas industrias, siendo importante conocer hasta qué punto una determinada industria puede esperar que incremente su output simplemente incrementando su eficiencia, sin absorber más recursos (*Ibíd*).

Para resolver este problema se han producido mediciones cuidadosas de algunos o todos los *inputs* y *outputs* de la industria, sin embargo, se ha fallado en combinar esas mediciones con la finalidad de obtener una eficiencia satisfactoria. Este fracaso se dio en parte a una negligencia del lado teórico del problema. De hecho, por un gran tiempo fue considerada adecuada para medir la productividad promedio de la mano de obra, y para usarla como una medición de eficiencia. Esta

no es una medición claramente satisfactoria, ya que ignora todos los inputs de ahorro de mano de obra, pero fue utilizado ampliamente por econométricos. Recientemente, los intentos han sido realizados para construir “índices de eficiencia”, en los que una medida ponderada de los inputs es comparada con los *outputs* (Farrell, 1957).

### 3.1.3 Conceptos Básicos de Eficiencia

En una perspectiva de largo plazo la eficiencia implica la maximización del beneficio y la minimización de los costos. Farrell (1957), fue el primero en introducir el marco teórico básico para estudiar y medir la eficiencia. Propuso que se visualice la eficiencia desde una perspectiva real y no ideal, donde cada firma o unidad productiva sea evaluada en relación a otras tomadas de un grupo representativo y homogéneo. De esta forma, la medida de la eficiencia será relativa y no absoluta, donde el valor agregado de eficiencia para una firma determinada corresponde a una expresión de la desviación observada respecto a aquellas consideradas como eficientes.

Farrell, dividió a la eficiencia en dos componentes: eficiencia técnica y eficiencia asignativa<sup>8</sup>. El producto de ambas eficiencias provee una medida de la eficiencia económica<sup>9</sup>, la cual significa básicamente que la sociedad debe maximizar en términos dinámicos sus beneficios a partir de los escasos recursos que posee (Arzubi y Berbel, 2002). De esta forma, la “eficiencia económica es considerada como el logro de la máxima producción al menor costo posible” (Pinzón, 2003). Asimismo, el propio Farrell, definió a la eficiencia económica como el tipo de eficiencia que presentaría una asignación en caso de ser eficiente desde el punto de vista técnico y asignativo.

---

<sup>8</sup> La eficiencia asignativa, también conocida como eficiencia de precio.

<sup>9</sup> La eficiencia económica, también conocida como la eficiencia global.

Profundizando en el estudio de la eficiencia económica se tiene que cuando una empresa o firma desea cumplir con un objetivo económico se encuentra ante diversas opciones (García, 2002):

- Si una firma intenta minimizar el costo de producción, se habla de eficiencia de costos. Esta eficiencia indica el menor costo a través del cual las empresas pueden conseguir cada nivel de producción, dada la tecnología y los precios de los factores productivos.
- Si el objetivo consiste en maximizar el ingreso, se tiene eficiencia en el ingreso, la cual es posible conseguir a partir de los factores del proceso de producción, considerando los precios a los cuales se venden los productos.
- Finalmente, si la empresa maximiza los beneficios, requiere que se obtenga el máximo ingreso al mínimo costo, pero además es necesario que la empresa adopte el tamaño más adecuado para aprovechar las economías de escala.

Para que existan tanto la eficiencia en costos, ingresos y beneficios, es necesario que se proporcione tanto la eficiencia técnica como la asignativa. Por lo tanto, es necesario ampliar la conceptualización de los dos componentes de la eficiencia económica.

### **3.1.4 Eficiencia Técnica**

Uno de los componentes de la eficiencia económica es la eficiencia técnica o productiva. La generalidad de este concepto ha favorecido la aparición en la literatura de diversas definiciones.

En relación al concepto de eficiencia técnica, Koopmans (1951) definió la situación de eficiencia técnica como aquella en la que un incremento en cualquiera de los *outputs*, exige una reducción en al menos alguno de los restantes o el incremento de alguno de los *inputs*, o bien, en la que la

disminución de un *input* cualquiera exige, al menos, el aumento de algún otro o la disminución de algún *output*.

Debreu (1951) y Farrell (1957), conceptualizaron a la eficiencia técnica como la diferencia entre uno y un cociente que representa la mayor reducción proporcional en todos los *inputs* que aún permite la producción de todos los *outputs*, o como uno más el mayor crecimiento proporcional permitido en todos los *outputs* con el mismo consumo de *inputs*.

Yarad (1990), menciona que la eficiencia técnica consiste en obtener la máxima producción física factible, dada la tecnología existente, a partir de una cierta cantidad de insumos.

Por su parte, González Páramo (1995), afirma que la eficiencia productiva o eficiencia técnica de una empresa está dada por su capacidad para transformar unos *inputs* (trabajo, capital y otros factores) en *outputs* (bienes o servicios) en el contexto de una tecnología, que puede sintetizarse mediante una función de producción, que marca el valor máximo o “frontera” de *output* alcanzable a partir de diversas combinaciones de *inputs*.

Trillo (2002), menciona que el estudio de la eficiencia técnica o productiva centra su atención en el uso de los recursos humanos o de capital en la producción de uno o varios bienes y servicios. Es decir, se basa en utilizar unidades físicas, lo que implica que queda fuera del análisis el costo o precio de los factores y la valoración de los ingresos obtenidos de la producción.

La definición de la función de producción eficiente significa que la eficiencia técnica de cualquier firma es relativa al conjunto de firmas de la cuales la función es estimada. Si más

firmas son introducidas en el análisis, podrían reducir, pero no pueden incrementar la eficiencia técnica de una firma dada (Farrell, 1957).

Es interesante notar que la simple heterogeneidad de los factores no importará, siempre y cuando se distribuya de manera equilibrada con respecto a las empresas. Es cuando existen diferencias entre las firmas en el promedio de calidad (o más estrictamente, en la distribución de cualidades) de un factor, en donde la eficiencia técnica de una firma reflejará la calidad de sus inputs además de la eficiencia de su administración. Si esas diferencias en la calidad son físicamente medibles, podría ser posible reducir este efecto definiendo un amplio número de factores de producción relativamente homogéneos, aunque en la práctica nunca sería posible eliminarlos completamente (*Ibíd*).

Por eso, la eficiencia técnica de una firma siempre debe, hasta cierto punto, reflejar la calidad de sus *inputs*; es imposible medir la eficiencia de su administración separada de los factores. Así que, la eficiencia técnica es definida en relación a un conjunto de firmas dado, con respecto a un conjunto dado de factores medidos de una forma específica y cualquier cambio en esas especificaciones afectará la medición (*Ibíd*).

A partir del trabajo inicial de Farrell, otros autores han propuesto conceptos alternativos. Forsund y Hjalmarsson (1974) y Forsund *et al.* (1980), quienes descompusieron la eficiencia técnica, asignativa y de escala. Posteriormente Banker, Charnes y Cooper (1984), dividieron la eficiencia técnica (o eficiencia técnica global) en eficiencia técnica pura y eficiencia de escala.

La eficiencia técnica pura muestra en qué medida la unidad productiva analizada está extrayendo el máximo rendimiento de los recursos físicos a su disposición. Mientras que la eficiencia de escala es relevante cuando la tecnología de producción presenta rendimientos de escala variables. Este tipo de eficiencia muestra si la unidad productiva analizada ha logrado alcanzar el punto óptimo de escala. Los rendimientos de escala se obtienen al aumentar proporcionalmente la cantidad de todos los factores que intervienen en la función de producción. Existen tres tipos de rendimientos de escala (Varian, 1998):

- **Rendimientos constantes a escala.** Significa que si se incrementa la cantidad de cada uno de los factores, la producción aumenta en la misma proporción.
- **Rendimientos crecientes a escala.** Implica que si se incrementa la cantidad de cada uno de los factores, la producción aumenta en una proporción mayor.
- **Rendimientos decrecientes a escala.** Se presentan cuando al incrementarse la cantidad de cada uno de los factores, la producción aumenta en una menor proporción.

De esta forma, la eficiencia técnica global es el producto de las eficiencias técnica pura y de escala. Partiendo del concepto de eficiencia técnica, se considera a la tecnología como un elemento clave para entender éste término. Las empresas se enfrentan a restricciones tecnológicas, puesto que sólo existen algunas combinaciones de factores viables para obtener una cantidad dada de producción, por lo que las empresas deben limitarse a adoptar planes de producción que sean factibles desde un punto de vista tecnológico. Así, al conjunto de todas las combinaciones de factores y de productos tecnológicamente factibles, se le denomina conjunto de producción. Este conjunto muestra las elecciones tecnológicas posibles de la empresa (*Ibíd*).



Si los factores cuestan dinero a la empresa, es necesario examinar la producción máxima posible correspondiente a una cantidad dada de factores, esto es lo que se denomina como “frontera del conjunto de producción” y mide el volumen máximo de producción que puede obtenerse con una cantidad dada de factores. De aquí se deriva el concepto de isocuanta, que es el conjunto de todas las combinaciones posibles de los factores que son suficientes para obtener una cantidad dada de producción (Varian, 1998).

Entre las posibles causas de la ineficiencia técnica, productiva o global, generalmente se encuentra un problema relacionado con la organización de las tareas por parte del responsable de la gestión. Otra posible explicación podría encontrarse en la motivación de los individuos que forman parte de la organización productiva. La denominada eficiencia X, cuyo origen se encuentra en Leibenstein (1966), se derivaría de la inexistencia de incentivos y mecanismos de evaluación que aseguren el máximo rendimiento de los trabajadores y, en consecuencia, garanticen la consecución del mayor producto posible. Los individuos pueden limitar su esfuerzo, en su propio interés, de manera que se requieran más horas de trabajo de las necesarias por cada factor de producción.

### **3.1.5 Eficiencia Asignativa**

La eficiencia asignativa tiene su base en la teoría microeconómica, específicamente en la teoría de Pareto. No obstante, otros autores han proporcionado definiciones acordes a su función como elemento de la eficiencia económica, como se presenta a continuación.

En microeconomía existe eficiencia en la asignación cuando no se desperdician recursos, y además se cumple el principio del óptimo de Pareto. Deben cumplirse tres condiciones básicas para lograr la eficiencia en la asignación (*Ibíd*):

- **Eficiencia económica.** Implica la eficiencia tecnológica (o técnica), así como utilizar los factores de producción en proporciones que minimicen costos.
- **Eficiencia del consumidor.** Ocurre cuando los consumidores no logran mejorar asignando de nuevo sus presupuestos.

Por su parte, Hernández-Laos (1985) sostiene que la eficiencia asignativa se refiere a la asignación de recursos, lo cual corresponde al criterio de asignar una cantidad fija de recursos entre situaciones alternativas con el propósito de maximizar la cantidad del producto o satisfacción, ya sea que el análisis se concentre en la esfera de la producción o en la del consumo.

Yarad (1990) menciona que la eficiencia asignativa o de costos se refiere a que el gasto monetario total en insumos utilizados para producir una cantidad dada de bienes sea el mínimo posible de acuerdo a los precios de los insumos. Por su parte González-Páramo (1995) afirma que la eficiencia asignativa o de precios se da cuando una empresa maximiza beneficios o minimiza costos.

Existe eficiencia asignativa cuando el administrador de una unidad productiva ha sabido no sólo alcanzar el conjunto frontera de producción, sino que también lo hizo eligiendo aquella combinación de factores que le permite minimizar los costos incurridos para un nivel de producción dado (Bosch, Navarro y Giovagnoli, 1999).

Se entiende por eficiencia asignativa que las señales de precios deben ser eficiente en términos económicos, es decir, deben aproximarse a una asignación óptima de Pareto (*Ibíd*).

### **3.1.6 Antecedentes de la Eficiencia y el Análisis Envolvente de Datos**

En los años inmediatos a la posguerra hubo un interés general en el crecimiento y productividad, y el documento más influyente sobre esos asuntos dentro de un entorno macro fue el de Solow (1957). Al mismo tiempo Farrell sentó las bases para los nuevos enfoques hacia los estudios de eficiencia y productividad en el nivel micro, envolviendo nuevas ideas sobre dos asuntos: cómo definir la eficiencia y productividad y cómo calcular la tecnología del *benchmark* (punto de referencia) y las mediciones de eficiencia. La suposición fundamental fue la posibilidad de las operaciones ineficientes, inmediatamente apuntando hacia un concepto de función de producción frontera como el *benchmark*, en contraposición a la noción de desempeño promedio (Forsund y Sarafoglou, 2000).

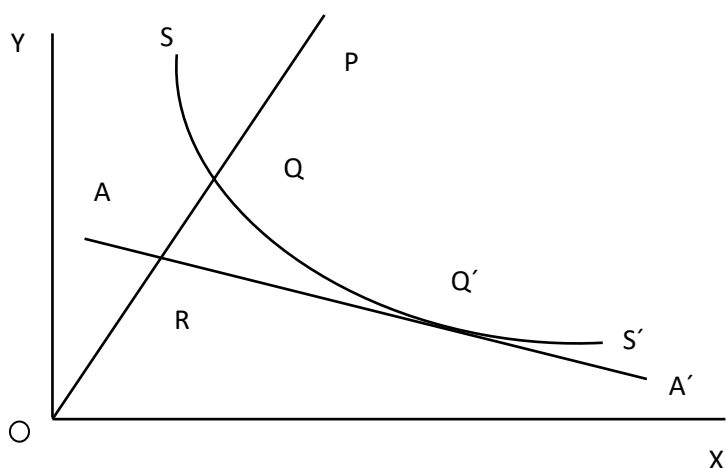
Farrell (1957), inspirado en los trabajos de Debreu y Koopmans obtiene una medida de eficiencia total, compuesta de dos elementos: eficiencia técnica y eficiencia asignativa. Este autor considera una empresa que emplea dos factores de producción (*input*) para producir un solo producto (*output*), generado bajo condiciones de rendimientos constantes a escala. El supuesto de rendimientos constantes a escala permite que toda la información relevante sea presentada en una isocuanta. Esta restricción es abandonada posteriormente, al trabajar un modelo alternativo donde se mide la eficiencia bajo condiciones de rendimientos no constantes a escala (Farrell y Fieldhouse, 1962).

En la figura 3.1, el punto P representa los insumos de los dos factores por unidad de producto que necesita la empresa. La isocuanta  $SS'$  representa las combinaciones posibles de los dos factores que la empresa más eficiente podría requerir para producir una unidad de producto. El punto Q representa una empresa eficiente que usa los dos factores en la misma proporción que la empresa P. La razón  $OQ/OP$  define la eficiencia técnica de la empresa P (Farrell, 1957). La eficiencia técnica es una medida de eficiencia que relaciona la combinación de factores que utilizaría la empresa más eficiente existente en el mercado en esos momentos (Hernández, 1981).

Se necesita además, una medida que explique cuándo una empresa usa los factores de la producción en las mejores proporciones, de acuerdo a sus precios. Así en la gráfica 3.1, si  $AA'$  (línea de isocostos) tiene una inclinación igual a la razón de los precios de los dos factores, Q' y no Q es el método óptimo de producción. La empresa P producirá a un costo igual a R si hubiese escogido adecuadamente las técnicas y proporción de factores correctos. La relación  $OR/OQ$  mide lo que Farrell llama eficiencia asignativa y como tal se refiere a la selección apropiada (o inapropiada) de la combinación de insumos (Hernández Laos, 1981). Finalmente para Farrell, la eficiencia total es igual al producto de la eficiencia asignativa y la eficiencia técnica.

$$OR / OP = (OR / OQ) (OQ / OP) \quad (1)$$

**Gráfica 3.1. Eficiencia Técnica en el Modelo de Farrell**

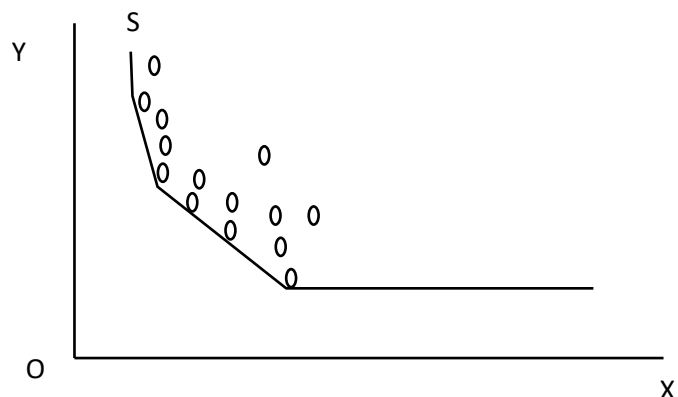


**Fuente:** Navarro y Torres (2003).

Dado que la función de producción eficiente estará representada por isocuantas, el problema de Farrell, es estimar la isocuanta de la empresa más eficiente. Este autor la estima introduciendo una línea (como la que se muestra en la gráfica 3.2), que envuelve los puntos localizados en el plano de producción. El autor supone que la isocuanta eficiente es convexa al origen y que si en la práctica es posible alcanzar dos de esos puntos, también lo es obtener un punto que represente el promedio ponderado de dos de las firmas más eficientes; el peso de cada punto se determina de forma tal que se obtenga la proporción de factores deseada.

Farrell (1957), además del estudio de la eficiencia al nivel de la empresa introduce medidas de eficiencia agregadas para toda la industria. Esto es lo que él llama, eficiencia estructural e indica el grado en que una industria se mantiene al nivel del comportamiento de sus empresas más eficientes. La eficiencia estructural de una industria es mayor en la medida en que la distribución de las empresas se concentra en la proximidad de su frontera hacia el origen en el plano de los insumos.

**Gráfica 3.2. Eficiencia en el Modelo de Farrell**



**Fuente:** Navarro y Torres (2003).

La estimación de funciones de producción y frontera bajo condiciones de rendimientos crecientes a escala, es importante y difícil. Farrell y Fieldhouse (1962), discuten dos soluciones para este problema:

La primera, consiste en agrupar observaciones de acuerdo a los productos y entonces estimar la función de producción eficiente para cada grupo de productos separadamente. Los autores llamaron a este procedimiento “Método de Agrupamiento”. La estimación de las funciones de producción eficientes por este método, contempla dos clases de variaciones: primero, errores de observación (el tipo de error aleatorio comúnmente tratado con trabajo estadístico) y en segundo lugar, variaciones en la eficiencia, lo que puede conducir a desviaciones de las observaciones en una sola dirección respecto a la función de producción eficiente.

La segunda solución conocida como “Método Global”, considera una función de producción que relaciona la cantidad  $X$  de un solo producto con los insumos (*inputs*)  $x_1, x_2, \dots, x_n$ . Esta función

de producción puede interpretarse como la mayor cantidad de X que puede ser obtenida de cualquier conjunto de insumos dado, y se representa como sigue:

$$X = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2)$$

Alternativamente, se puede pensar en cómo determinar el conjunto de todas las combinaciones de insumos y productos que son técnicamente posibles. En este caso, se debe representar por la siguiente desigualdad:

$$X \leq f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (3)$$

Este conjunto de puntos algunas veces se refiere al conjunto de puntos alcanzable, y cuando se habla de que la función de producción es convexa, realmente se quiere decir que el conjunto de puntos alcanzable es convexo (Farrell y Fieldhouse, 1962).

Farrell más tarde propuso computar los parámetros de la función frontera, a través de la forma Cobb-Douglas. Aigner y Chu en 1968, fueron los primeros en seguir la sugerencia de Farrell. Ellos especificaron una función de producción frontera Cobb-Douglas, que requería que todas las observaciones estuvieran en o bajo la frontera. Su modelo puede ser escrito como sigue:

$$\ln y = \ln f(x) - u \quad (4)$$

$$\ln y = \alpha_0 + \sum_{i=1}^n \alpha_i \ln x_i - u \quad (5)$$

Los parámetros del vector  $\alpha = (\alpha_0, \alpha_1, \dots, \alpha_n)$  pueden ser estimados a través de la programación lineal o a través de la programación cuadrática. La eficiencia técnica de cada observación puede ser computada directamente del vector de residuos, ya que “u” representa la ineficiencia técnica.

### 3.1.7 Contribuciones de Farrell

La contribución de Farrell fue romper el camino en tres aspectos (Farrell, 1957):

- i. Las mediciones de eficiencia estuvieron basadas en las contracciones o expansiones radiales uniformes desde las observaciones ineficientes hacia la frontera.
- ii. La frontera de producción fue especificada como las variables lineales más pesimistas del envolvimiento de los datos.
- iii. La frontera fue calculada a través de la solución de sistemas de ecuaciones lineales, obedeciendo a dos condiciones sobre la unidad isocuanta:
  - a. Que su pendiente no es positiva.
  - b. Que ningún punto observado cae entre el mismo y el origen.

En la elección de un *benchmark* de la frontera de producción Farrell adopta un enfoque más práctico, comenzando con consideraciones de ingeniería y terminando con recomendar mejores prácticas (Forsund y Sarafoglou, 2000). Él dejó pasar una conexión con la teoría de la producción axiomática que hubiera sido muy apropiada para motivar su elección de la contracción o expansión radial de una observación a la frontera, a saber, el concepto de la función de distancia introducido a los economistas por Shephard (1953). Shephard utilizó la función de distancia como un recurso crucial cuando se estableció la dualidad fundamental entre producción y costos.



## 3.2 Modelo DEA Tradicional

### 3.2.1 Modelo DEA Tradicional

El Análisis de Envoltente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés) es un enfoque “orientado a los datos” relativamente nuevo para evaluar el desempeño de un conjunto de entidades iguales llamadas Unidades de Toma de Decisión (DMU’s por sus siglas en inglés) que transforman múltiples *inputs* en múltiples *outputs*. La definición de una DMU es genérica y flexible. En años recientes se ha visto una gran variedad de aplicaciones de DEA para evaluar los desempeños de diferentes clases de entidades, en diferentes actividades, en diferentes contextos y en diferentes países. Esas aplicaciones de DEA han utilizado DMUs de varias formas para evaluar el desempeño de entidades como hospitales, Fuerza Aérea de EE. UU de América, universidades, ciudades, cortes, firmas de negocios, entre otros. Porque requiere muy pocas suposiciones, también ha abierto posibilidades para su uso en casos en que ha sido resistente a otros enfoques por la naturaleza compleja de las relaciones entre los múltiples *inputs* y múltiples *outputs* involucrados en las DMUs (Cooper *et al*, 2004).

Como se dijo en Cooper *et al*. (2000), el DEA también ha sido utilizado para suministrar nuevos conocimientos en actividades (y entidades) que ha sido evaluadas previamente por otros métodos. Por ejemplo, estudios de prácticas de benchmarking con DEA han identificado numerosas fuentes de ineficiencia en algunas de las firmas más rentables y esto ha proveído un vehículo para identificar mejores *benchmarks* en varios estudios aplicados. El uso del DEA ha sugerido una reconsideración de estudios previos de la eficiencia con que las actividades pre y post-fusiones han sido conducidas en bancos que fueron estudiados con DEA.

Desde que el DEA fue introducido, investigadores de varios campos rápidamente han reconocido que es una excelente y fácil metodología utilizada para modelar procesos operacionales para evaluaciones de desempeño. La orientación empírica del DEA y la ausencia de una necesidad para las numerosas suposiciones a priori que acompañan a otros enfoques (como el análisis de regresión estadística) han resultado en su uso en varios estudios involucrando estimación de fronteras eficientes en los sectores gubernamentales, sin fines de lucro, privados y regulados. Formalmente, el DEA es una metodología dirigida hacia las fronteras más que a las tendencias centrales. En lugar de intentar ajustar un plano de regresión a través de centrar los datos como en la regresión estadística, por ejemplo, una superficie de variables lineales cae en lo más alto de las observaciones (Cooper *et al.*, 2004).

Aún y cuando las ideas pioneras del modelo fueron establecidas por Farrell (1957), tratando de dar solución a un problema agrícola, no fue sino hasta que Charnes *et al.* (1978), sentaron los fundamentos matemáticos de la teoría moderna del método de frontera DEA, estructurándolo como un modelo de programación lineal (Mercado *et al.*, 1997). Charnes *et al.* (1997), afirman que el origen de esta técnica es debido a Rhodes, cuando en 1978 aplicó DEA al análisis de la eficiencia del programa de educación *Follow-Through* de las escuelas públicas de EE.UU.

De manera esencial en el modelo DEA se siguen los conceptos básicos de Farrell (1957). No obstante, junto con este autor, otros más proporcionaron los fundamentos necesarios para que esta técnica pudiera surgir y fuera utilizada: Charnes y *et al.* (1962), Aigner y Chu (1968) y Afriat (1972).

### 3.2.2 Elementos Técnico-Methodológicos del DEA Tradicional

DEA es un modelo de frontera no paramétrico determinístico, dado que éste no requiere la especificación de la forma funcional, además de que toda desviación con respecto a la frontera es considerada como ineficiencia (Arzubi y Berbel, 2002).

Los modelos DEA aprovechan el *know-how* de las DMU's analizadas, de forma tal que identifican las eficientes e ineficientes, además de fijar objetivos de mejora para las segundas a partir de los logros de las primeras, es decir, realizan un *benchmarking* de las unidades evaluadas, empleando únicamente la información disponible en las propias empresas, sin necesidad de realizar supuestos teóricos (*Ibíd*).

A partir de las cantidades empleadas de *inputs* y las cantidades producidas de *outputs*, los modelos DEA determinan cuáles son las mejores prácticas, comparando la DMU escogida con todas las posibles combinaciones lineales del resto de unidades de la muestra, para definir posteriormente con ellas una frontera de producción empírica. La eficiencia de cada DMU analizada se mide como la distancia a la frontera (Pinzon, 2003).

La técnica DEA, englobada dentro de la metodología de los métodos de frontera, se encuentra sustentada sobre el riguroso concepto de eficiencia ofrecido por la teoría microeconómica. DEA se enfoca al estudio de la eficiencia desde un punto de vista interno, es decir, de utilización de los recursos, pero siempre en relación a la forma en que los están utilizando otras empresas similares (Navarro y Torres, 2003).

DEA permite comparar cada empresa ineficiente con aquella empresa eficiente con similar combinación de *outputs* e *inputs*, que actúa como referente. Ésta proporcionará información útil para guiar las decisiones de las empresas ineficientes que aspiren a mejorar (*Ibíd*).

A diferencia de los métodos tradicionales basados en ratios (relaciones) de productividad, en los que la búsqueda de medidas globales de valoración de la actuación obliga generalmente a establecer a priori unas ponderaciones para los *outputs* e *inputs*, los modelos DEA proporcionan esta medida de eficiencia global sin necesidad de establecer las ponderaciones mencionadas *a priori*. De hecho, es la misma metodología la que los asigna. Además, el análisis de indicadores de productividad parcial a situaciones con múltiples insumos y múltiples productos (*Ibíd*).

Profundizando sobre las diferencias básicas entre la estimación de fronteras estocásticas y DEA para el cálculo de la eficiencia, éstas se concentran en el tratamiento del ruido aleatorio y la flexibilidad que otorgan a la curva de eficiencia. En otras palabras, mientras que el enfoque paramétrico intenta separar el ruido de la ineficiencia, el enfoque no paramétrico busca no confundir errores de especificación de la forma funcional con ineficiencia (Serra, 2004).

La estimación econométrica se desarrolló adoptando la idea inicial de eficiencia a la forma funcional de una frontera, que indica la máxima producción para una combinación de factores dada. Pueden observarse puntos por debajo de la frontera, que representan firmas que producen debajo del máximo posible, pero nunca por encima de ésta. Esta función, si bien permite la existencia de desviaciones de la frontera por razones distintas a la ineficiencia, tiene la limitante de suponer *a priori* una forma funcional para los datos (Arzubi y Berbel, 2002).

En el DEA se establece la formulación del modelo y su resolución calcula la frontera de producción como una envolvente de datos, determinándose para cada uno de los datos si pertenece o no a la frontera. Se adapta a contextos multiproductos, e incluso, de ausencia de precios. Sin embargo, presenta dificultad para comprobar hipótesis estadísticas (Navarro y Torres, 2003).

Otra ventaja importante de la técnica DEA consiste en que tanto los *inputs* como los *outputs* pueden estar expresados indistintamente en términos monetarios y /o unidades físicas. Sin embargo, los modelos DEA presentan algunas ventajas e inconvenientes respecto a otros modelos, entre las desventajas se encuentran que los resultados son muy susceptibles a una mala especificación de las variables asociadas de *inputs* y *outputs* a utilizar, así como el número de observaciones comparadas. Además, se requiere que las unidades de análisis sean similares entre sí (Banker *et al.*, 1984).

Existen cuatro principales modelos DEA: el modelo con rendimientos constantes a escala (CRS), el modelo con rendimientos variables a escala (VRS), el modelo aditivo y el modelo multiplicativo (*Ibíd*).

Los modelos DEA pueden tener dos orientaciones, hacia la optimización en la combinación de *inputs* (modelo *input*-orientado) para la obtención del *output*, o hacia la optimización en la producción de *outputs* (modelo *output*-orientado).

### 3.2.3 *Benchmarking*

La idea original de Farrell ha podido trasladarse a su aplicación empírica a través fundamentalmente de dos metodologías: la estimación de fronteras estocásticas y las mediciones DEA. La primera implica el uso de la econometría y para la segunda se recurre a algoritmos de programación lineal y al *benchmarking* (Pinzon, 2003, Serra, 2004).

El *benchmarking* se puede definir como la medida de una actuación en comparación con la de las mejores compañías de su clase, determina cómo la mejor de ellas ha logrado estos niveles de actuación y utiliza la información como base para los objetivos, estrategias y aplicación de la propia compañía (Bemowski, 1991). El proceso de *benchmarking* significa:

- Determinar las características apropiadas del proceso receptor y utilizarlas para comparar un proceso con otro (el donante).
- Desarrollar los datos sobre la actuación del proceso mejor practicado dentro o fuera de una organización, que requiera la aplicación del *benchmarking*.
- Comparar y evaluar el proceso o procesos según los datos relativos a las características medidas.
- Desarrollar medidas para mejoras continuas partiendo de los nuevos datos.
- Aplicar los cambios del proceso planificados.
- Controlar la eficacia de estos cambios.

El *benchmarking* requiere, por tanto, una acción planificada de la evaluación y la aplicación. En un intento por modificar el proceso, a la luz de los nuevos conocimientos obtenidos sobre un proceso más efectivo. El *benchmarking* puede ser dividido en tres áreas (*Ibíd*):

- **Interna.** Una evaluación de prácticas dentro de una organización.
- **Competitiva.** Muy limitada en la aplicación real, ya que requiere competidores que admitan y cooperen en la mejora de una o ambas empresas.
- **Inter-industrial.** Evaluaciones entre operaciones en distintas industrias.

*Benchmarking* significa adaptar las mejores prácticas, más que copiarlas. Implica utilizar el conocimiento de un proceso para determinar lo que es utilizable del proceso donante. De esta forma, la mentalidad o cultura que rodea el benchmarking debe ser mejorar y exceder las dimensiones de la actuación del proceso donante (*Ibíd*).

El *benchmarking* es un proceso encaminado a conseguir información útil que ayude a una organización a mejorar sus procesos y el cual debe continuar realizándose una y otra vez. Para ello la técnica del DEA permitirá identificar los aspectos que requieren modificaciones y mejoras que lograrán ser eficientes. La técnica mencionada tiene en sus fundamentos el uso de la programación lineal como una herramienta que permite realizar los cálculos necesarios que ayudarán a aplicar el benchmarking. De esta manera, es importante hacer un espacio para revisar los fundamentos de la programación lineal (Spendolini, 1992).

### **3.2.4 Fundamentos de Programación Lineal**

La programación lineal es una técnica pionera en el análisis de las decisiones internas de una empresa sobre la asignación de recursos. La programación lineal representa uno de los avances más importantes en la teoría de la producción. Su ventaja principal es de cálculo y se basa en el

uso de computadoras. La programación lineal tiene su fundamento en los siguientes supuestos (Pinzón, 2003):

- Existe más de una restricción.
- La producción y los precios de los factores son constantes, de modo que las líneas de presupuesto e isocosto puedan representarse con líneas rectas.
- Hay rendimientos constantes a escala y proporciones tecnológicamente fijas de insumos o factores (por lo que las rutas de expansión con las líneas rectas que pasan por el origen).

La programación lineal es un caso especial de la programación matemática, en donde todas las funciones que hay en el modelo son lineales: siempre existe una función objetivo lineal por optimizar (maximizar o minimizar), sujeta a restricciones lineales individuales. Las variables del modelo que son continuas, únicamente pueden tomar valores no negativos. Además, se requiere un conocimiento exacto de los parámetros y recursos utilizados en la construcción del modelo (Serra, 2004).

Todo problema de programación lineal conocido como el problema primal tiene su problema correspondiente denominado el problema dual. Esto es, si el problema primal es la maximización de producción el problema dual es la minimización de insumos y viceversa (*Ibíd*).

### **3.2.5 Generalidades de los Modelos DEA**

El uso de la técnica DEA se ha enfocado al campo de la producción para la medición de la eficiencia, o en su caso, para proporcionar las estimaciones necesarias sobre productividad. En



este sentido, la definición de eficiencia utilizada en el modelo está dada por (Mercado *et al*, 1997).

$$\text{Eficiencia} = \text{Total de salidas (outputs)} / \text{Total de entradas (inputs)}$$

De manera más general la eficiencia puede definirse como:

$$E = \frac{\text{Salidas}}{\text{Entradas}} \quad (6)$$

O formalmente:

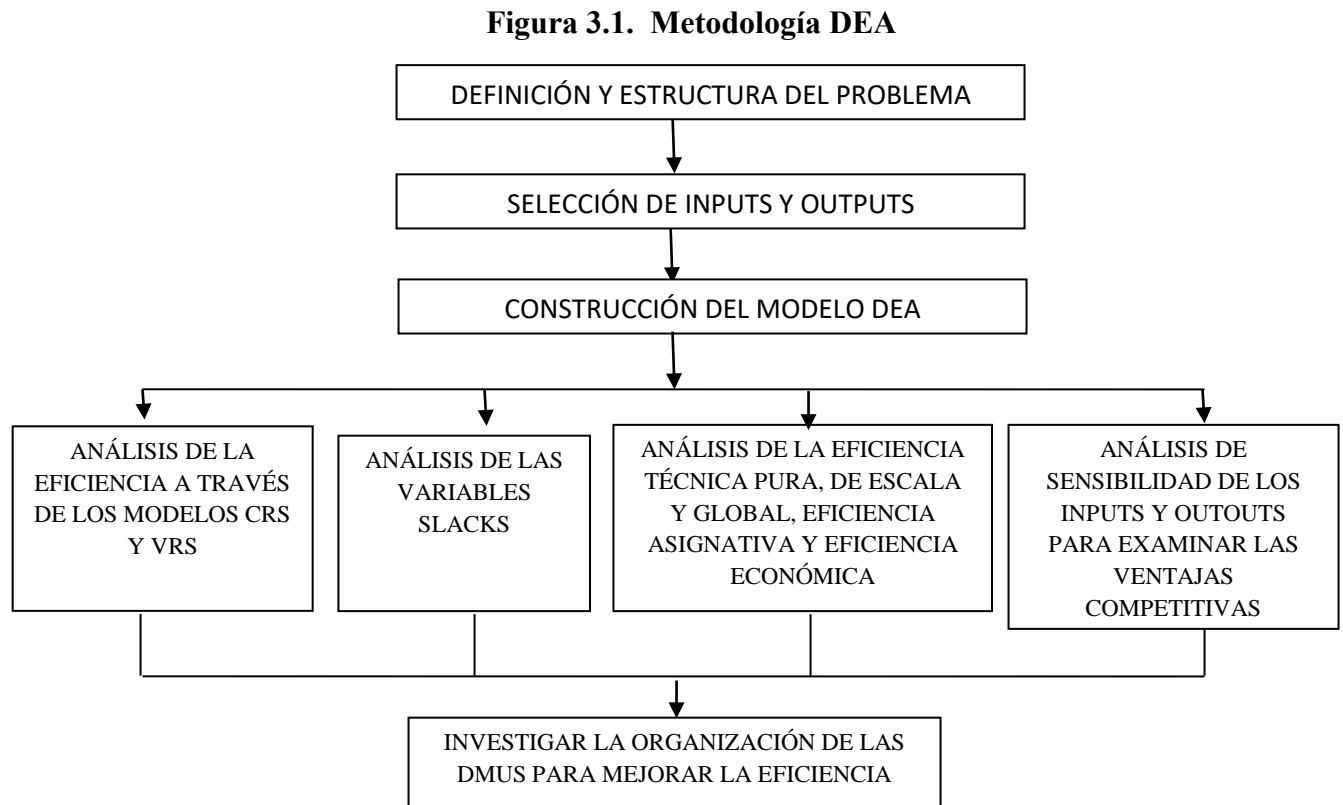
$$E = \frac{\sum_{i=0}^N v_i y_i}{\sum_{i=0}^N u_i x_i} \quad (7)$$

Donde E representa la eficiencia,  $x_i$  y  $y_i$  son las entradas (*inputs*) y salidas (*outputs*) respectivamente, mientras que los parámetros  $u_i$  y  $v_i$  muestran las importancias relativas de cada uno de los parámetros.

El principal problema de evaluación de eficiencia se terminaría si el analista conociera de antemano la importancia relativa de cada una de las entradas y salidas. Sin embargo, esta información es en general, desconocida (*Ibíd*).

La evaluación de la eficiencia usualmente involucra múltiples *inputs* y *outputs*, para lo cual deberán seleccionarse atendiendo a la definición del problema objeto de estudio. Metodológicamente la estructura de la investigación de los modelos DEA, en la que se contemplan estos aspectos y elementos adicionales que conllevan no solamente al análisis de la

productividad a partir de la técnica DEA, sino a la propuesta de alternativas para mejorar la eficiencia se plantea en la figura 3.1 (Navarro y Torres, 2003).



**Fuente:** Navarro y Torres (2003).

La preocupación central es la evaluación del desempeño y específicamente la evaluación de las actividades de organizaciones como firmas de negocios, agencias gubernamentales, hospitales, instituciones educativas, etc. Tales evaluaciones toman una variedad de formas en el análisis habitual. Algunos ejemplos incluyen costos por unidad, beneficios por unidad, satisfacción por unidad, y así sucesivamente, los cuales son mediciones establecidas en la forma de una relación como la siguiente (Lo, *et al.*, 2001):

$$\frac{\textit{Output}}{\textit{Inputs}} \quad (8)$$

Esta es una medición de eficiencia usada comúnmente. La medición usual de “productividad” también asume una relación utilizada para evaluar el desempeño de un trabajador o empleado. “*Output* por trabajador-hora” o “*output* por trabajador empleado” son ejemplos con ventas, beneficios u otras mediciones de *output* las cuales aparecen en el numerador. Tales mediciones a veces son referidas como “medidas parciales de productividad”. Esta terminología es destinada a distinguirlas de las “medidas de productividad total de los factores”, porque lo último intenta obtener una relación de valor *output-input* que toma en cuenta todos los *outputs* e *inputs*. Moverse de las mediciones parciales de productividad hacia las medidas de productividad total de los factores combinando todos los *inputs* y *outputs* para obtener una única relación ayuda a evitar la imputación de las ganancias a un factor (o un *output*) que son realmente atribuibles a algún otro *input* (u *output*). Por ejemplo, una ganancia en *output* resultante de un incremento en capital o administración mejorada podría ser erróneamente atribuida a la mano de obra (cuando una única relación de *output* hacia *input* es utilizada). Sin embargo, un intento para mover de las mediciones parciales a las totales encuentra dificultades como escoger los *inputs* y *output* a ser considerados y los pesos a ser utilizados para obtener una relación de un único *output* hacia un único *input* que se reduce a una forma como la ecuación (8) (*Ibíd*).

Otros problemas y limitaciones también son incurridos en tradicionales intentos para evaluar la productividad o eficiencia cuando múltiples *outputs* y múltiples *inputs* necesitan ser tomados en cuenta. El enfoque relativamente nuevo incorporado en DEA no requiere que el usuario prescriba pesos que sean adjuntados a cada *input* y *output*, como en los acostumbrados enfoques de número de índices, y tampoco requiere prescribir las formas funcionales que son necesarias en los enfoques de regresión estadística (Cooper *et al.*, 2000).

El DEA utiliza técnicas como la programación matemática que puede manejar grandes números de variables y relaciones (restricciones) y esto relaja los requerimientos que frecuentemente son encontrados cuando se está limitado a escoger sólo unos pocos *inputs* y *outputs* porque las técnicas empleadas encontrarán, de otra forma, dificultades (*Ibíd*).

Las condiciones relajantes sobre el número de candidatos a ser utilizados en calcular las mediciones de evaluación deseadas lo hacen más fácil para tratar con problemas complejos y para tratar con otras consideraciones que probablemente sean confrontadas en muchos contextos de política social y de gestión. Además, el conjunto extenso de teoría y metodología disponible de programación matemática puede ser ejercido para afectar los cálculos porque mucho de lo que es necesario ya ha sido desarrollado y adaptado para su uso en muchas aplicaciones *a priori* de DEA (*Ibíd*).

### **3.2.5.1 Pesos Fijos y Variables**

Para ejemplificar algunos autores utilizan un número limitado de *inputs* y *outputs*, así es posible exponer y aclarar en forma gráfica cuestiones y aplicaciones. En la realidad es necesario tratar con múltiples *inputs* y múltiples *outputs*. El truco es desarrollar aproximaciones que hacen posible tratar con tales aplicaciones sin imponer una carga excesiva a los usuarios con análisis o cálculos excesivos y sin requerir grandes números de suposiciones (Cooper *et al.* 2000).

El DEA utiliza pesos variables, en particular, los pesos son derivados directamente de los datos con el resultado de que las numerosas suposiciones *a priori* y los cálculos involucrados en las elecciones de los pesos fijos se eviten. Además, los pesos son seleccionados de una manera en

que se asigna un mejor conjunto de pesos para cada DMU. El término “mejor” es utilizado de manera en que el resultado de la relación *input* a *output* para cada DMU sea maximizado en relación a todas las otras DMUs cuando esos pesos son asignados a los inputs y outputs para cada DMU. Similarmente, esto es obtenido bajo las siguientes condiciones: (1) todos los datos y pesos son positivos (o al menos no negativos), (2) la relación resultante debe caer entre cero y la unidad y (3) esos mismos pesos para la entidad objetivo (DMU) son aplicados a todas las entidades. Consecuentemente, la entidad a ser evaluada no puede escoger un mejor conjunto de pesos para su evaluación, relativa a otras entidades (*Ibíd*).

Las fuentes de ineficiencia, como puramente técnica y mezcla de ineficiencias son automáticamente identificadas por cada entidad por el DEA y sus cantidades estimadas. Además, el conjunto en mención utilizado como punto de referencia (*benchmark*) a esas ineficiencias también es identificado. Finalmente, esos resultados son obtenidos utilizando sólo un mínimo de suposiciones a priori. Asimismo, para evitar una necesidad a priori para la elección de pesos, el DEA no requiere especificar la forma de relación entre *inputs* y *outputs* (*Ibíd*).

### **3.2.5.2 El Modelo Básico CCR (Charnes, Cooper y Rhodes)**

Para permitir las aplicaciones de una extensa variedad de actividades, se utilizará el término DMU (descrito anteriormente) para referirnos a cualquier entidad que sea evaluada en términos de sus habilidades para convertir *inputs* en *outputs*. Esas evaluaciones pueden involucrar agencias gubernamentales y organizaciones sin fines de lucro además de firmas de negocios (Cooper, *et al.* 2004).

Los pesos óptimos podrían (y generalmente) variar de una DMU a otra. Por eso, los “pesos” en el DEA son derivados de los datos en lugar de ser fijos de antemano. A cada DMU se le asigna el mejor conjunto de pesos con valores que pueden variar de una DMU a otra (*ibíd*).

Se debe suponer que existen  $n$  DMUs; DMu1, DMu2,..., DMUn. Algunos ítems comunes de inputs y outputs para cada una de las  $j = 1, \dots, n$ , DMUs son seleccionados como sigue (*ibíd*):

1. Los datos numéricos están disponibles para cada *input* y *output*, con los datos que se suponen sean positivos para todas las DMUs.
2. Los ítems (*inputs*, *outputs* y la elección de las DMUs) deberían reflejar un interés analítico o de gestión en los componentes que entraran en las evaluaciones de eficiencia relativa de las DMUs.
3. En principio, las cantidades más pequeñas de *input* y las cantidades más grandes de *output* son preferibles, así los resultados de eficiencia deberían reflejar esos principios.
4. Las unidades de medición de los diferentes *inputs* y *outputs* no necesitan ser congruentes. Algunos pueden involucrar número de personas, o áreas de espacio de piso, dinero gastado, etc.

Se debe suponer que  $m$  *inputs* y  $s$  *outputs* son seleccionados con las propiedades arriba anotadas 1 y 2. Sean los datos de *input* y *output* para la DMU $_j$   $(x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{mj})$  y  $(y_{1j}, y_{2j}, \dots, y_{sj})$ , respectivamente. La matriz de datos *input*  $X$  y la matriz de datos *output*  $Y$  pueden ser arregladas.

Cada DMU consume varias cantidades de  $m$  diferentes *inputs* para producir  $s$  diferentes *outputs*. Específicamente, la DMU $_j$  consume cantidades de *input*  $i$   $x_{ij}$  y produce cantidades de *output*  $r$   $y_{rj}$ .

Se debe suponer que  $x_{ij} > 0$  y  $y_{rj} > 0$  y además, se debe suponer que cada DMU tiene al menos un valor de *input* positivo y un valor de *output* positivo (Cooper, *et al.* 2004).

Regresando a la “relación-forma” (ratio-form) del DEA, en esta forma, como se introdujo por Charnes, Cooper y Rhodes (1981), la relación de *outputs* a *inputs* es utilizada para medir la eficiencia relativa de la DMU<sub>j</sub> = DMU<sub>o</sub> que es evaluada en relación a los ratios de todas las  $j = 1, 2, \dots, n$  DMU<sub>j</sub>. La construcción se interpreta como la reducción de la situación *output-múltiple* / *input-múltiple* (para cada DMU) hacia un único *output virtual* y un único *input virtual*. Para una DMU particular la relación único *output virtual* entre único *input virtual* provee una medida de eficiencia que es una función de los multiplicadores.

En el lenguaje de programación matemática, esta relación, la cual será maximizada, forma la función objetivo para una DMU particular a ser evaluada, así que simbólicamente (Cooper, *et al.* 2004):

$$\max h_0(u, v) = \frac{\sum_r u_r y_{ro}}{\sum_r v_i x_{io}} \quad (9)$$

Donde se nota que las variables son las *u*'s y las *v*'s, y las *y*'s y *x*'s son los valores de *output* e *input* observados, respectivamente, de DMU<sub>o</sub>, la DMU a ser evaluada.

Un conjunto de restricciones normalizadas (una de cada DMU) refleja la condición de que la relación *output virtual* entre *input virtual* de cada DMU, incluyendo DMU<sub>j</sub> = DMU<sub>o</sub>, debe ser menor o igual a la unidad. El problema de programación matemática podría ser establecido como (*Ibíd*):

$$\max h_0(u, v) = \sum_r u_r y_{ro} / \sum_r v_i x_{io}$$

Sujeto a:

$$\sum_r u_r y_{rj} / \sum_r v_i x_{ij} \leq \text{Para } j = 1, \dots, n,$$

$$u_r, v_i \geq 0 \text{ para todas las } i \text{ y } r. \tag{10}$$

Observación: un desarrollo completo más riguroso reemplazaría  $u_r, v_i \geq 0$  por:

$$\frac{u_r}{\sum_{i=1}^m V_i x_{io}}, \frac{u_r}{\sum_{i=1}^m V_i x_{io}} \geq \varepsilon > 0 \tag{11}$$

Donde  $\varepsilon$  es un elemento no arquímedeano<sup>10</sup> más pequeño que cualquier número real. Esta condición garantiza que las soluciones serán positivas en esos valores. Lo cual guía a la segunda etapa de la optimización de las holguras o *slacks* (Cooper, *et al.* 2004).

La forma de relación arriba mencionada produce un número infinito de soluciones si  $(u^*, v^*)$  es óptima, entonces  $(\alpha u^*, \alpha v^*)$  es también óptima para  $\alpha > 0$ . Sin embargo, la transformación desarrollada por Charnes *et al.* (1962) para la programación fraccional lineal selecciona una solución representativa y produce el problema equivalente de programación lineal en el cual el cambio de variables de  $(u, v)$  a  $(\mu, \nu)$  es un resultado de la transformación Charnes-Cooper (*Ibíd.*).

---

<sup>10</sup> Se puede expresar como la propiedad de no tener elementos infinitamente grandes ni infinitamente pequeños.



$$\max z = \sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0}$$

Sujeto a:

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} \leq 0$$

$$\sum_{i=1}^m v_i x_{i0} = 1$$

$$\mu_r, v_i \geq 0 \tag{12}$$

Para el cual, el problema dual de PL (Programación Lineal) es:

$$\theta^* = \min \theta$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j \leq \theta x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$\sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_j \geq \theta y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s;$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n. \tag{13}$$

Este último modelo (13), es en ocasiones referido como el “modelo de Farrell” porque es el único utilizado por él. En la parte económica de la literatura del DEA se dice que se ajusta a la suposición de “disposición fuerte” porque ignora la presencia de holguras diferentes de cero. En la parte de investigación de operaciones de la literatura del DEA esto es señalado como “eficiencia débil” (Cooper, *et al.* 2004).

En virtud del teorema dual de programación lineal se asume que  $z^*=\theta^*$ . Por lo que se puede resolver (13) para obtener un resultado de eficiencia. Se puede colocar  $\theta=1$  y  $\lambda^*k=1$  (lambda) con  $\lambda^*k = \lambda^*_0$  y todas las demás  $\lambda^*j = 0$ , una solución para (13) siempre existe. Además, esta solución implica  $\theta^* \leq 1$ . La solución óptima,  $\theta^*$ , produce un resultado de eficiencia para una DMU en particular. El proceso es repetido para cada DMUj. Las DMUs para las cuales  $\theta^*<1$  son ineficientes, mientras las DMUs para las cuales  $\theta^*=1$  son puntos fronterizos (*ibíd*).

Algunos puntos fronterizos pueden ser “débilmente eficientes” porque existen holguras diferentes de cero. Esto puede parecer preocupante porque la alternativa óptima podría tener holguras diferentes de cero en algunas soluciones, pero en otros no. Sin embargo, podemos evitar estar preocupados incluso en tales casos, invocando el siguiente programa lineal en el cual las holguras toman sus valores máximos (*ibíd*).

$$\max \sum_{j=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_{j+} s_i^- = \theta^* x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$\sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_{j+} s_r^+ = y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s;$$

$$\lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0 \quad \forall i, j, r \quad (14)$$

Se puede observar que las opciones de  $S_i^-$  y  $S_r^+$  no afectan el óptimo  $\theta^*$  que está determinado del modelo (13). Estos adelantos llevan ahora a las siguientes definiciones acerca de la eficiencia relativa (Cooper, *et al.* 2004):

**DEA eficiente:** el desempeño de la DMU<sub>0</sub> es totalmente eficiente (100%) sí y solo si  $\theta^*=1$  y todas las holguras de  $c$  0.

**DEA débilmente eficiente:** el desempeño de la DMU<sub>0</sub> es débilmente eficiente sí y solo si  $\theta^*=1$  y  $S_i^- \neq 0$  y/o  $S_r^+ \neq 0$  para algún  $i$  y  $r$  en alguna alternativa óptima (*Ibíd*).

Cabe señalar que el desarrollo de las cantidades anteriores sirve para resolver el siguiente problema en dos pasos (*Ibíd*):

$$\min \theta - \varepsilon \left( \sum_{j=1}^m s_j^- + \sum_{r=1}^s s_r^+ \right)$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j + s_i^- = \theta x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$\sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_j + s_r^+ = y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s;$$

$$\lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0 \quad \forall i, j, r \quad (15)$$

Donde  $S_i^-$  y  $S_r^+$ , son variables de holgura utilizadas para convertir las desigualdades en (13) a ecuaciones equivalentes. Aquí  $\varepsilon > 0$  es también un elemento no arquimedeano menor a cualquier número real positivo. Esto es equivalente a resolver (13) en dos etapas primero minimizando  $\theta$ , luego arreglando  $\theta = \theta^*$  como en (10), donde las holguras son maximizadas sin alterar el valor previamente determinado de  $\theta = \theta^*$ . Formalmente, esto es equivalente a otorgar la “prioridad preferente” a la determinación de  $\theta^*$  en (12) (Cooper, *et al.* 2004).

Alternativamente, se podría haber comenzado con el lado *output* y haber considerado en lugar de la relación de input virtual la relación de *output* virtual. Esto reorientaría el objetivo de maximizar a minimizar, como en (10), para obtener (*Ibíd*):

$$\text{Min} \quad \sum_i v_i x_{ij} / \sum_r u_r y_{rj}$$

Sujeto a:

$$\sum_i v_i x_{ij} / \sum_r u_r y_{rj} \geq 1$$

Para  $j = 1, \dots, n$ ,

$u_r, v_i \geq \varepsilon > 0$  para todas las  $i$  y  $r$ .

(16)

De nuevo, la transformación Charnes-Cooper (1962) para la fraccional de programación lineal produce el modelo (17) (modelo multiplicador), con el problema dual asociado (18) (modelo envolvente), como se muestra a continuación:

$$\min q = \sum_{i=1}^m v_i x_{i0}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^m v_i x_{ij} - \sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} \geq 0$$

$$\sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0} = 1$$

$\mu_r, v_i \geq \varepsilon, \forall r, i$

(17)

$$\begin{aligned}
\max \quad & \emptyset - \varepsilon \left( \sum_{j=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+ \right) \\
\sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j + s_i^- &= x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m; \\
\sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_j - s_r^+ &= \emptyset y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s; \\
\lambda_j &\geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n.
\end{aligned} \tag{18}$$

Aquí se utiliza el modelo con un objetivo orientado a *output* en contraste con la orientación *input* en (15). Sin embargo, como antes, el modelo (18) es calculado en un proceso de dos etapas. Primero, se calcula ignorando las holguras. Luego optimizamos las holguras arreglando en el siguiente problema de programación lineal (Cooper, *et al.* 2004):

$$\begin{aligned}
\max \quad & \left( \sum_{j=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+ \right) \\
\text{Sujeto a:} \\
\sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j + s_i^- &= x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m; \\
\sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_j - s_r^+ &= \emptyset * y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s; \\
\lambda_j &\geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, n.
\end{aligned} \tag{19}$$

Luego, se modifica la definición previa de la eficiencia DEA orientada a *input* a la siguiente versión de orientado a *output* (*Ibíd.*).

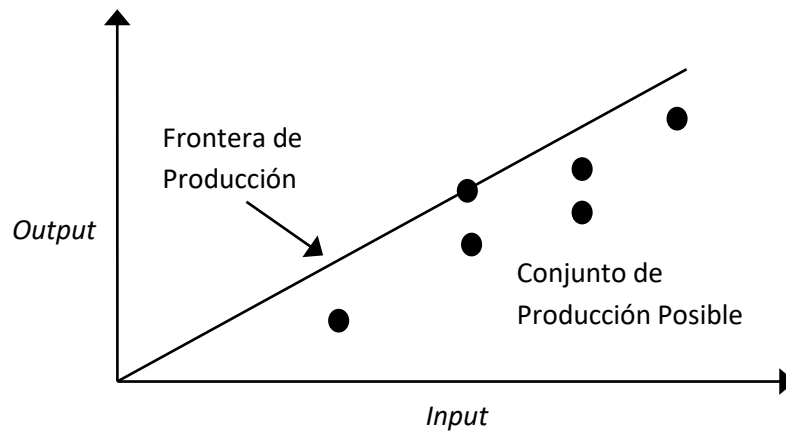
La DMU<sub>0</sub> es eficiente si y solo si  $\theta^* = 1$  y  $S_i^{-*} = S_r^{+*} = 0$  para todas las  $i$  y  $r$ . La DMU<sub>0</sub> es débilmente eficiente si  $\theta^* = 1$  y  $S_i^{-*} \neq 0$  y/o  $S_r^{+*} \neq 0$  para alguna  $i$  y  $r$  en alguna alternativa óptima (*Ibíd*).

### 3.2.5.3 El modelo BCC (Banker, Charnes y Cooper)

Anteriormente se discutió el modelo CCR, que es construido sobre la suposición de rendimientos a escala constantes de actividades como se describe por la frontera de producción en el caso de un único *input* y un único *output* mostrado en la gráfica 3.3.

Generalmente, se asume que el conjunto de producción posible tiene la siguiente propiedad: Sí  $(x, y)$  es un punto factible, entonces  $(tx, ty)$  para cualquier número positivo  $t$  también es factible. Esta suposición puede ser modificada para permitir conjuntos de producción posibles con diferentes postulados. De hecho, desde el principio de los estudios DEA, varias extensiones del modelo CCR han sido propuestas, entre las cuales el modelo BCC (Banker, Charnes y Cooper) es representativo. El modelo BCC tiene sus fronteras de producción en el núcleo convexo de las DMU's existentes (Banker, Charnes y Cooper, 1984).

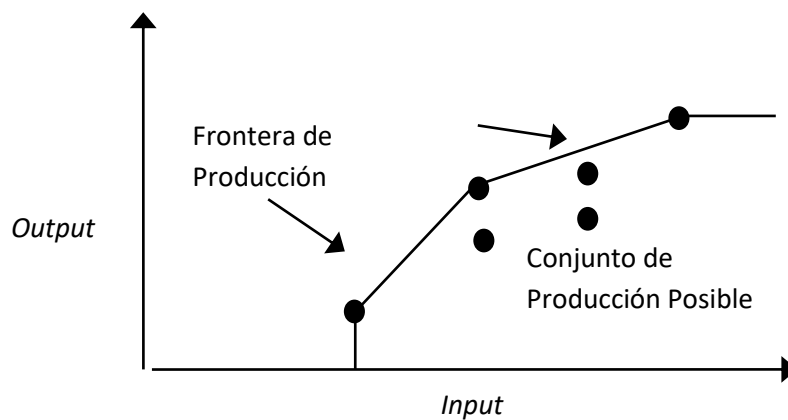
**Gráfica 3.3. Frontera de Producción del Modelo CCR**



Fuente: Cooper, Seiford y Zhu (2004).

Las fronteras tienen características cóncavas y lineales, mostradas en la gráfica 3.4, que guían a las caracterizaciones de los rendimientos a escala variables con (a) rendimientos a escala crecientes ocurriendo en la primera línea sólida de segmento seguida por (b) rendimientos a escala decrecientes en el segundo segmento y (c) rendimientos a escala constantes ocurriendo en el punto en donde la transición del primero al segundo segmento es realizada.

**Gráfica 3.4. Frontera de Producción del Modelo BBC**



Fuente: Cooper, Seiford y Zhu (2004).

Los modelos BCC y CCR se diferencian sólo en que el primero incluye la condición de convexidad  $\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$ ,  $\lambda_j \geq 0$ ,  $\forall j$ , en sus restricciones. Por eso, como podría esperarse, comparten propiedades en común y muestran diferencias (Cooper, *et al.*, 2000).

Se presenta a continuación el modelo BCC. Supóngase, que se tienen  $n$  DMUs donde cada  $DMU_j$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$ , produce los mismos *outputs* en diferentes cantidades,  $y_{rj}$  ( $r = 1, 2, 3, \dots, s$ ), utilizando los mismos  $m$  inputs,  $x_{ij}$  ( $i = 1, 2, \dots, m$ ), también en diferentes cantidades. La eficiencia de una  $DMU_0$  específica puede ser evaluada con el modelo BCC del DEA en “forma envolvente” y orientada a *output* como sigue (*Ibíd*):

$$\max \theta - \varepsilon \left( \sum_{i=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+ \right)$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} \lambda_j + s_i^- = x_{i0} \quad i = 1, 2, \dots, m;$$

$$\sum_{j=1}^n y_{rj} \lambda_j - s_r^+ = \theta y_{r0} \quad r = 1, 2, \dots, s;$$

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

$$\lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0 \quad \forall i, r, j \quad (20)$$

Donde  $\varepsilon > 0$  es un elemento no arquimedeano definido menor que cualquier número real positivo.



### 3.2.5.4 Orientación del Modelo

Siguiendo a Charnes, Cooper y Rhodes (1981), la eficiencia puede ser caracterizada con relación a dos orientaciones (o direcciones) básicas, pudiendo hacer referencias a modelos:

1. **Input orientado:** buscan, dado el nivel de *outputs*, la máxima reducción proporcional en el vector de *inputs* mientras permanece en la frontera de posibilidades de producción.
2. **Output orientado:** buscan, dado el nivel de *inputs*, el máximo incremento proporcional de los *outputs* permaneciendo dentro de la frontera de posibilidades de producción.

Teniendo en cuenta las orientaciones definidas, una DMU será considerada eficiente sí, y solo sí, no es posible incrementar las cantidades de *output* manteniendo fijas las cantidades de *inputs* utilizadas ni es posible disminuir las cantidades de *inputs* empleadas sin alterar las cantidades de *outputs* obtenidas (Coll y Blasco, 2006).

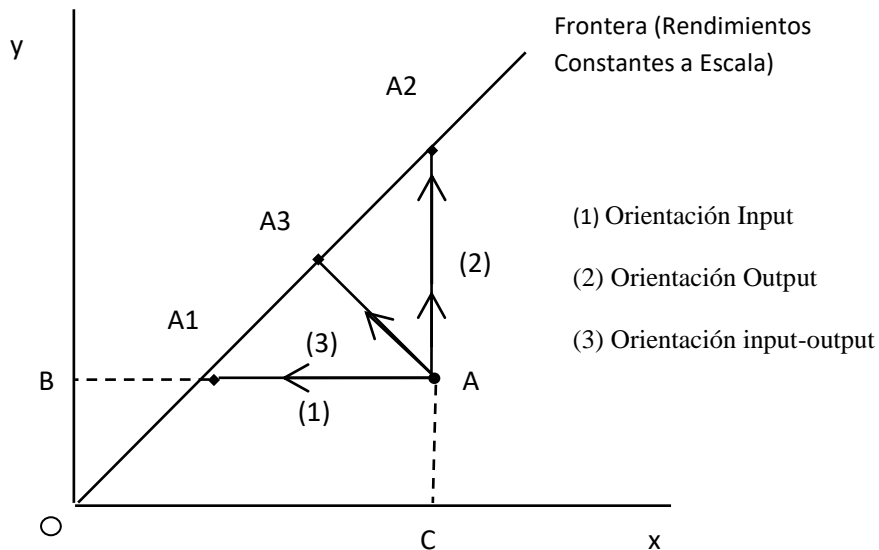
En la gráfica 3.5 se ha representado, bajo el supuesto de rendimientos constantes a escala, el caso de un único *input* y un único *output*, y en ella puede verse cómo la DMU A es ineficiente técnicamente, se sitúa por debajo de la frontera.

Desde el punto de vista de un modelo *input* orientado, la DMU A podría reducir la cantidad de *input*  $x$  (los *inputs* son controlables) y seguir produciendo la misma cantidad de *output*  $y$ , es decir, la DMU A debería tomar como referencia la mejor práctica de la DMU  $A_1$ .

La eficiencia (técnica) de la DMU considerada vendría dada por (*Ibíd*):

$$ET_A = BA_1 / BA \quad (21)$$

**Gráfica 3.5. Orientaciones en DEA**



Fuente: Cooper, Seiford y Zhu (2004).

De igual forma, al considerar la evaluación de la eficiencia a través de modelos *output* orientados (los *outputs* son controlables), la DMU A sería calificada como ineficiente. Esta DMU podría, consumiendo la misma cantidad de *input*, producir una mayor cantidad de *output*. En este caso, la eficiencia de la DMU A vendría dada por el cociente (Coll y Blasco, 2006):

$$ET_A = CA / CA_2 \quad (22)$$

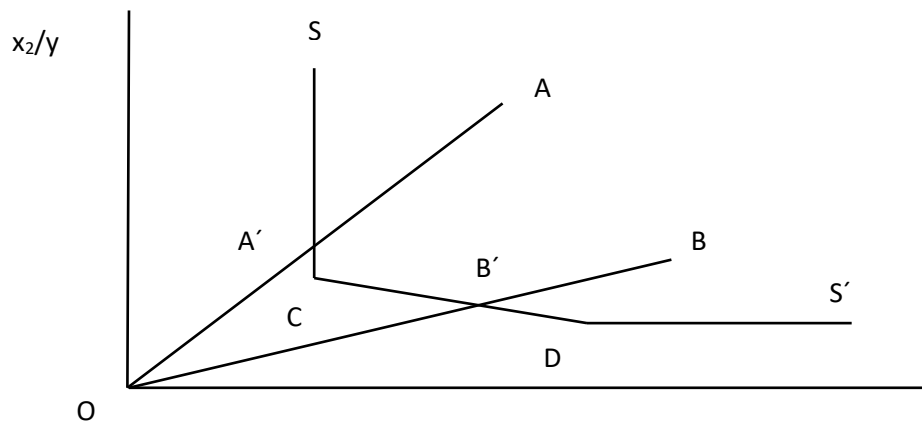
Bajo el supuesto de rendimientos constantes a escala, las medidas de eficiencia técnica *input* y *output* orientadas coinciden (*Ibíd*).

### 3.2.5.5 Análisis *slacks* (holguras) de las variables

El análisis *slacks* de las variables en los modelos DEA, proporciona la dirección en la cual habrán de mejorarse niveles de eficiencia de las llamadas unidades de toma de decisión DMUs. Es así, que un valor *output slack* representa el nivel adicional de *outputs* necesarios para convertir una

DMU ineficiente en una DMU eficiente. Asimismo, un valor *input slack* representa las reducciones necesarias de los correspondientes *inputs* para convertir un DMU en eficiente (Lo, *et al.* 2001).

**Gráfica 3.6. Análisis Slacks de las Variables**



**Fuente:** Navarro y Torres (2003).

El problema del análisis *slacks* queda ilustrado en la gráfica 3.6, donde se presentan combinaciones de *inputs* para dos empresas eficientes *C* y *D* que se encuentran sobre la frontera y para dos empresas ineficientes *A* y *B*. En términos de Farrell la eficiencia técnica de las empresas *A* y *B* se encuentra dada por  $OA' / OA$  y  $OB' / OB$ , respectivamente. Sin embargo, es cuestionable si el punto *A'* es un punto eficiente, ya que podría reducirse el monto del *input*  $x_2$  usado (por el monto  $CA'$ ) y aún producir el mismo *output*. Esto es conocido como *input slack* en la literatura (Coelli, *et al.* 2005).

### 3.2.6 Ventajas y Desventajas de la Utilización de los Modelos DEA

Al igual que todos los métodos dirigidos a medir la eficiencia, los modelos DEA presentan ventajas y limitaciones. Sin embargo, en este caso las limitantes que se identifican, son propias de las que experimentan tanto las técnicas econométricas como las de programación lineal

paramétrica. Mientras que las ventajas de los modelos DEA superan muchas de las limitaciones que se tienen a través de la instrumentación de los números índices o de las propias técnicas econométricas, como es el caso de considerar múltiples *inputs* y *outputs* o la propia normalización de las variables (Mercado *et al*, 1997 y Fuentes, 2003).

## **Ventajas**

Dentro de las ventajas que tienen los modelos de frontera en su instrumentación se pueden mencionar los siguientes (*Ibíd*).

- Es la técnica que mayor información produce a partir de los datos de entrada y salida. Aporta información útil para la gestión (grupos de comparación, seguimiento de objetivos).
- Los requerimientos de información son mínimos, tanto en las entradas como en las salidas.
- La posibilidad de utilizar múltiples productos e insumos, al mismo tiempo que permite la introducción de insumos discretos y variables de entorno y la generalización del modelo para incorporar la opinión de expertos.
- La posibilidad de no cometer errores de especificación.
- Los modelos DEA emplean una medición radial que permite tener una interpretación directa del efecto que tiene la eliminación de la ineficiencia técnica sobre costos e ingresos, respectivamente.
- Es conceptualmente fácil de entender y su estructura matemática no requiere fundamentos más allá de la programación lineal.

- Puede ayudar a construir la información que requiere la técnica de Cobb-Douglas o la translogarítmica, proporcionando a éstas los datos puntuales de la frontera eficiente y acercar así el ajuste de una función de producción a su concepto teórico: proveer de la máxima salida potencial que una empresa o conjunto de empresas es capaz de producir con un insumo dado.
- Los modelos DEA tienen la ventaja adicional de que brindan la versión dual del problema.
- Permite asumir rendimientos variables a escala y medir la eficiencia de escala, lo cual no es posible con los métodos paramétricos.

## **Desventajas**

Como desventajas en la utilización de los modelos DEA se pueden citar los siguiente (*Ibíd*):

- El carácter determinístico de la medición.
- El número de empresas catalogadas como eficientes es sensible al número de insumos y/o productos empleados en la estimación. Complicación de obtener un análisis de sensibilidad del modelo.
- Extensión del análisis de indicadores.
- Alta influencia en la frontera de pertenencia a los grupos de comparación.

### **3.3 Modelo DEA *Network***

#### **3.3.1 Modelo DEA *Network***

De acuerdo con Färe y Grosskopf (2000), la mayoría de los modelos DEA tradicionales tratan a sus tecnologías de referencia como cajas negras. El modelo en red (*Network*) propuesto por el Instituto Sueco de Economía de la Salud (IHE), permite mirar dentro de estas cajas para evaluar el desempeño de la organización.

#### **3.3.2 Revisión de la Literatura**

Los estudios sobre la eficacia de la gestión de las empresas eléctricas surgieron principalmente después de la década de 1990 (Jamab y Pollitt, 2001 y Qassim *et al.*, 2005). Estos estudios evaluaron los servicios públicos en varios países y se aplican varios métodos alternativos para la medición de la eficiencia como el DEA y el Análisis de Frontera Estocástica (SFA).

La mayoría de dichos estudios se han centrado en la eficiencia de las funciones específicas, en particular la función de red (transmisión y distribución), por ejemplo, Hjalmarsson y Weiderpass (1992), Forsund y Kittelsen (1998) y Hattori (2002). Por otro lado, sólo unos pocos estudios abordan la eficiencia a nivel de empresa, de las empresas eléctricas integradas verticalmente.

Goto y Tsutsui (1998) examinaron la eficacia a nivel de empresa utilizando DEA para las principales empresas eléctricas integradas verticalmente en Japón y los EE.UU. de 1984 a 1993. Los datos utilizados fueron cuatro entradas; capacidad de generación de la placa de identificación (MW) como *proxy* para el total de activos de las empresas, el combustible utilizado (kilocalorías), número de empleados, y el poder adquirido (GWh: Gigavatios- hora), y dos

salidas; las ventas a residencial y las ventas a clientes no residenciales (GWh). Este estudio no consideró la eficiencia de cada división y supone que los activos de transmisión y distribución eran más o menos proporcional al activo de la división de generación. Sin embargo, esta suposición no siempre es válido.

Färe y Grosskopf (1996, 2000) son los primeros en introducir una estructura de red en el modelo del DEA para estudiar la estructura de la tecnología oculta en el cuadro negro del modelo estándar del DEA. El modelo de DEA red asume nodos  $k$  (actividades) dentro de la caja de color negro. En cada nodo, los intermedio (y/o exógenos) se utilizan con el fin de producir productos intermedios (y/o finales). Estos nodos son considerados como subsecciones en las que se realizan diferentes actividades.

Otro modelo Network DEA, es el propuesto por Lewis y Sexton (2004), este modelo tiene una estructura de multi-etapas como una extensión del modelo DEA de dos etapas propuesto por Sexton y Lewis (2003). Este estudio resuelve un modelo DEA para cada nodo independiente. Para un modelo orientado a los resultados, en primer lugar, se resuelve un modelo general DEA para el nodo aguas arriba en la primera etapa, para obtener la solución óptima de los productos. En la siguiente etapa, una parte de (o todos) salidas óptimas obtenidos en el nodo de aguas arriba se aplican como insumos intermedios al siguiente nodo. Después de resolver modelos DEA para todos los nodos, a su vez, una salida óptima final se obtiene en el último nodo. La puntuación de eficiencia a nivel de empresa se mide como la salida óptima definitiva dividido por una producción observada. Similar a Färe y Grosskopf, la intensidad de la conectividad entre las actividades no se limita en este modelo y las eficiencias divisionales se supone que son independientes unas de otras.

Delmas y Tokat (2005), también examinaron la eficiencia de las empresas integradas verticalmente en los EE.UU. y descubrieron la relación entre los índices de eficiencia y proporción de electricidad que se genera por sus propias centrales eléctricas. Este estudio considera los insumos de las divisiones, como la generación, transmisión, distribución, ventas y gastos administrativos.

Tsutsui y Tone (2007), estudia las compañías de energía eléctrica integradas verticalmente en un periodo de 1990-2001. Este estudio se encuentra estructurado en cuatro nodos determinados por los subprocesos de generación, transmisión, distribución y ventas. En este estudio se utilizan inputs de capital y mano de obra para cada una de las divisiones, vinculando cada uno de los subprocesos mediante inputs intermedios.

Tsutsui y Tone, modifico el modelo Network DEA de Färe y Grosskopf (2000) y proponen una red restringida DEA (CNDEA), que restringe de forma explícita la intensidad de la conectividad entre las actividades. Esta restricción no se ha considerado en los estudios anteriores. En este modelo, sólo las DMU's que tienen un buen desempeño en todas las divisiones será evaluado como más eficiente, mientras que las empresas con la eficiencia de la división desequilibrada puntúan como ineficientes.

### **3.3.3 Análisis Cronológico de las Principales Investigaciones Internacionales del Sector Eléctrico (Mediciones DEA)**

A continuación, se presenta de manera esquemática un análisis cronológico de los principales estudios realizados a nivel internacional que miden la eficiencia del sector eléctrico de diferentes



países y procesos, a través del DEA. Esto con la finalidad de enmarcar la importancia que tiene la presente investigación, siendo la primera de su tipo (véase tabla 3.1).

**Tabla 3.1. Cronograma de las Principales Investigaciones Internacionales del Sector Eléctrico utilizando Mediciones DEA**

<b>Año</b>	<b>Autor</b>	<b>Título</b>	<b>Inputs</b>	<b>Outputs</b>	<b>Fuente</b>	<b>Método</b>
1998.	Goto y Tsutsui	Comparison of productive and cost efficiencies among Japanese and US electric utilities.	-Capacidad de generación - Combustible utilizado -Número de empleados -Energía adquirida	-Ventas a residenciales -Ventas a no residenciales	GRIPS Policy	DEA
2003	Edvardsen y Førsund	International benchmarking of electricity distribution utilities.	-Operativos totales y costos de mantenimiento de pérdidas -Valor de reposición	-Número total de líneas de suministro -Número de clientes	Resource and Energy Economics	Índice de Malmquist
2003.	Tsutsui y Tone	Application of Network DEA Model to Vertically Integrated Electric Utilities	<b>Generación (Inputs)</b> -Capacidad nominal -Número de empleados -Consumo de combustible <u>Input intermedio</u> -Energía eléctrica generada	<b>Generación:</b> -Energía eléctrica generada <b>Transmisión:</b> -Energía eléctrica transmitida a grandes clientes. -Energía eléctrica transmitida a pequeños clientes <b>Distribución:</b>	GRIPS Policy	Network DEA

			<p><b>Transmisión</b> (<i>Inputs</i>)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Longitud de línea</li> <li>-Energía adquirida</li> <li>-Número de empleados</li> </ul> <p><u><i>Input intermedio</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energía eléctrica transmitida a pequeños clientes</li> <li>-Energía eléctrica distribuida a grandes clientes</li> </ul> <p><b>Distribución</b> (<i>Inputs</i>)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacidad de transformación</li> <li>-Número de empleados</li> </ul> <p><u><i>Input intermedio</i></u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Energía eléctrica distribuida a grandes clientes</li> <li>-Energía eléctrica distribuida a los pequeños clientes</li> </ul> <p><b>Ventas (Inputs)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Número de empleados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Energía eléctrica distribuida a grandes clientes</li> <li>-Energía eléctrica distribuida pequeñas clientes</li> </ul> <p><b>Ventas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Ventas totales de energía</li> </ul>		
2005.	Delmas y Tokat	Deregulation Process, Governance Structures and Efficiency: The U.S.	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Costo laboral</li> <li>-Valor de las plantas</li> <li>-Gastos de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Ventas totales de bajo voltaje (residenciales y comerciales)</li> </ul>	Stanford	DEA

		Electric Utility Sector	<ul style="list-style-type: none"> <li>producción</li> <li>-Gastos transmisión</li> <li>-Gastos de distribución</li> <li>-Gastos de ventas</li> <li>-Gastos administrativos</li> <li>-Gastos generales</li> <li>-Electricidad comprada de otras fuentes</li> </ul>	-Ventas de alta tensión (industriales y de intercambio)		
2006	Pombo y Taborda	Performance and efficiency in Colombia's power distribution system: Effects of the 1994 reform.	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Número de empleados en la distribución de energía</li> <li>-Comercialización</li> <li>-Número de transformadores</li> <li>-Número subestaciones</li> <li>-Líneas de alta tensión</li> <li>-PIB per cápita regional</li> <li>-Capacidad nacional instalada en la generación de electricidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Ventas totales</li> <li>-Clientes totales</li> </ul>	Energy Economics	DEA
2006.	Cadena A. <i>et al.</i>	Efficiency analysis in electricity transmission utilities	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Cantidad de material conductor eléctrico</li> <li>-Pérdidas de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacidad de Potencia</li> <li>-Calidad del servicio de energía eléctrica</li> </ul>		DEA-SFA

			energía eléctrica -Nivel de Voltaje -Gastos de Operación -Cantidad de material conductor eléctrico -Activos no eléctricos			
2006.	Abbott M.	The productivity and efficiency of the Australian	-Capital social -Energía utilizada -Mano de obra empleada	-Electricidad consumida	Energy Economics	DEA
2007	Wang <i>et al.</i>	Performance based regulation of the electricity supply industry in Hong Kong: An empirical efficiency analysis approach	-Gastos de capital de trabajo	-Total de las ventas de electricidad suministrada -Número total de clientes	Energy Policy	Indice de Malmquist
2007	Tone y Tsutsui	Decomposition of cost efficiency and its application to Japanese-US electric utility comparisons	-Capacidad de generación -Longitud de la línea de transmisión -Capacidad de los transformadores de distribución -Índice de capital social -Costo total para la entrada de capital	-Ventas netas de energía eléctrica	Socio-Economic Planning Sciences	DEA

			-Número total de empleados Combustible			
2007	Lins y Sollero	Integrating the regulatory and utility firm perspectives, when measuring the efficiency of electricity distribution	-Costo operacional -Número de empleados -Pérdidas -Interrupción Promedio del Sistema -Índice de duración -Tamaño de la red	-Número de consumidores -Energía entregada -Área de servicio	European Journal of Operational Research	DEA
2008.	Vaninsky A.	Environmental Efficiency of Electric Power Industry of the United States: A Data Envelopment Analysis Approach	-Tasa de emisiones de CO2 -Pérdidas de energía eléctrica	-Utilización de combustibles fósiles.		DEA
2008.	Tone y Tsutsuin	Network DEA: A slacks-based measure approach	<b>Generación:</b> <i>Input</i> -Capital, trabajo y combustible <i>Input intermedio</i> -Producción de energía eléctrica <b>Transmisión:</b> <i>Input</i> -Capital y trabajo <i>Intermedio</i> -Energía eléctrica enviada a través de las <i>líneas</i> de	<b>Generación:</b> <i>Outputs</i> -Producción de energía eléctrica <b>Transmisión:</b> <i>Outputs</i> -Energía eléctrica enviada a grandes consumidores <b>Distribución:</b> <i>Outputs</i> -Energía eléctrica enviada a pequeños consumidores		Network DEA

			transmisión <b>Distribución:</b> <i>Input</i> -Capital y trabajo			
2009	Azadeh A. y Haderi S.	An integrated DEA–COLS–SFA algorithm for optimization and policy making of electricity distribution units.	-Longitud de la red (km) -Capacidad de los transformadores -Número de empleados	-Número de clientes -Venta total de electricidad	Energy policy	DEA-SFA
2010	Kumar y Gupta	A micro level study of an Indian electric utility for efficiency enhancement	-Costo de Operación y Mantenimiento -Número de empleados -Duración media de la interrupción -Distribución de la longitud de línea -Capacidad de transformación	-Energía vendida -Número de clientes	Energy	DEA
2011	Kumar y Gupta	Performance Evaluation and Improvement Directions for an Indian Electric Utility	-Número de empleado	-Energía vendida -Número de clientes -Tiempo de interrupción	Energy Policy	DEA
2014	Li, Li y Zheng	Unified Efficiency Measurement of Electric Power Supply Companies in China	-Longitud de la red por encima de 35 kV -Capacidad transformadores	-Cantidad de suministro de energía eléctrica -Fiabilidad del suministro de		DEA

			por encima de 35 kV -Número de empleados -Costo de la actividad principal	energía -Calidad de la tensión -Falta de red		
2014.	Oveis B.	Measuring the Efficiency of Electricity Distribution Companies in Iran Data Envelopment Analysis (dea) Approach.	-El número de personal especializado en la empresa - La longitud de las líneas de baja tensión en la empresa -La capacidad de transferencia en la empresa	-La producción de electricidad en la empresa (ventas)		DEA

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.3.4 Elementos Teóricos del DEA Network

Los modelos tradicionales de DEA para la medición del desempeño se basan en el pensamiento acerca de que la producción es una "caja negra", en donde los *inputs* son transformados dentro de esta caja para obtener *outputs*. El proceso real de transformación en general, no se modela de forma explícita; más bien, simplemente se especifica lo que entra en la caja y lo que sale. Esto es, de hecho, una de las ventajas del DEA, ya que imponer la estructura del proceso de transformación, la revela. Sin embargo, cuando los investigadores aplican DEA a industrias o situaciones específicas, a menudo han tenido que añadir más estructura al modelo para adaptarse

mejor a la aplicación. Los ejemplos abundan e incluyen, entre otros: modelos de dos (o más) etapas, los modelos híbridos, regiones como de garantía, ventanas, etc. (Färe y Grosskopf, 2000).

Las variaciones del DEA antes mencionadas son generalmente para personalizar el modelo y adaptarlo a la aplicación. Färe y Grosskopf, se centran de una manera más general, en el proceso de transformación dentro del cuadro negro. La formulación general que utilizan es un modelo *network*, que ha demostrado ser fructífero en aplicaciones de ingeniería e investigación de operaciones, entre otros.

En base al trabajo de Shephard y Färe (1970), en las correspondientes producciones dinámicas, Färe y Grosskopf (1996) desarrollaron una serie de modelos *network* que pueden ser utilizados para tratar varios refinamientos de los modelos DEA estándar.

En su publicación Färe y Grosskopf (2000) presenta tres modelos en red (*network*), el primero usado por Färe y Grosskopf (1996) para estudiar la asignación de tierras de cultivo para diversos cultivos, permite la asignación de un factor o *input* fijo entre usos alternativos. Esta estructura general también podría ser utilizado para introducir la asignación de un presupuesto o la asignación de recursos entre unidades o ramas.

El segundo modelo, usado por Färe y Whittake (1995), modelos explícitamente para productos intermedios, es decir, los productos producidos y utilizados en el interior de la tecnología. Este modelo también es utilizado por Färe y Grosskopf (1996) para estudiar las estructuras organizativas alternativas de una firma con varias plantas, siendo este el enfoque medular de esta investigación. Y solo por mencionarlo, la tercera formulación *network* es un modelo de DEA

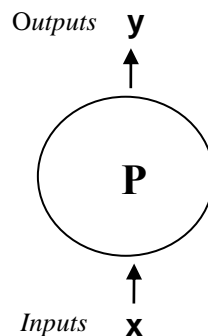


dinámico en el que algunos outputs del período  $t$  son *inputs* del siguiente periodo,  $t+1$ . Esto proporciona una alternativa a los modelos dinámicos de la DEA propuesto por Sengupta (1995), y es usado por Färe y Grosskopf (1997) para estudiar la eficiencia dinámica de los países de la comunidad económica Asia-Pacífico (APEC).

Primeramente para representar los modelos *network* presentados por Färe y Grosskopf (2000), resulta conveniente mencionar de manera general el modelo estático-simple no *network*, en el cual los inputs son expresados por  $x=(X_1, \dots, x_N)$  y outputs por  $y=(y_1, \dots, y_M)$ , referido a menudo como la caja negra y el cual se muestra de manera gráfica en la figura 3.2.

Aquí, los *inputs*  $x$  son empleados en el proceso de producción  $P$  para producir los *outputs*  $y$ .  $P$  puede ser modelado, en el caso más simple, por una función de producción o como un modelo DEA en casos más complejos. Independientemente como es modelado  $P$ , no hay información sobre lo que está sucediendo dentro del proceso de producción de  $P$ . Solo la transformación de *inputs* en *outputs*  $x \rightarrow y$  es modelada.

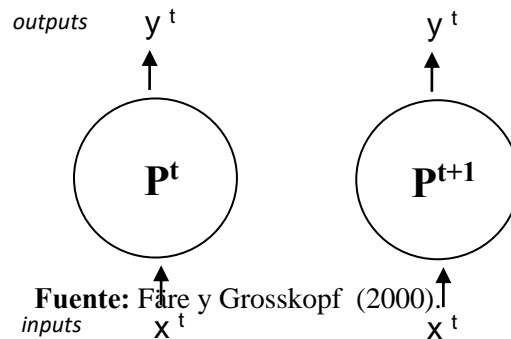
**Figura 3.2. Tecnología Estática**



**Fuente:** Färe y Grosskopf (2000).

Este modelo estático también se puede utilizar para medir el rendimiento en el tiempo, tal como se muestra en la figura 3.3. El modelo estático comparativo toma la tecnología y los *inputs* como fijo y exógenos en cada período, sin embargo, el cambio técnico puede ocurrir con el tiempo. Esta idea ha sido utilizada para modelar el cambio de la productividad en un marco DEA. También muestran cómo utilizar DEA para calcular y descomponer los índices de productividad de Malmquist en cambios en la eficiencia (*catching up*) y el cambio técnico (cambios en la frontera).

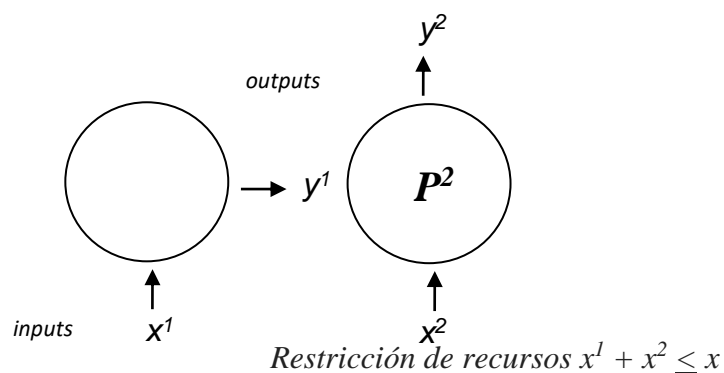
**Figura 3.3. Comparación de la Tecnología Estática**



### 3.3.5 Modelo Estático *Network*

Para el caso del análisis de un modelo relacionado que introduce la vinculación entre los procesos que caracterizan a los modelos *network*, se debe suponer que hay dos procesos de producción,  $P^1$  y  $P^2$ , cada uno produciendo un vector *output*  $y^1$  y  $y^2$ , respectivamente. Además, se supone que los dos procesos utilizan la misma fuente de *inputs*  $x$ . En este caso, se puede analizar la asignación de  $x$  para  $P^1$  y  $P^2$ . En particular, si  $x^1$  es empleado para  $P^1$  y  $x^2$  para  $P^2$ , entonces la suma no puede exceder  $x$ , es decir,  $x^1 + x^2 \leq x$ . Este tipo de modelo es conocido en economía agrícola como un modelo con *inputs* fijos ( $x$ ), pero asignables (véase figura 3.4)

**Figura 3.4. Tecnología con Restricción de Recursos**



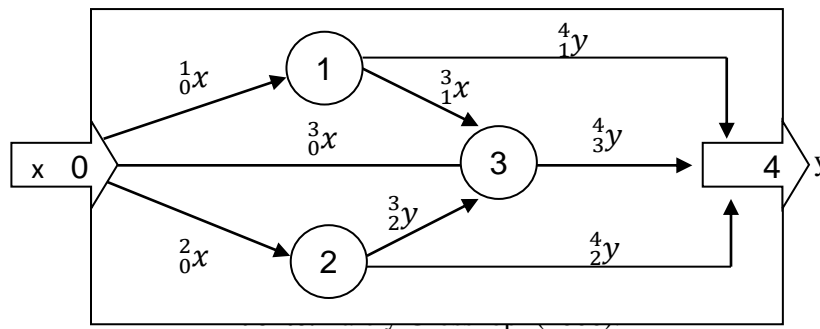
**Fuente:** Färe y Grosskopf (2000).

Färe y Grosskopf, mencionan que para ejemplificar este tipo de modelos, podríamos suponer el caso en el que  $y^1$  es el *output* de maíz y  $y^2$  es el *output* de soja. Entonces, la tierra y otros recursos  $x$  pueden ser asignados a la producción de  $y^1$  y  $y^2$  con la restricción de que el total de uso de *inputs* no excede los recursos dados  $x$ . Este modelo puede ser utilizado para determinar la asignación óptima (maximización de *output*, maximizar ingresos o de maximización de beneficios) de tierra a los cultivos, también podría ser utilizado para simular el efecto de programas de reserva (Färe y Grosskopf, 2000).

En el modelo estático *network*, los intentos de analizar el interior de un proceso de producción para modelar explícitamente la caja negra, los "subprocesos" y los "bienes intermedios" son los dos nuevos conceptos necesarios para modelar una red (*network*). La figura 3.5 describe una red con tres sub procesos, 1, 2 y 3. Para esto, una fuente 0 y una salida o "*sink*" 4 es añadida. La fuente da a la red  $x$  *inputs* exógenos, estos están asignados a los subprocesos  ${}_0^i x$ ,  $i = 1, 2, 3$  con la

restricción  ${}^1_0x + {}^2_0x + {}^3_0x, \leq x$ . El "prescript" inferior se refiere a la fuente de los inputs, mientras que el "prescript" superior es el destino o punto de uso del *input* (*Ibíd*).

**Figura 3.5 Tecnología Network (en Red)**



El subproceso 1 produce el vector *output*  $y^1$ , del cual algunos son outputs intermedios  ${}^3_1y$  y otros son *outputs* finales  ${}^4_1y$ , es decir,  $y^1 < {}^3_1y + {}^4_1y$ . La notación significa que el proceso 1, en el índice inferior, produce *outputs* que son inputs en el proceso 3, es decir  ${}^3_1y$ . Además, algunas de sus outputs son outputs finales representados con el índice superior 4.

En la práctica, los outputs intermedios también pueden ser outputs finales, como en el caso de piezas de repuesto. El subproceso o nudo 3, utiliza inputs exógenos en la red  ${}^3_0x$ , así como inputs intermedios producidos en el subproceso 1 y 2, es decir,  ${}^3_1y$  y  ${}^3_2y$ , respectivamente, para producir el output final  ${}^4_3y$ . El "sink" 4 colecta todos los outputs finales de la red, es decir,  $y = {}^4_1y + {}^4_2y + {}^4_3y$ . Mediante la adición de ceros adecuadamente en los vectores, se evita el problema de la dimensionalidad (*Ibíd*).

### 3.3.6 Aspectos Metodológicos del Modelo *Network* DEA

En particular Färe y Grosskopf (2000), modelan las redes como el conjunto de restricciones o tecnologías referentes a los modelos DEA. Estos modelos han demostrado ser muy útiles para medir la eficiencia y productividad. El modelo *Network* DEA (red DEA) no es un modelo único, sino una familia de modelos, con la característica común de tener restricciones lineales. Färe y Grosskopf añaden un objetivo para estos modelos con el fin de transformarlas en medidas de desempeño del DEA.

Se asume que hay  $k = 1, \dots, K$  Unidades de Toma de Decisiones (DMUs) u observaciones de inputs y outputs  $(x^k, y^k) = (x_{k1}, \dots, x_{kN}, y_{k1}, \dots, y_{kM})$ . Los coeficientes  $(x_{km}, y_{km})$   $n = 1, \dots, N, m = 1, \dots, M, k = 1, \dots, K$  están obligados a satisfacer ciertas propiedades (*Ibíd*).

Para formular el modelo de la DEA de los datos  $(x^k, y^k)$ , necesitamos introducir variables de intensidad  $z^k$   $k = 1, \dots, K$ , una para cada observación o actividad  $k$ . Estas variables no negativas nos dicen en qué medida una DMU particular, está involucrada en la producción de *outputs*. El modelo básico, escrito en términos de un conjunto de *outputs*, es (*Ibíd*):

$$P(x) = \left\{ \begin{array}{l} (y_1, \dots, y_M): y_m \leq \sum_{k=1}^K z_k y_{km}, m = 1, \dots, M, \quad \sum_{k=1}^K z_k x_{kn} \leq x_n, n = 1, \dots, N. \\ z_k \geq 0, k = 1, \dots, K. \end{array} \right\} \quad (1)$$

La heurística<sup>11</sup> de este modelo se muestra en la figura 5.1. A pesar de que satisface ciertas propiedades, tales como rendimientos constantes a escala y libre disponibilidad de *inputs* y

---

<sup>11</sup> La *Heurística* es la capacidad que ostenta un sistema determinado para realizar de manera inmediata innovaciones positivas para sí mismo y sus propósitos.

*outputs*, nada en particular se puede decir a priori acerca de su estructura interna. Por ejemplo, no se puede determinar qué *inputs* se asignan a la producción de los diferentes *outputs*, o si se producen productos intermedios (*Ibíd*).

Este modelo fijo, pero de entradas asignativas, ofrece una idea de cómo los *inputs* pueden ser compartidos por diferentes procesos, aquí modelados por dos conjuntos de *outputs*  $P^1$  y  $P^2$ . Por simplicidad, se asume que sólo el primer *input* puede ser asignado entre dos procesos o nodos, y que los demás son preasignado a un proceso específico para cada DMU. Aquí, los superíndices se refieren al proceso,  $P^1$  y  $P^2$ . En este caso, el modelo heurístico de la figura 5.4 puede formalizarse como (*Ibíd*):

$$\begin{aligned} \mathfrak{P} (\hat{x}_1^1, \hat{x}_2^1, \dots, \hat{x}_N^1, \hat{x}_2^2, \dots, \hat{x}_N^2) = (y^1 + y^2) = \sum_{m=1}^M (y_m^1 + y_m^2): y_m^1 \leq \sum_{k=1}^K z_k^1 y_{km}^1, \\ m = 1, \dots, M, \sum_{k=1}^K z_k^1 y_{k1}^1 \leq x_1^1, \sum_{k=1}^K z_k^1 y_{kn}^1 \leq \hat{x}_n^1, n = 2, \dots, N, z_k^1 \geq 0, k = 1, \dots, K, \\ y_m^2 \leq \sum_{k=1}^K z_k^2 y_{km}^2, m = 1, \dots, M, \sum_{k=1}^K z_k^2 y_{k1}^2 \leq x_1^2, \sum_{k=1}^K z_k^2 x_{kn}^2 \leq \hat{x}_n^2, n = 2, \dots, N \\ z_k^2 \geq 0, k = 1, \dots, K, x_1^1 + x_1^2 \leq \hat{x}_1^1 \}. \end{aligned} \quad (2)$$

La principal diferencia entre los modelos (1) y (2) es que en el (2) la asignación del primer input  $\hat{x}_1$  entre los dos subprocesos no se da a priori como los otros inputs  $\hat{x}_2^1, \dots, \hat{x}_N^1, \hat{x}_2^2, \dots, \hat{x}_N^2$ . Por el contrario, sólo se requiere que la asignación a través de subprocesos sea factible, que es la interpretación de la última desigualdad en (2). El modelo en (1) no prevé dicha asignación, ya

que puede ser visto como una agregación de (2) que oscurece los subprocessos (Färe y Grosskopf, 2000).

Todo el modelo en red ilustrado en la figura 3.5 incluye productos intermedios e *inputs* asignados. Un producto es intermedio en el sistema de producción si este es producido y consumido, es decir, este es tanto *output* como *input*, dentro de la red. Por supuesto que no todos los bienes intermedios son necesariamente consumidos o utilizados en el seno de la red; ya que pueden ser también *outputs* finales. Una vez más, las piezas de repuesto es un ejemplo típico de este último (*Ibíd*).

Färe y Grosskopf (2000), ilustran la red en la figura 3.5, la cual tiene tres subprocessos productivos, una fuente y una salida, que da un total de cinco nodos (0,...,4). Cabe denotar que el total de *inputs* (exógenos) disponibles por  $x$  y  ${}_0^i x$ ,  $i = 1,2,3$  denotan la cantidad del vector de *inputs* (exógenos) que se asigna al nodo  $i$ .

La fuente de los nodos del modelo, se encuentra restringida por la asignación de los *inputs* exógenos; en particular (*Ibíd*):

$$x \geq \sum_{i=1}^3 {}_0^i x \quad \text{ó} \quad x_n \geq {}_0^1 x_n + {}_0^2 x_n + {}_0^3 x_n, n = 1, \dots, N. \quad (3)$$

Denote que el vector de *outputs* producidos por subprocessos o subtecnología  $i$  y entregado al nodo  $j$  por  ${}_j^i y$ . Retornando a la figura 5.4 se puede observar que el total de la producción del nodo 1 es  ${}_1^3 y + {}_1^4 y$  donde  ${}_1^3 y$  es su *output* de productos intermedios y  ${}_1^4 y$  es su *output* final. El nodo 1 no utiliza ningún producto intermedio como *input*.

El nodo o subproceso 3 sin embargo, usa *inputs* para el nodo 1 ( $\begin{smallmatrix} 3 \\ 1 \end{smallmatrix}y$ ) y nodo 2 ( $\begin{smallmatrix} 3 \\ 2 \end{smallmatrix}y$ ) también como *input* exógeno  $\begin{smallmatrix} 3 \\ 0 \end{smallmatrix}y$ . Este nodo produce un solo *output* final  $\begin{smallmatrix} 4 \\ 3 \end{smallmatrix}y$ . La salida o colección del nodo 4, dado que cada subtecnología produce distintos vectores *outputs*  $\begin{smallmatrix} 4 \\ j \end{smallmatrix}y \in \mathbb{R}_+^{M^j}$ ,  $j = 1, 2, 3$ , donde  $M = M^1 + M^2 + M^3$ . Puede ser escrito como (*Ibíd*):

$$y = (\begin{smallmatrix} 4 \\ 1 \end{smallmatrix}y, \begin{smallmatrix} 4 \\ 2 \end{smallmatrix}y, \begin{smallmatrix} 4 \\ 3 \end{smallmatrix}y). \quad (4)$$

Si no se insiste que cada nodo produce distintos *outputs*, el total de la producción puede ser escrita como la suma de los *outputs* de los nodos individuales  $\sum_{j=1}^3 \begin{smallmatrix} 4 \\ j \end{smallmatrix}y$ . El número apropiado de nodos debe ser añadido.

La tecnología DEA asociada con  $k = 1, \dots, K$  observaciones puede ser escrita en términos del conjunto de *outputs* como (Färe y Grosskopf, 2000):

$$\text{Nodo o subproceso 3} \left\{ \begin{array}{l} \text{(a)} \quad \begin{smallmatrix} 4 \\ 3 \end{smallmatrix}y_m \leq \sum_{k=1}^k z_k^3 \begin{smallmatrix} 4 \\ 3 \end{smallmatrix}y_{km}, m = 1, \dots, M^3, \\ \text{(b)} \quad \sum_{k=1}^k z_k^3 \begin{smallmatrix} 3 \\ 0 \end{smallmatrix}x_{kn} \leq \begin{smallmatrix} 3 \\ 0 \end{smallmatrix}x_n, n = 1, \dots, N, \\ \text{(c)} \quad \sum_{k=1}^k z_k^3 \begin{smallmatrix} 3 \\ 1 \end{smallmatrix}y_{km} \leq \begin{smallmatrix} 3 \\ 1 \end{smallmatrix}y_m, m = 1, \dots, M^1, \\ \text{(d)} \quad \sum_{k=1}^k z_k^3 \begin{smallmatrix} 3 \\ 2 \end{smallmatrix}y_{km} \leq \begin{smallmatrix} 3 \\ 2 \end{smallmatrix}y_m, m = 1, \dots, M^2, \\ \text{(e)} \quad z_k^3 \geq 0, k = 1, \dots, K \end{array} \right.$$



$$\begin{array}{l}
\text{Nodo o Subproceso 1} \\
\text{Nodo o subproceso 2} \\
\text{Distribución de } inputs \\
\text{exógenos}
\end{array}
\left\{ \begin{array}{l}
\text{(f)} \quad \left( \begin{smallmatrix} 3 \\ 1 \end{smallmatrix} y_m + \begin{smallmatrix} 4 \\ 1 \end{smallmatrix} y_m \right) \leq \sum_{k=1}^i z_k^1 \left( \begin{smallmatrix} 3 \\ 1 \end{smallmatrix} y_{km} + \begin{smallmatrix} 4 \\ 1 \end{smallmatrix} y_{km} \right), m = 1, \dots, M^1, \\
\text{(g)} \quad \sum_{k=1}^k z_k^1 x_{kn} \leq \begin{smallmatrix} 1 \\ 0 \end{smallmatrix} x_n, n = 1, \dots, N, \\
\text{(h)} \quad z_k^1 \geq 0, k = 1, \dots, K \\
\\
\text{(i)} \quad \left( \begin{smallmatrix} 3 \\ 2 \end{smallmatrix} y_m + \begin{smallmatrix} 4 \\ 2 \end{smallmatrix} y_m \right) \leq \sum_{k=1}^i z_k^2 \left( \begin{smallmatrix} 3 \\ 2 \end{smallmatrix} y_{km} + \begin{smallmatrix} 4 \\ 2 \end{smallmatrix} y_{km} \right), m = 1, \dots, M^2, \\
\text{(j)} \quad \sum_{k=1}^k z_k^2 x_{kn} \leq \begin{smallmatrix} 2 \\ 0 \end{smallmatrix} x_n, n = 1, \dots, N, \\
\text{(k)} \quad z_k^2 \geq 0, k = 1, \dots, K \\
\\
\text{(l)} \quad \begin{smallmatrix} 1 \\ 0 \end{smallmatrix} x_n + \begin{smallmatrix} 2 \\ 0 \end{smallmatrix} x_n + \begin{smallmatrix} 3 \\ 0 \end{smallmatrix} x_n \leq x_n, n = 1, \dots, N \}
\end{array} \right. \quad (5)$$

**Fuente:** Färe y Grosskopf (2000).

En el modelo en red (5), se pueden identificar tres subtecnologías. La tercera  $\mathfrak{P}^3(\begin{smallmatrix} 3 \\ 0 \end{smallmatrix} x, \begin{smallmatrix} 3 \\ 1 \end{smallmatrix} y, \begin{smallmatrix} 3 \\ 2 \end{smallmatrix} y)$ , consiste en las expresiones (a)-(e). La primera  $\mathfrak{P}^1(\begin{smallmatrix} 1 \\ 0 \end{smallmatrix} x)$ , es dada por (f)-(h), y la última  $\mathfrak{P}^2(\begin{smallmatrix} 2 \\ 0 \end{smallmatrix} x)$ , por (i)-(k). Una comparación del modelo de análisis de la actividad estándar (1) con el modelo en red (5) muestra que el primero tiene un conjunto de variables de intensidad mientras que el segundo tiene tres conjuntos de tales variables. Por otra parte,  $\mathfrak{P}(x)$  tiene un nodo de distribución que permite estudiar la distribución óptima de los *inputs* exógenos entre subtecnologías, mientras que el modelo estándar no lo hace. Por otra parte, el modelo de red permite modelar explícitamente los insumos intermedios, mientras que el modelo estándar no lo hace. Färe y Grosskopf (1996), han mostrado que si la subtecnología  $P^j, j=1,2,3$ , satisfacen las propiedades

tales como libre desechabilidad de *inputs* y *outputs* y retornos constantes a escala, entonces, así también lo hará la tecnología de red (5).

# Capítulo IV

---

## DESARROLLO METODOLÓGICO DEL MODELO DE A *NETWORK* PARA EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO.

---

Un modelo Network permite interiorizar de manera explícita de la denominada caja negra de un sistema. Färe y Grosskopf (2000), proponen el análisis de subprocesos y bienes intermedios mediante el uso de diagramas de nodos y conectores, así como el desarrollo matemático con la característica común de tener restricciones lineales. Dicho lo anterior, en este capítulo, se sientan las bases metodológicas del modelo *Network* DEA para el estudio de la eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano.

## **4.1 Validación del Modelo a través del Análisis Factorial**

### **4.1.1 Análisis Factorial**

El Análisis Factorial es una técnica estadística multivariante de reducción de datos, que permite expresar la información contenida en un conjunto de datos con un número menor de variables sin distorsionar dicha información. Este método analiza la estructura de las interrelaciones entre un gran número de variables sin exigir ninguna distinción entre variables dependientes e independientes. Un Análisis Factorial tiene sentido si se cumplen dos condiciones: parsimonia e interpretabilidad (Anderson *et. al*, 1999).

En un análisis factorial se calcula un conjunto de dimensiones latentes, conocidas como factores, que buscan explicar dichas interrelaciones. Por lo tanto, si se cumplen determinadas hipótesis, la información contenida puede expresarse, sin mucha distorsión, en un número menor de dimensiones representadas por dichos factores (Gorsuch, 1983).

Un análisis factorial puede ser de tipo exploratorio o confirmatorio. El análisis exploratorio se caracteriza porque no se conocen a priori el número de factores y es en la aplicación empírica donde se determina este número. Por el contrario, en el análisis de tipo confirmatorio los factores están fijados a priori, utilizándose contrastes de hipótesis para su corroboración (Kline, 1994).

### **4.1.2 Prueba KMO y Test de Esfericidad de Barlett**

Como primer paso para determinar la viabilidad de un análisis factorial, se deben realizar la prueba KMO y el Test de esfericidad de Barlett, dichos indicadores determinan el grado de asociación entre variables.

#### 4.1.2.1 Prueba KMO

KMO es un índice que toma valores entre 0 y 1 y que se utiliza para comparar las magnitudes de los coeficientes de correlación observados con las magnitudes de los coeficientes de correlación parcial de forma que, cuanto más pequeño sea su valor, mayor es el valor de los coeficientes de correlación parciales y por lo tanto, menos deseable es realizar un Análisis Factorial. Kaise, Meyer y Olkin aconsejan que si  $KMO \geq 0.75$  la idea de realizar un análisis factorial es buena, si  $0.75 > KMO \geq 0.5$  la idea es aceptable y si  $KMO < 0.5$  es inaceptable (Kline, 1994).

Se observa en la tabla 4.1 que el valor del  $KMO=0.524$  está en el límite de los valores recomendados por Kaiser, Meyer y Olkin. Por su parte, el test de esfericidad de Bartlett rechaza la hipótesis de diagonalidad de la matriz de correlación indicando que sí existen relaciones significativas entre las variables.

**Tabla 4.1 Pruebas de KMO y Test de Bartlett**

Medida de adecuación muestral de Kaiser-Meyer-Olkin.		.524
Prueba de esfericidad de Bartlett	Chi-cuadrado aproximado	170.156
	Gl.	55
	Sig.	.000

**Fuente:** Elaboración propia con base en los cálculos realizados en SPSS.

#### 4.1.2.2 Test de esfericidad de Barlett

El test de esfericidad de Bartlett contrasta, bajo la hipótesis de normalidad multivariante, en donde se busca determinar si la matriz de correlación de las variables observadas,  $R_p$ , conforma

una matriz identidad. Si una matriz de correlación es la identidad significa que las intercorrelaciones entre las variables son cero. Si se confirma la hipótesis nula ( $H_0: \Sigma R\rho = I$  o  $R\rho = I$ ) significa que las variables no están intercorrelacionadas (Kim y Muller, 1978).

El test de esfericidad de Bartlett se obtiene a partir de una transformación del determinante de la matriz de correlación. El estadístico de dicho test viene dado por (*Ibíd*):

$$d_R = - [n-1- 1/6 (2p+5)] \log|R| = - [n - (2p+11)/6] \sum_{j=1}^p \log (\lambda_j)$$

Donde n es el número de individuos de la muestra y  $\lambda_j$  ( $j = 1, \dots, p$ ) son los valores propios de R. Bajo la hipótesis nula este estadístico se distribuye asintóticamente según una distribución  $\chi^2$  con  $p(p-1)/2$  grados de libertad. Si  $H_0$  es cierta los valores propios valdrían uno, o equivalentemente, su logaritmo sería nulo y, por tanto, el estadístico del test valdría cero. Por el contrario, si con el test de Bartlett se obtienen valores altos de  $\chi^2$ , o equivalentemente, un determinante bajo, esto significa que hay variables con correlaciones altas (un determinante próximo a cero indica que una o más variables podrían ser expresadas como una combinación lineal de otras variables). Así pues, si el estadístico del test toma valores grandes se rechaza la hipótesis nula con un cierto grado de significación. En caso de no rechazarse la hipótesis nula significaría que las variables no están intercorrelacionadas y en este supuesto debería reconsiderarse la aplicación de un Análisis Factorial (*Ibíd*).

La prueba de esfericidad de Bartlett, contrasta como hipótesis nula que la matriz de correlaciones es una matriz identidad. No se acepta la hipótesis nula el determinante sig. Cuando este es=0 o menor a .05 (Kline, 1994).

En este estudio, la prueba de esfericidad de Bartlett, contrasta con la hipótesis nula de que los elementos fuera de la diagonal principal de la matriz de correlaciones sean cero, o dicho de otra manera, que esta sea una matriz identidad. En este caso el valor del estadístico es 170.156 con un p-valor  $p=0.00$  (véase tabla 4.1), por tanto se rechaza  $H_0$ .

### 4.1.3 Extracción de Factores

La comunalidad de una variable, es la proporción de su varianza que puede ser explicada por el modelo factorial obtenido. Estudiando las comunalidades de la extracción podemos valorar cuales de las variables son peor explicadas por el modelo (Anderson *et. al*, 1999).

Dado que, el objetivo del análisis factorial consiste en determinar un número reducido de factores que puedan representar a las variables originales. Por tanto, una vez que se ha determinado que el Análisis Factorial es una técnica apropiada para analizar los datos tras pasar las pruebas de **KMO y de Bartlett**, debe seleccionarse el método adecuado para la extracción de los factores, para ello los métodos más utilizados son el método de las componentes principales, el método de los ejes principales, el método de la máxima verosimilitud, método de mínimos cuadrados no ponderados, método de mínimos cuadrados generalizados, método de factorización por imágenes y el método alfa que maximiza (*Ibíd*).

Para llegar a la solución factorial del presente estudio, se ha utilizado el *Método de extracción* ha sido el análisis de componentes principales, el cual consiste en estimar las puntuaciones factoriales mediante las puntuaciones tipificadas de las  $k$  primeras componentes principales y la matriz de cargas factoriales mediante las correlaciones de las variables originales con dichas

componentes. En este método, las extracciones son comúnmente denominadas cargas factoriales y cuando estas son menores nos indica que esas variables no son representativas en el modelo, caso contrario a los resultados obtenidos en este estudio (véase tabla 4.2).

**Tabla 4.2. Comunidades de la Extracción de las Variables**

<b>Variables</b>	<b>Inicial</b>	<b>Extracción</b>
<b>CG</b>	1.000	.943
<b>UG</b>	1.000	.870
<b>LT</b>	1.000	.847
<b>LD</b>	1.000	.951
<b>SD</b>	1.000	.959
<b>TD</b>	1.000	.934
<b>ED</b>	1.000	.982
<b>TV</b>	1.000	.971
<b>EV</b>	1.000	.961
<b>EG</b>	1.000	.938
<b>RD</b>	1.000	.980

**Fuente:** Elaboración propia con base en los cálculos realizados en SPSS.

En esta etapa del análisis factorial, es donde se comienza determinar si algunas de las variables incluidas pudieran quedar fuera del análisis de acuerdo al valor de la extracción. En este caso, la variable líneas de transmisión (LT), se podría decir que es la peor explicada, ya que es la que obtuvo el valor de extracción más bajo, lo que significa que el modelo solo es capaz de reproducir el 84.7% de su variabilidad original (véase tabla 4.2), aun así, es una variable que se debe seguir contemplando dentro del modelo, ya que el límite sugerido es del 70% para que una variable sea considerada significativa.



#### **4.1.4 Determinación del Número de Factores**

La matriz factorial puede presentar un número de factores superior al necesario para explicar la estructura de los datos originales. Generalmente, hay un conjunto reducido de factores, los primeros, que contienen casi toda la información. Los otros factores suelen contribuir relativamente poco. Uno de los problemas que se plantean consiste en determinar el número de factores que conviene conservar puesto que de lo que se trata es de cumplir el principio de parsimonia. Se han dado diversas reglas y criterios para determinar el número de factores a conservar. Algunos de los más utilizados son: determinación a priori, criterio del porcentaje de la varianza y gráfico de sedimentación, regla de Kaiser y máximo verosimilitud (Gorsuch, 1983).

- **Determinación "*a priori*"**

Este es el criterio más fiable si los datos y las variables están bien elegidos y el investigador conoce a fondo el terreno que pisa puesto que, como ya comentamos anteriormente, lo ideal es plantear el Análisis Factorial con una idea previa de cuántos factores hay y cuáles son (*Ibíd*).

- **Criterio del Porcentaje de la Varianza**

El criterio del porcentaje de la varianza es una reminiscencia del Análisis de Componentes Principales y consiste en tomar como número de factores el número mínimo necesario para que el porcentaje acumulado de la varianza explicado alcance un nivel satisfactorio que suele ser del 75% o el 80%. Tiene la ventaja de poderse aplicar también cuando la matriz analizada es la de varianzas y covarianzas, pero no tiene ninguna justificación teórica ni práctica interpretabilidad (Anderson *et. al*, 1999).

**Tabla 4.3. Varianza Total Explicada**

Componente	Autovalores iniciales			Sumas de las saturaciones al cuadrado de la extracción			Suma de las saturaciones al cuadrado de la rotación		
	Total	% de la varianza	% acumulado	Total	% de la varianza	% acumulado	Total	% de la varianza	% acumulado
1	5.300	48.182	48.182	5.300	48.182	48.182	3.792	34.469	34.469
2	2.361	21.461	69.643	2.361	21.461	69.643	2.477	22.515	56.984
3	1.498	13.614	83.258	1.498	13.614	83.258	2.166	19.691	76.675
4	1.178	10.711	93.968	1.178	10.711	93.968	1.902	17.294	93.968
5	.317	2.886	96.854						
6	.169	1.538	98.392						
7	.102	.932	99.324						
8	.053	.479	99.803						
9	.018	.163	99.966						
10	.003	.031	99.997						
11	.000	.003	100.000						

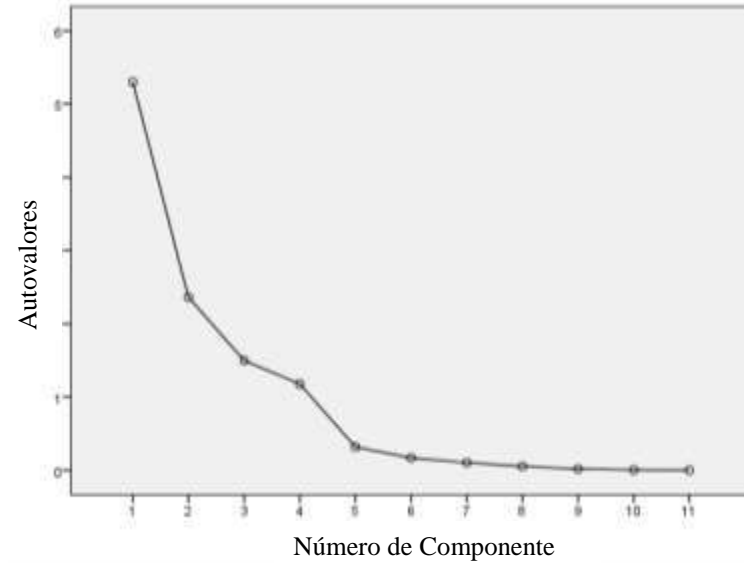
**Fuente:** Elaboración propia con base en los cálculos realizados en SPSS.

Dados los resultados obtenidos en la tabla 4.3, se recomiendan 4 factores ya que son los autovalores que dan mayores a la unidad. Corroborando esta representación la última columna muestra que los 4 componentes explican el 93% de la variabilidad contenida en los datos.

- **Gráfico de Sedimentación**

Consiste en una representación gráfica donde los factores están en el eje de abscisas y los valores propios en el de ordenadas. Los factores con varianzas altas se suelen distinguir de los factores con varianzas bajas. El punto de distinción viene representado por un punto de inflexión en la gráfica. Se pueden conservar los factores situados antes de este punto de inflexión. En simulaciones este criterio ha funcionado bien, pero tiene el inconveniente de que depende del "ojo" del analista (véase grafica 4.1).

**Grafica 4.1 Gráfico de Sedimentación**



**Fuente:** Elaboración propia con base en los cálculos realizados en SPSS.

En este caso, la pendiente pierde inclinación a partir del quinto autovalor (hacia su derecha), por lo que se debe considerar que solo deben extraerse los cuatro primeros factores y desechar del quinto en adelante.

#### **4.1.5 Solución Factorial**

De acuerdo con Kline (1994), la fase de interpretación juega un papel preponderante la teoría existente sobre el tema. A efectos prácticos, en la interpretación de los factores se sugieren los dos pasos siguientes: 1) Identificar las variables cuyas correlaciones con el factor son las más elevadas en valor absoluto 2) Intentar dar un nombre a los factores. El nombre debe asignarse de acuerdo con la estructura de sus correlaciones con las variables. Si dicha correlación es positiva (o negativa) la relación entre el factor y dicha variable es directa (o inversa)

Dos estrategias más pueden ayudar a interpretar los factores son: a) ordenarlos y b) eliminar las cargas bajas. Se puede ordenar la matriz factorial de tal forma que las variables con cargas altas para el mismo factor aparezcan juntas. La eliminación de las cargas factoriales bajas también facilita la interpretación de los resultados, al suprimir información redundante (Kline, 1994).

El investigador debe decidir a partir de qué valor deben eliminarse las cargas factoriales. Ambas posibilidades pueden utilizarse conjuntamente de cara a una mayor facilidad interpretativa. En general, se aconseja tomar como cargas factoriales significativas superiores a 0.5 en valor absoluto (*Ibíd*).

**Tabla 4.4 Matriz de Componentes Extraídos**

	Componente			
	1	2	3	4
<b>SD</b>	.912	-.205	-.227	
<b>RD</b>	.894		-.358	-.200
<b>TD</b>	.884		-.337	
<b>ED</b>	.883		-.366	-.222
<b>EG</b>	.750		.563	-.224
<b>LTT</b>	.736	-.445		.303
<b>EV</b>	.326	.892		
<b>TV</b>		.858		.463
<b>UG</b>	.494	.629	.479	
<b>CG</b>	.672		.690	
<b>LD</b>	.427	-.372		.793

**Fuente:** Elaboración propia con base en los cálculos realizados en SPSS.

La solución factorial obtenida ha sido de cuatro componentes extraídos y contiene las correlaciones entre las variables originales (o saturaciones) y cada uno de los factores (véase tabla 4.4). En este caso se denomina matriz de componentes por que el método utilizado ha sido el de componentes principales como método de extracción.

Debido a que no siempre las matrices de cargas factoriales son las más convenientes para la interpretación, se lleva a cabo la rotación de factores, haciendo más fácil su interpretación.

#### **4.1.6 Rotación de Factores**

Como ya se ha visto en la sección anterior, la matriz de cargas factoriales juega un papel destacado a la hora de interpretar el significado de los factores y, si éstos son ortogonales, cuantifican el grado y tipo de la relación entre éstos y las variables originales. Sin embargo, rara vez los métodos de extracción de factores proporcionan matrices de cargas factoriales adecuadas para la interpretación. Para resolver este problema están los procedimientos de Rotación de Factores que, buscan obtener, a partir de la solución inicial, unos factores cuya matriz de cargas factoriales los haga más fácilmente interpretables (Thurstone, 1947).

Dichos métodos intentan aproximar la solución obtenida al Principio de Estructura Simple según el cual la matriz de cargas factoriales debe reunir las siguientes características: 1) cada factor debe tener unos pocos pesos altos y los otros próximos a cero; 2) cada variable no debe estar saturada más que en un factor; 3) no deben existir factores con la misma distribución, es decir, dos factores distintos deben presentar distribuciones diferentes de cargas altas y bajas. De esta forma, y dado que hay más variables que factores comunes, cada factor tendrá una correlación alta con un grupo de variables y baja con el resto de variables. Examinando las características de las variables de un grupo asociado a un determinado factor se pueden encontrar rasgos comunes que permitan identificar el factor y darle una denominación que responda a esos rasgos comunes (*Ibíd*).

Si se consiguen identificar claramente estos rasgos, se habrá dado un paso importante, ya que con los factores comunes no sólo se reducirá la dimensión del problema, sino que también se conseguirá desvelar la naturaleza de las interrelaciones existentes entre las variables originales (*Ibíd*).

Hay dos posibles tipos de rotaciones: ortogonales y oblicuas. La ventaja principal de las rotaciones ortogonales es su simplicidad, ya que los pesos representan las correlaciones entre los factores y las variables, lo cual, esto no se cumple en el caso de las rotaciones oblicuas. Entre las rotaciones ortogonales se encuentran dos tipos principales: Varimax y la Cuartimax; la segunda es utilizada con menor frecuencia (*Ibíd*).

En este caso, para la rotación de factores, se ha utilizado el Método de normalización Varimax propuesto por Kaiser (1958), el cual minimiza el número de variables con cargas altas en un factor, mejorando así la capacidad de interpretación de factores. Este método considera que si se logra aumentar la varianza de las cargas factoriales al cuadrado de cada factor consiguiendo que algunas de sus cargas factoriales tiendan a acercarse a uno mientras que otras se acerquen a cero, lo que se obtiene es una pertenencia más clara e inteligible de cada variable a ese factor.

**Tabla 4.5. Matriz de Componentes Rotados**

	Componente			
	1	2	3	4
<b>ED</b>	.963			
<b>RD</b>	.959			
<b>TD</b>	.933			
<b>SD</b>	.771	.219		.561
<b>CG</b>		.903		.307
<b>EG</b>	.355	.900		
<b>UG</b>		.728	.550	

<b>TV</b>			.964	
<b>EV</b>	.328		.914	
<b>LD</b>				.970
<b>LTT</b>	.395	.377	-.245	.699

**Fuente:** Elaboración propia con base en los cálculos realizados en SPSS.

La tabla 4.5, muestra las variables ordenadas por el tamaño de sus saturaciones. Primero se encuentran las variables que más saturan el primer factor (empezando por las saturaciones más altas); después, las que más saturan en el segundo factor y así sucesivamente. Finalmente, la rotación ha convergido en cuatro iteraciones. Recordemos que la rotación de factores se trata de una opción cuya única función es la de facilitar la interpretación de saturaciones.

Comparando las saturaciones relativas de cada variable en cada uno de los cuatro factores, podemos apreciar que el primer factor está constituido por las variables número de subestaciones (SD), capacidad de transformación (TD), y la energía recibida (RD) y distribuida (ED), al parecer, este factor refleja la dimensión del proceso distribución de energía eléctrica. El segundo factor recoge el grupo de las variables energía vendida (EV) y número de trabajadores (TV) representando el proceso de ventas. El tercer factor aglomera con mayor saturación las variables energía generada (EG) y capacidad de generación (CG), concernientes al proceso de generación. Por último, el cuarto factor está formado por la variable líneas de distribución, o lo que es lo mismo, por el único medio de por el cual se traslada la energía eléctrica (véase tabla 4.5).

## 4.2 El Modelo DEA *Network*

### 4.2.1 Formulación del Modelo *Network* DEA para el Análisis de la Eficiencia del Sector Eléctrico en México

La infraestructura del SEN, en términos de su cadena de valor, se conforma de las fases de generación, transformación y transmisión y distribución, así como ventas a usuarios finales, que incluye procesos de medición y facturación. Cada una de las actividades mencionadas, conforman en su conjunto, el proceso de abastecimiento de energía en México, las cuales en este análisis de DEA *Network* son denominadas sub tecnologías, subprocesos o nodos.

Por otra parte, la CFE en su fase de distribución establece para su funcionamiento operativo 13 divisiones a lo largo del país, estas divisiones han sido designadas en esta investigación como las DMU's de estudio (véase tabla 4.6).

**Tabla 4.6 DMU's del Estudio de la Eficiencia del SEN**

<b>DMU</b>	<b>REGIÓN</b>	<b>ESTADOS</b>
01	Baja California	Baja California Norte, Baja California Sur.
02	Noroeste	Sonora, Sinaloa
03	Norte	Coahuila, Chihuahua, Durango
04	Golfo Norte	Nuevo León, Tamaulipas
05	Golfo Centro	San Luis Potosí, Hidalgo
06	Bajío	Zacatecas, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro
07	Jalisco	Nayarit, Jalisco
08	Centro Occidente	Michoacán, Colima
09	Centro Sur	Morelos, Guerrero
10	Centro Oriente	Puebla, Tlaxcala, Edo. de México
11	Oriente	Veracruz
12	Sureste	Tabasco, Chiapas, Oaxaca
13	Peninsular	Yucatán, Campeche, Quintana Roo

**Fuente:** Elaboración propia con base en CFE (2015) y Secretaria de Energía (2012).



## 4.2.2 Estructura del Modelo *Network* DEA para el Análisis de la Eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano

Una vez comprobada la validez del modelo a través del análisis factorial, se ha establecido que el modelo DEA *Network* se estructura tal como se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Estructura del Modelo <i>Network</i> del Sector Eléctrico Mexicano				
Procesos		Inputs (x)		Outputs (y)
P1	Generación	X <sup>1</sup>	Capacidad de la planta (MW)	
			Unidades generadoras de electricidad (#)	
Output (Input intermedio) →				Y <sup>1</sup> Energía eléctrica generada (MWh)
P2	Transmisión	Y <sup>1</sup>	Energía recibida en transmisión (MWh)	
		X <sup>2</sup>	Líneas de Transmisión (Km)	
Output (Input intermedio) →				Y <sup>2</sup> Energía eléctrica transmitida (MWh)
P3	Distribución	Y <sup>2</sup>	Energía eléctrica recibida en distribución (MWh)	
		X <sup>3</sup>	Líneas de Distribución (Km)	
			Capacidad de Transformación (MWh)	
Output (Input intermedio) →				Y <sup>3</sup> Energía eléctrica distribuida (MWh)
		Y <sup>3</sup>	Energía eléctrica recibida en ventas (MWh)	
P4	Ventas	X <sup>4</sup>	Número de empleados (#)	
Output (Output) →				Y <sup>4</sup> Energía eléctrica vendida (MWh)

**Fuente:** Elaboración propia con base en Tsutsui y Tone (2007).

En la división de generación (nodo 1) se utilizan como *inputs* la capacidad de planta y el número de unidades generadoras ( $x^1$ ). A través de estos insumos, la CFE produce energía eléctrica ( $y^1$ ), que se mide en Mega Watts/ hora (MWh). Por lo que este *output* se convierte en un insumo intermedio para la división de transmisión (nodo 2).

En la división de transmisión (nodo 2), se asume el *input* exógeno ( $x^2$ ) y el *input* intermedio denominado energía recibida en transmisión ( $y^1$ ), que es prácticamente el *output* arrojado por generación denominado energía eléctrica generada ( $y^1$ ).

A través de las líneas de transmisión, la electricidad es enviada a las líneas de distribución. Por lo tanto, este envío es considerado un *output* ( $y^2$ ) para esta división, energía eléctrica transmitida.

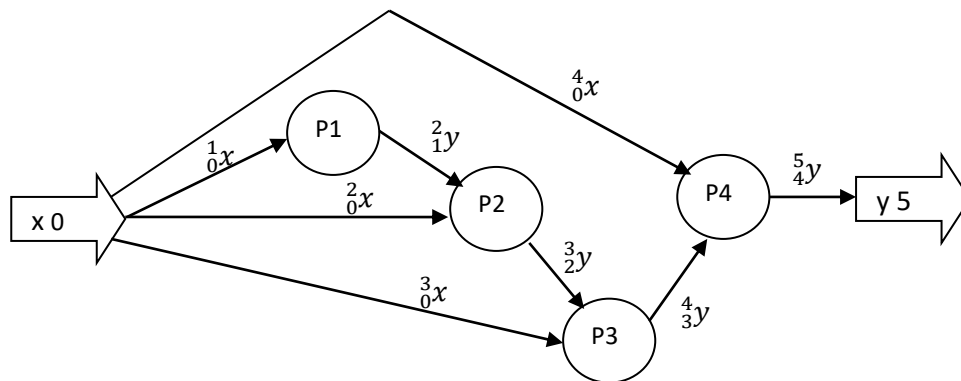
La división de distribución (nodo 3) utiliza como insumos exógenos líneas de distribución número de Subestaciones, capacidad de transformación ( $x^3$ ) y el insumo intermedio de la división de transmisión ( $y^2$ ) que ahora es denominado energía eléctrica recibida en distribución. El *output* de esta división es la energía eléctrica distribuida a sus diversos clientes ( $y^3$ ).

Por último, la división de ventas (nodo 4) proporciona el servicio de electricidad. En nuestra estructura, esta división utiliza el número de empleados como entrada exógena ( $x^4$ ) y un insumo intermedio ( $y^3$ ), teniendo la energía eléctrica vendida como *output* final ( $y^4$ ).

### 4.2.3 Diagrama *Network* para el Análisis de la Eficiencia del Sector Eléctrico Mexicano

En base al modelo descrito con anterioridad, se ha construido el diagrama del SEM representativo, requerido en la metodología *Network* DEA (véase figura 4.1). En este modelo se hace uso de los conceptos "subprocesos" y "bienes intermedios" necesarios para modelar una red, a fin de modelar explícitamente la caja negra.

Figura 4.1. Diagrama *Network* del Sector Eléctrico Mexicano



Fuente: Elaboración propia con base en Färe y Grosskopf (2000).

La figura 4.1 describe la red que consta de cuatro sub procesos. Para esto, una fuente 0 y una salida 5 es añadida. La fuente da a la red  $x$  inputs exógenos, estos están asignados a los subprocesos  ${}^i_0x$ ,  $i = 1,2,3,4$ . El "prescript" inferior se refiere a la fuente de los *inputs*, mientras que el "prescript" superior es el destino o punto de uso del *input*. Es decir, el subproceso 1 produce el vector *output*  $y1$ , el cual es un input intermedio  ${}^2_1y$ , lo significa que el proceso 1, en el índice inferior, produce un *outputs* que son *inputs* en el proceso 2 y así para cada nodo.

#### 4.2.4 Modelo Matemático *Network* para el Análisis de la Eficiencia del SEN

A continuación se presenta de manera matemática el modelo que describe el SEM modo de un conjunto de tecnologías o subprocesos con la característica común de tener restricciones lineales tal como lo proponen Färe y Grosskopf (2000), considerando así los subprocesos y bienes intermedios, los cuales son los dos nuevos conceptos necesarios para desarrollar un modelo *Network*, y los cuales nos permite interiorizar de manera explícita la denominada caja negra de nuestro caso de estudio (véase tabla 4.8).

En el modelo se pueden identificar cuatro subtecnologías. La primera  $\mathfrak{P}^1(\frac{1}{0}x)$ , está dada por (a)-(c), La segunda  $\mathfrak{P}^2(\frac{2}{0}x, \frac{2}{1}y)$ , consiste en las expresiones (d)-(h). La tercera  $\mathfrak{P}^3(\frac{3}{0}x, \frac{3}{2}y, \frac{4}{3}y)$ , con las expresiones (i)-(l) y la última  $\mathfrak{P}^4(\frac{4}{0}x, \frac{4}{2}y, \frac{4}{3}y, \frac{5}{4}y)$ , dada por (m)-(q).

**Tabla 4.8. Modelo Matemático *Network* del Sector Eléctrico Mexicano**

<b>Nodo 1:</b>	a) $\frac{2}{1}y_m \leq \sum_{k=1}^k z_k^1 \frac{2}{1}y_{km}, m = 1, \dots, M^1,$
	b) $\sum_{k=1}^k z_k^1 \frac{1}{0}x_{kn} \leq \frac{1}{0}x_n, n = 1, \dots, N,$
	c) $z_k^1 \geq 0, k = 1, \dots, K$
<b>Nodo 2:</b>	d) $\frac{3}{2}y_m \leq \sum_{k=1}^k z_k^2 \frac{3}{2}y_{km}, m = 1, \dots, M^2,$
	e) $\sum_{k=1}^k z_k^2 \frac{2}{0}x_{kn} \leq \frac{2}{0}x_n, n = 1, \dots, N,$
	f) $\sum_{k=1}^k z_k^2 \frac{2}{1}y_{km} \leq \frac{2}{1}y_m, m = 1, \dots, M^1,$
	g) $z_k^2 \geq 0, k = 1, \dots, K$
<b>Nodo 3:</b>	h) $\frac{4}{3}y_m \leq \sum_{k=1}^k z_k^3 \frac{4}{3}y_{km}, m = 1, \dots, M^3,$

- i)  $\sum_{k=1}^k z_k^{33} x_{kn} \leq {}^3_0 x_n, n = 1, \dots, N,$
- j)  $\sum_{k=1}^k z_k^{32} y_{km} \leq {}^3_2 y_m, m = 1, \dots, M^2,$
- k)  $z_k^3 \geq 0, k = 1, \dots, K$

- Nodo 4:**
- l)  ${}^5_4 y_m \leq \sum_{k=1}^k z_k^4 {}^5_4 y_{km}, m = 1, \dots, M^4,$
  - m)  $\sum_{k=1}^k z_k^{44} x_{kn} \leq {}^4_0 x_n, n = 1, \dots, N,$
  - n)  $\sum_{k=1}^k z_k^{43} y_{km} \leq {}^4_3 y_m, m = 1, \dots, M^3$
  - o)  $z_k^4 \geq 0, k = 1, \dots, K$

Distribución de inputs exógenos

- p)  $\{ {}^1_0 x_n + {}^2_0 x_n + {}^3_0 x_n + {}^4_0 x_n \leq x_n, n = 1, \dots, N \}$

**Fuente:** Elaboración propia con base en Färe y Grosskopf (2000).

Retomando la teoría planteada en el capítulo anterior, se puede observar que en el modelo matemático propuesto incluye productos intermedios e *inputs* asignados. Recuérdese que un producto es intermedio en el sistema de producción si este es producido y consumido, es decir, este es tanto *output* como *input*, dentro de la red y que no todos los bienes intermedios son necesariamente consumidos o utilizados en el seno de la red; ya que pueden ser también *outputs* finales.

El modelo matemático tiene cuatro subprocesos productivos, una fuente y una salida, que da un total de cinco nodos (0, ..., 5). Cabe denotar que el total de inputs (exógenos) disponibles por  $x$  y  ${}_0^i x, i = 1, 2, 3, 4$  denotan la cantidad del vector de inputs (exógenos) que se asigna al nodo  $i$ .

La fuente de los nodos del modelo, se encuentra restringida por la asignación de los inputs exógenos; en particular (Färe y Grosskopf, 2000):

$$x \geq \sum_{i=1}^3 {}^i_0x \quad \text{Ó} \quad x_n \geq {}^1_0x_n + {}^2_0x_n + {}^3_0x_n + {}^4_0x_n \quad n = 1, \dots, N.$$

Denótese que vector de *outputs* producidos por subprocesos o subtecnología  $i$  y es entregado al nodo  $j$  por  ${}^j_iy$ . Se puede observar que la producción del nodo 1 genera un *output* de producto intermedio denotado como  ${}^2_1y$ , este nodo no utiliza ningún producto intermedio como *input*. El nodo o subproceso 2 recibe como *input* intermedio  ${}^2_1y$  procedente del nodo 1 y a su vez, produce el *output*  ${}^3_2y$ , sin producir ningún *output* final. De igual manera el nodo 3 recibe el *input* intermedio  ${}^3_2y$  procedente del nodo 2, generando el *output*  ${}^4_3y$ , que es enviado al nodo 4. Por último el nodo 4 arroja el *output* final  ${}^5_4y$ . En general cada uno de los nodos reciben un *input* exógeno denotados por  ${}^1_0x$ ,  ${}^2_0x$ ,  $x$  y  ${}^4_0x$ , respectivamente, tal como se menciona en la restricción planteada (*Ibíd*).

### 4.3 Bases Estadísticas

Uno de los principales retos a los cuales se debe enfrentar el investigador al momento de realizar un estudio, es la recolección de datos, los cuales son carentes o requieren de procesamiento, el caso de los datos requeridos para el estudio de la eficiencia del SEN no es la excepción.

En este estudio, la información fue obtenida de bases de datos proporcionadas por la SENER y por la misma CFE a través de sus respectivos portales (CFE-Estadísticas y SIAD). Los datos han

sido procesados, agrupados y analizados estadísticamente a fin de cumplir con los requerimientos de esta investigación.

- **Secretaría de Energía (SENER)**

La SENER, es una secretaría del Estado Mexicano encargada (como su nombre lo sugiere) de controlar, administrar y regular todos los medios energéticos, tales como los combustibles, energía eléctrica y material radioactivo, entre otros. Además, regula todas las concesiones que se aplican a la explotación y uso de los mismos. La información que se proporciona en este portal se encuentra agrupada por entidad federativa, por tal motivo fue necesario procesarla y agruparla en una de las 13 regiones establecidas en el área de Distribución (SENER, 2010).

- **El Sistema de Información Energética (SIE)**

El SIE, es el portal de la SENER y tiene como objeto prestar el servicio público de información estadística en materia energética, alentando la participación ciudadana en el análisis de la conducción sectorial en la materia, conforme a los principios de publicidad de la información gubernamental, transparencia de la gestión pública y rendición de cuentas a los ciudadanos. En este sitio se puede verificar la autenticidad de la información presentada (SENER, 2010). Los datos de variables obtenidos del SIE consultados en el 2016 fueron: la capacidad de generación (CG), la energía generada (EG), la energía recibida en transmisión (RT), la longitud de las líneas de transmisión (LT), la longitud de las líneas de distribución (LD) y la energía vendida (EV).

- **Portal Ejecutivo SIAD**

Hasta antes del año 2002, el desarrollo del mercado eléctrico de distribución era elaborado mediante hojas de cálculo electrónicas, que fueron diseñadas por cada una de las divisiones de distribución, esto permitía integrar la información a nivel nacional, con la desventaja de que podían existir diferentes criterios en su integración y con la necesidad de mayor esfuerzo para obtener una integración nacional. Con la finalidad de dar mayor eficiencia a la integración de dicha información, a partir del 2003, la Subdirección de Distribución implemento un módulo en su “Sistema Integral de Administración de Distribución” (SIAD), sistema que opera con acceso y resumen de información a nivel nacional (CFE, 2015). Los datos de las variables obtenidos del SIAD consultados el 2016 fueron: la energía transmitida (ET), la energía recibida en distribución (RD), el número de subestaciones (SB), la capacidad de transformación, la energía distribuida (ED) y la energía recibida en ventas (RV).

- **Informe Anual de la CFE**

Anualmente se presenta al Congreso de la Unión y al Ejecutivo Federal, previa aprobación del Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el Informe Anual 2014 de las actividades de la CFE. En él se incluye información relevante sobre la marcha de la empresa, en sus diferentes líneas de negocio, así como su situación financiera y el ejercicio de su presupuesto. Los datos de las variables obtenidos del SIAD consultados el 2016 fueron: el número de unidades generadoras (UG) y el número de trabajadores en el proceso de ventas (TV).



#### 4.4 Variables Independientes y Dependiente

A continuación, se presenta el diagrama de variables independientes y dependiente del SEN (véase tabla 4.9).

**Tabla 4.9 Diagrama de Variables Independientes y Dependiente**

<b>Variable Dependiente</b>	<b>Variables Independientes</b>	<b>Proceso</b>
<b>Eficiencia del Sector Eléctrico Nacional</b>	Capacidad de la planta (MW)	Generación
	Unidades generadoras de electricidad (#)	
	Energía eléctrica generada (MWh)	
	Energía recibida en transmisión (MWh)	Transmisión
	Líneas de Transmisión (Km)	
	Energía eléctrica transmitida (MWh)	
	Energía eléctrica recibida en distribución	Distribución
	Líneas de Distribución (Km)	
	Capacidad de transformación (MVA)	
	Número de subestaciones (#)	
	Energía eléctrica distribuida (MWh)	
Energía recibida en ventas (MWh)	Ventas	
Número de empleados (#)		
Energía eléctrica vendida (MWh)		

**Fuente:** Elaboración propia con base en el marco teórico.

# Capítulo V

---

## ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

---

**E**n este capítulo se llevará a cabo el proceso a través del cual se ordenarán, clasificarán y presentarán los resultados de la presente investigación a través de cuadros y graficas con la finalidad de desarrollar una significativa interpretación, buscando con esto probar, en primera estancia, las hipótesis establecidas al inicio de este estudio.

## **5.1 Índices de Eficiencia**

La eficiencia de una empresa se puede sintetizarse mediante una función de producción, que marca el valor máximo o “frontera” de *output* alcanzable a partir de diversas combinaciones de *inputs* (González Páramo, 1995). Dicho lo anterior el cálculo de un índice de eficiencia es fundamental para poder determinar que empresas se encuentran sobre la frontera de producción y cuales distantes de ella.

En este apartado, se exhiben los índices de eficiencia obtenidos en cada uno de los procesos que conforman el sector eléctrico nacional. Un índice igual a 1 pone en manifiesto el máximo nivel de eficiencia alcanzable, cuando este es menor a la unidad, indica la posibilidad de mejora en comparación a otra u otras DMU's. Al calcular la eficiencia global, se establece una nueva frontera en la que son considerados y fundamentales los *inputs* intermedios registrados en cada nodo (Anexo I).

### **5.1.1 Eficiencia en el Nodo Generación**

A lo largo del periodo 2008-2015, las regiones Golfo Norte, Jalisco y Centro Oriente fueron las zonas que realizaron las mejores prácticas de eficiencia en el proceso de Generación, esto con respecto a la energía eléctrica que generaron y la correcta asignación de los recursos como fueron la capacidad de planta y el número unidades generadoras con las que contaron cada una de estas regiones. Caso contrario, la zona Sureste fue la región más ineficiente de sector eléctrico nacional durante este periodo.

En el 2010 las regiones de Baja California, Noroeste y Bajío presentaron fluctuaciones significativas, así como la Centro Sur en el 2008-2009 y la región Bajío en el 2013 (véase tabla 5.1).

**Tabla 5.1. Índices de Eficiencia en Generación 2008-2015**

DMU	Región	AÑO								PROM.
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
R01	Baja California	0.9582	0.8343	0.8486	0.7944	0.5787	0.7685	0.7336	0.8308	<b>0.7934</b>
R02	Noroeste	0.7801	0.7767	0.8146	0.7479	0.5385	0.7125	0.6774	0.7323	<b>0.7225</b>
R03	Norte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	<b>1.0000</b>
R04	Golfo Norte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R05	Golfo Centro	1.0000	1.0000	0.9892	0.9668	0.9162	0.8946	0.8729	0.9919	<b>0.9540</b>
R06	Bajío	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.4921	1.0000	1.0000	1.0000	<b>0.9365</b>
R07	Jalisco	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R08	Centro Occidente	0.9201	0.8142	0.7640	0.7767	0.7284	0.7583	0.8673	0.9212	<b>0.8188</b>
R09	Centro Sur	0.5666	0.7918	0.9612	0.8342	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>0.8942</b>
R10	Centro Oriente	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R11	Oriente	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9793	1.0000	<b>0.9974</b>
R12	Sureste	0.6558	0.4299	0.6064	0.6344	0.5265	0.4230	0.6273	0.4398	<b>0.5429</b>
R13	Peninsular	1.0000	0.9542	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.7401	<b>0.9618</b>
<b>PROM.</b>		<b>0.9139</b>	<b>0.8924</b>	<b>0.9218</b>	<b>0.9042</b>	<b>0.8293</b>	<b>0.8890</b>	<b>0.9045</b>	<b>0.8966</b>	

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

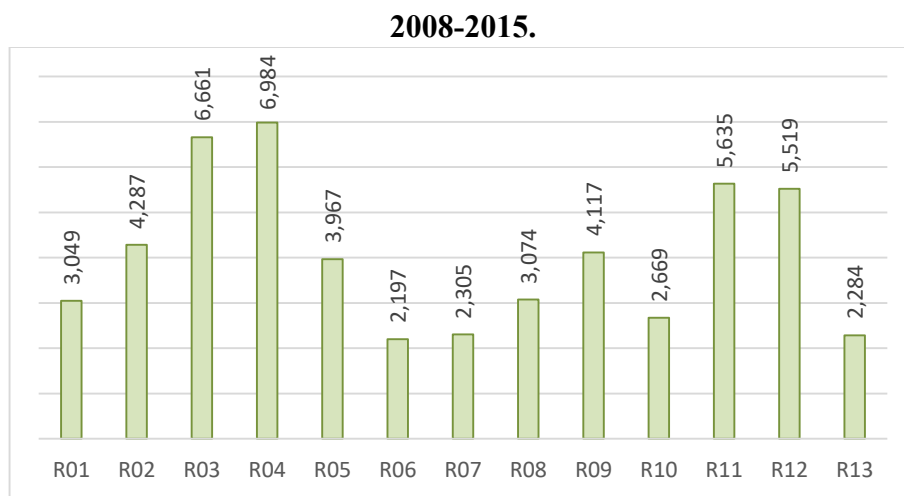
Los índices de eficiencia obtenidos en el proceso de generación, presentados con anterioridad (tabla 5.1), han sido calculados en relación al valor de los *inputs*, correspondientes a la capacidad de planta y unidades generadoras y *output*, representado por la energía generada; estos han sido considerados en el presente estudio, como los principales factores que han afectado la eficiencia del proceso de generación del SEN a lo largo del periodo 2008-2015. Por tanto, se considera

prudente presentar el comportamiento promedio anual que tuvo cada variable, durante el ciclo de estudio.

- **La capacidad de Generación (*Inputs*)**

La capacidad de planta o capacidad de generación es medida en MW y es considerado un recurso para la generación de electricidad. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.1. Estos resultados se obtuvieron tras analizar los datos proporcionados por el SIE (2016).

**Gráfica 5.1. Promedio Anual la Capacidad de Generación (*Input CG*)**



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

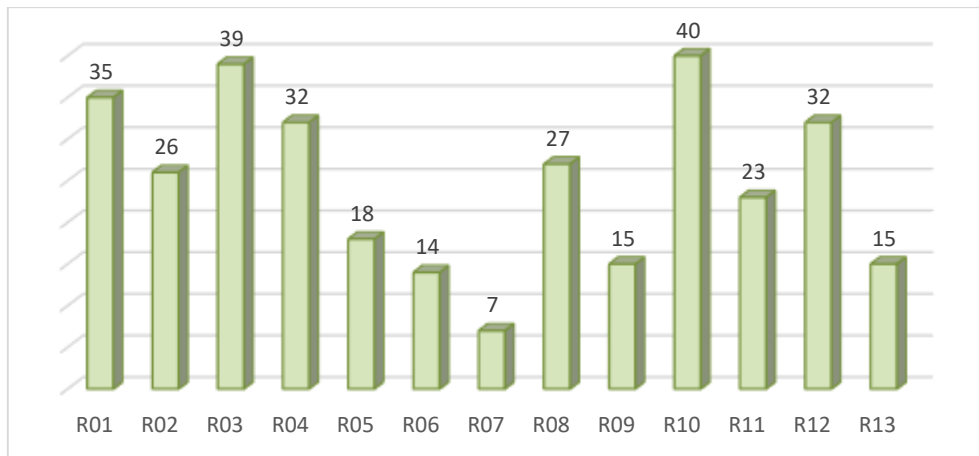
- **Unidades Generadoras (*Input*)**

El promedio del número de unidades generadoras en funcionamiento durante el periodo 2008-2015 para cada región se encuentran figuradas en la gráfica 5.2. Los promedios se obtuvieron

con los datos proporcionados por el SIE (2016). Dentro del SEN, las unidades generadoras son consideradas un recurso.

**Gráfica 5.2 Promedio Anual de las Unidades Generadoras (*Input UG*)**

**2008-2015.**



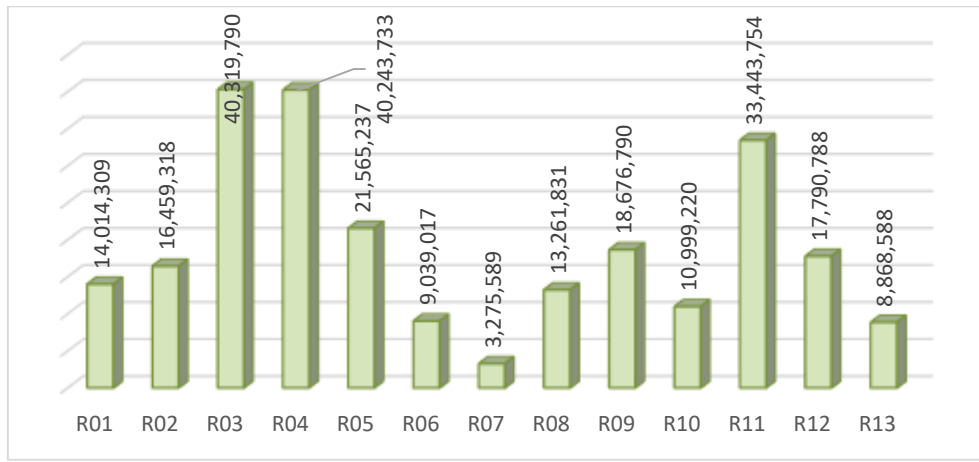
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

- **Energía Generada (Output)**

La energía generada es el resultado final en el proceso de generación y es medida en MWh. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.3. Los resultados se obtuvieron después de analizar los datos proporcionados por el SIE (2016).

### Gráfica 5.3. Promedio Anual de la Energía Generada (*Output EG*)

2008-2015.



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

Tras calcular el promedio anual de los índices de eficiencia de cada región obtenidos a lo largo del periodo 2008-2015 (véase tabla 5.1). A continuación, se muestra un minucioso análisis que examina el valor promedio de los *inputs* y *outputs* de este proceso permitiendo contemplar la razón del nivel de eficiencia alcanzado desde una perspectiva puntualmente cuantitativa.

- **Región Baja California**

La región Noroeste obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.7934 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó, tras generar en promedio 14,014,309 MWh (véase gráfica 5.3) de energía eléctrica, con la utilización de 35 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 3,049 MW (véase gráfica 5.1).

En cuanto a la fluctuación que esta presenta en el 2012, se reportó una disminución en su capacidad de planta de 28 MW con respecto al año anterior, y un aumento de 4 unidades

generadoras, lo que afectó su nivel de eficiencia, es decir de utilizar 33 en el 2011 paso a utilizar 37 unidades generadoras en el 2012 (SIE, 2016).

- **Región Noroeste**

La región Noroeste obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.7225 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 16,459,318 MWh de energía eléctrica en promedio (véase gráfica 5.3), con la utilización de 26 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 4,287 MW (véase gráfica 5.1).

El descenso en su índice de eficiencia que presenta esta región en el año 2012 se debe a un abrupto aumento de capacidad de planta que tuvo para este año, pasando de 3,816 mw en el 2011 a 7,557 mw en el 2012, regulándose nuevamente en años posteriores (SIE, 2016).

- **Región Norte**

La región Noroeste obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.7225 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 40,319,790 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 39 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 6,661 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Golfo Norte**

La región de Golfo Norte obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 40,243,733 MWh de energía



eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 32 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 6,984 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Golfo Centro**

La región Golfo Centro obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9540 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 21,565,237 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 18 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 3,967 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Bajío**

La región Bajío obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9365 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 9,039,017 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 14 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 2,197 MW (véase gráfica 5.1).

A pesar de que esta región tuvo un considerable aumento de 2,097,085 MWh de energía generada en el 2012 con respecto al 2011, la región Bajío presentó una decaída en su nivel de eficiencia debido a que se registró un incremento de capacidad de planta de 4,864 MW con respecto a los 1,655 MW reportados años anteriores (SIE, 2016).

- **Región Jalisco**

La región Jalisco obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 3,275,589 MWh de energía eléctrica

(véase gráfica 5.3), con la utilización de 18 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 2,305 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Centro Occidente**

La región Centro Occidente obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.8188 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 13,261,831 MWh de energía eléctrica, con la utilización de 27 unidades generadoras y una capacidad de generación de 3,074 MW (véase tabla 5.3).

- **Región Centro Sur**

La región Centro Sur obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.8436 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 18,676,790 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 15 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 4,117 MW (véase gráfica 5.1)

A inicios del periodo de estudio, esta región presento bajos índices de eficiencia principalmente en el 2008, con una mejora continua en años posteriores debido a que debido a que ha aumentado sus niveles de energía generada modificando en mínimas cantidades sus recursos, como la capacidad de planta y el número de unidades generadoras, lo que le permitió colocarse en el 2012 sobre la curva de eficiencia (SIE, 2016).

- **Región Centro Oriente**

La región de Centro Oriente obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 10,999,220 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 40 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 2,669 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Oriente**

La región Oriente obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 33,443,754 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 23 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 5,635 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Sureste**

La región Centro Sur obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.5429 (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 17,790,788 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 32 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 5,519 MW (véase gráfica 5.1).

- **Región Peninsular**

La región de Peninsular obtuvo un alto índice de eficiencia en la mayor parte del ciclo de estudio (véase tabla 5.1). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras generar 8,868,588 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.3), con la utilización de 15 unidades generadoras (véase gráfica 5.2) y una capacidad de generación de 2,284 MW (véase gráfica 5.1).

Pese a los altos índices de eficiencia que tuvo esta región a lo largo del periodo de estudio, en el 2015 manifestó una abrupta caída en dicho índice, esto debido al descenso de energía que genero para este año, que fue de 6,161,757 MWh, muy por debajo de la media de generación de energía eléctrica calculado para esta zona (SIE).

### 5.1.2 Eficiencia en el Nodo de Transmisión

A lo largo del periodo 2008-2015, las regiones de Baja California Golfo Norte, Bajío, Jalisco, Centro Oriente y peninsular fueron las zonas que realizaron las mejores prácticas de eficiencia en el proceso de Transmisión, esto con respecto a la energía eléctrica que transmitieron y la correcta asignación de los recursos como fueron las líneas de alta tensión con las que contaron cada una de estas regiones. Caso contrario, la zona Centro Sur y Sureste fue las regiones más ineficientes de sector eléctrico nacional durante este periodo.

La región noroeste presento algunas fluctuaciones en sus índices de eficiencia en los años 2010 y 2013. La región Norte tuvo un descenso de su eficiencia a 0.9872 en el 2015, tras mantener un índice de 1.000 a lo largo de los años anteriores concernientes al periodo de estudio.

**Tabla 5.2 Índices de Eficiencia en Transmisión 2008-2015**

DMU	REGIÓN	AÑO								PROM.
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
<b>R01</b>	<b>Baja California</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R02</b>	<b>Noroeste</b>	0.8142	0.8478	0.7570	0.7730	0.8007	0.9600	0.8256	0.8306	<b>0.8261</b>
<b>R03</b>	<b>Norte</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9872	<b>0.9984</b>
<b>R04</b>	<b>Golfo Norte</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R05</b>	<b>Golfo Centro</b>	0.8877	0.7688	0.8777	0.8442	0.8481	0.8744	0.9028	0.9386	<b>0.8678</b>

<b>R06</b>	<b>Bajo</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R07</b>	<b>Jalisco</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R08</b>	<b>Centro Occidente</b>	1.0000	0.9577	0.9647	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9759	<b>0.9873</b>
<b>R09</b>	<b>Centro Sur</b>	0.6819	0.7808	0.7284	0.7012	0.6903	0.6522	0.6911	0.6734	<b>0.6999</b>
<b>R10</b>	<b>Centro Oriente</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R11</b>	<b>Oriente</b>	0.9961	0.9507	0.8760	0.8724	0.9091	0.9120	0.9149	0.9367	<b>0.9210</b>
<b>R12</b>	<b>Sureste</b>	0.6547	0.6769	0.6208	0.5950	0.6098	0.6153	0.6270	0.6391	<b>0.6298</b>
<b>R13</b>	<b>Peninsular</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
	<b>PROM.</b>	<b>0.9257</b>	<b>0.9217</b>	<b>0.9096</b>	<b>0.9066</b>	<b>0.9122</b>	<b>0.9242</b>	<b>0.9201</b>	<b>0.9217</b>	

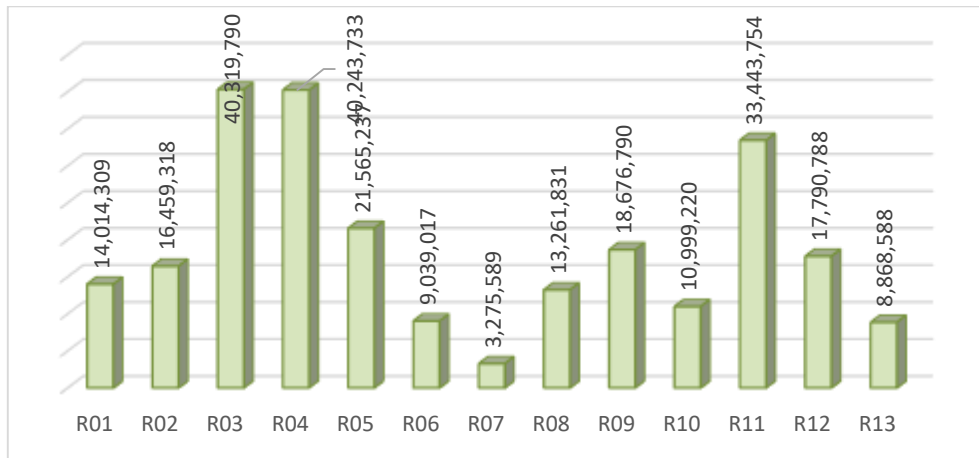
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

Los índices de eficiencia obtenidos en el proceso de transmisión, presentados con anterioridad (véase tabla 5.1), han sido calculados en relación al valor del *input* intermedio, el cual permite vincular el proceso de generación con el proceso de transmisión, el *input* líneas de transmisión y el *output*, representado por la energía transmitida; estos han sido considerados en la presente investigación, como los principales factores que han afectado la eficiencia del proceso de transmisión del SEN a lo largo del periodo 2008-2015. Por tanto, se considera prudente presentar el comportamiento promedio anual que tuvo cada variable, durante el ciclo de estudio.

- **Energía Recibida en Transmisión (*Input*-intermedio)**

La energía recibida en transmisión es un *input* intermedio, es en sí la energía que genera el proceso de generación, esta permite vincular ambos procesos y es medida en MW. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.4. Estos resultados se obtuvieron después de analizar los datos proporcionados por el SIE (2016).

**Gráfica 5.4. Promedio anual de la Energía Recibida en Transmisión  
(Input -intermedio RT) 2008-2015**

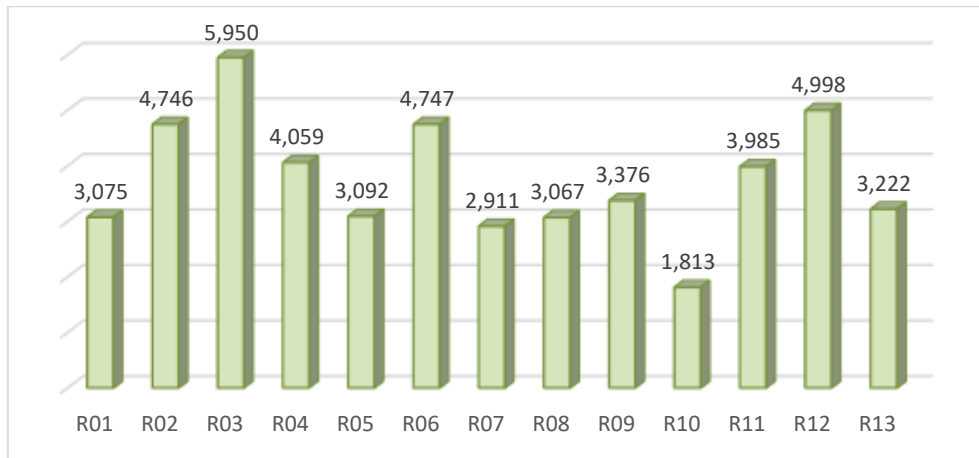


**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

- **Líneas de Transmisión (*Input*)**

Las líneas de transmisión son el conductor físico por medio del cual se transporta energía eléctrica a niveles de alta tensión, es un recurso de éste proceso y su longitud se mide en km. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.5. Estos resultados se obtuvieron después de analizar los datos proporcionados por el SIE (2016).

**Gráfica 5.5 Promedio Anual de las Líneas de Transmisión (*Input* LT)  
2008-2015.**



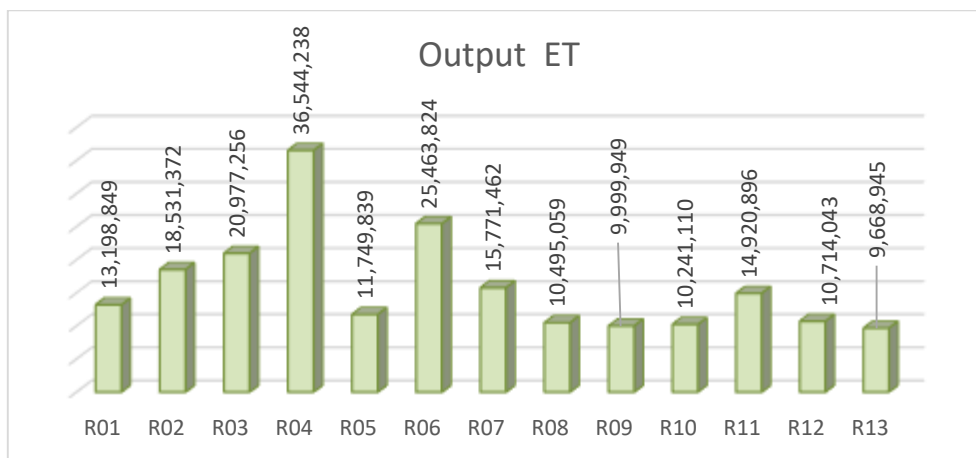
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

- **Energía Transmitida (*Output*)**

La energía transmitida es el resultado obtenido en este proceso, se mide en MWh, y es en el proceso de distribución un *input* intermedio. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.6. Los resultados se obtuvieron después de analizar los datos proporcionados por el SIE (2016).

### Gráfica 5.6 Promedio anual de la Energía Transmitida (*Output ET*)

2008-2015.



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

Después calcular el promedio anual de los índices de eficiencia de cada región obtenidos a lo largo del periodo 2008-2015 (véase tabla 5.2). A continuación, se muestra un minucioso análisis que examina el valor promedio de los *inputs* y *outputs* de este proceso permitiendo contemplar la razón del nivel de eficiencia alcanzado desde una perspectiva meramente cuantitativa.

- **Región Baja California**

La región de Baja California obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 13,198,849 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 3,075 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 14,014,309 MWh (véase gráfica 5.4).



- **Región Noroeste**

La región Noroeste obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.8261 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 18,531,372 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 4,746 km de alta tensión (véase gráfica 5.5), y un promedio de energía recibida de generación de 16,459,318 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Norte**

La región Norte obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9984 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 20,977,256 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 5,950 km de alta tensión (véase gráfica 5.5), y un promedio de energía recibida de generación de 40,319,790 MWh (véase gráfica 5.4).

Durante el periodo de estudio, la región se mantuvo laborando sobre la curva de eficiencia, es decir, reportando un índice de 1.000, únicamente, para el año 2015 tuvo un descenso a 0.9872 (véase tabla 5.2) debido al incremento de 168 km de líneas de alta tensión que reporto con respecto al año anterior (SIE, 2016), se decidió analizar este elemento pese a la mínima variación manifestada a fin de hacer notar la sensibilidad de los cálculos en cuanto a la variación de los recursos.

- **Región Golfo Norte**

La región de Golfo Norte obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 36,544,238 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 4,059 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 40,243,733 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Golfo Centro**

La región Golfo Centro obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.8678 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 11,749,839 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 3,092 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 21,565,237 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Bajío**

La región Bajío obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 25,463,824 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 4,747 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 9,039,017 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Jalisco**

La región Jalisco obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 15,771,462 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 2,911 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 3,275,589 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Centro Occidente**

La región Centro Occidente obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9873 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 10,495,059 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 3,067 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 13,261,831 MWh (véase gráfica 5.4)

Pese a los altos índices de eficiencia que presentó la región Centro Occidente durante el periodo de estudio, se manifestaron algunos descensos durante los años 2009 y 2015, lo que llevó a esta región a colocarse por debajo de la curva de eficiencia. Estas fluctuaciones se debieron a ciertas disminuciones de energía transmitida que tuvo la región en los años mencionados de 1,571,140 MWh y 140,770 MWh respectivamente (SIE, 2016).

- **Región Centro Sur**

La región Centro Sur obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.6999 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 9,999,949 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 3,376 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 18,676,790 MWh (véase gráfica 5.4)

- **Región Centro Oriente**

La región de Centro Oriente obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 10,241,110 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 1,813 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 10,999,220 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Oriente**

La región Oriente obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9210 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 14,920,896 MWh de energía eléctrica (véase

gráfica 5.6), con la utilización de 3,985 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 33,443,754 MWh (véase gráfica 5.4).

- **Región Sureste**

La región Sureste obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.6298 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 10,714,043 MWh de energía eléctrica, con la utilización de 4,998km de alta tensión y un promedio de energía recibida de generación de 17,790,788 MWh (véase tabla 5.4).

- **Región Peninsular**

La región de Peninsular obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó después de transmitir 9,668,945 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.6), con la utilización de 3,222 km de alta tensión (véase gráfica 5.5) y un promedio de energía recibida de generación de 8,868,588 MWh (véase gráfica 5.4).

### **5.1.3 Eficiencia en el Nodo de Distribución**

A lo largo del periodo 2008-2015, las regiones de Baja California, Norte, Golfo Norte, Centro Oriente y Peninsular fueron las zonas que realizaron las mejores prácticas de eficiencia en el proceso de Distribución, esto con respecto a la energía eléctrica que distribuyeron y la correcta asignación de los recursos como fueron las líneas de distribución, el número de subestaciones y la capacidad de transformación con las que refirió cada una de estas regiones de manera anual. Caso contrario, la Centro Sur y Sureste fueron las regiones más ineficientes de sector eléctrico

nacional. En este proceso, únicamente la región Noroeste presentó fluctuaciones significantes en sus índices de eficiencia en algunos años del periodo de estudio (véase tabla 5.3).

**Tabla 5.3 Índices de Eficiencia en Distribución 2008-2015**

DMU	REGIÓN	AÑO								PROM.
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
<b>R01</b>	<b>Baja California</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R02</b>	<b>Noroeste</b>	0.6982	0.9411	0.7765	0.8079	0.8312	1.0000	0.8451	0.8488	<b>0.8436</b>
<b>R03</b>	<b>Norte</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R04</b>	<b>Golfo Norte</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R05</b>	<b>Golfo Centro</b>	0.8313	0.8348	0.8968	0.8639	0.8732	0.8879	0.9110	0.9522	<b>0.8814</b>
<b>R06</b>	<b>Bajío</b>	0.8315	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>0.9789</b>
<b>R07</b>	<b>Jalisco</b>	1.0000	1.0000	0.9200	0.9220	0.9140	0.8909	0.8919	0.9191	<b>0.9419</b>
<b>R08</b>	<b>Centro Occidente</b>	1.0000	0.9381	0.9887	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9955	<b>0.9903</b>
<b>R09</b>	<b>Centro Sur</b>	0.5779	0.5949	0.6349	0.5717	0.5734	0.5686	0.5886	0.6074	<b>0.5897</b>
<b>R10</b>	<b>Centro Oriente</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
<b>R11</b>	<b>Oriente</b>	0.7163	0.8673	0.8374	0.8298	0.8646	0.8653	0.8675	0.8888	<b>0.8421</b>
<b>R12</b>	<b>Sureste</b>	0.6087	0.5945	0.5522	0.5391	0.5476	0.5513	0.5681	0.5756	<b>0.5671</b>
<b>R13</b>	<b>Peninsular</b>	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
	<b>PROM.</b>	<b>0.8665</b>	<b>0.9054</b>	<b>0.8928</b>	<b>0.8873</b>	<b>0.8926</b>	<b>0.9072</b>	<b>0.9002</b>	<b>0.9081</b>	

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

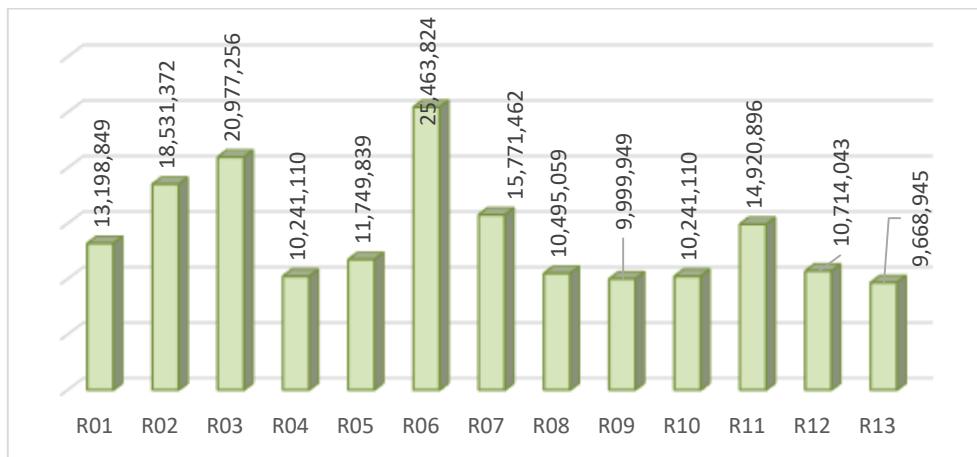
Los índices de eficiencia obtenidos en el proceso de distribución, presentados con anterioridad (véase tabla 5.3), han sido calculados en relación al valor del *input* intermedio, el cual permite vincular el proceso de transmisión con el proceso de distribución, los *inputs* líneas de distribución, subestaciones y la capacidad de transformación; y el *output*, representado por la energía distribuida; estos han sido considerados en la presente investigación, como los principales factores que han afectado la eficiencia del proceso de distribución del SEN a lo largo

del periodo 2008-2015. Por tanto, se considera prudente presentar el comportamiento promedio anual que tuvo cada variable, durante el ciclo de estudio.

- **Energía Recibida en Distribución (*Input*-intermedio)**

La energía recibida en distribución es un *input* intermedio, es en sí la energía eléctrica enviada a través las líneas de transmisión hasta las subestaciones de distribución. Éste *input* permite vincular ambos procesos y es medido en MW. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.7. Los resultados se obtuvieron tras analizar los datos proporcionados por el SIAD (2016).

**Gráfica 5.7 Promedio Anual de la Energía Recibida en Distribución (*Input*-Intermedio RD) 2008-2015.**



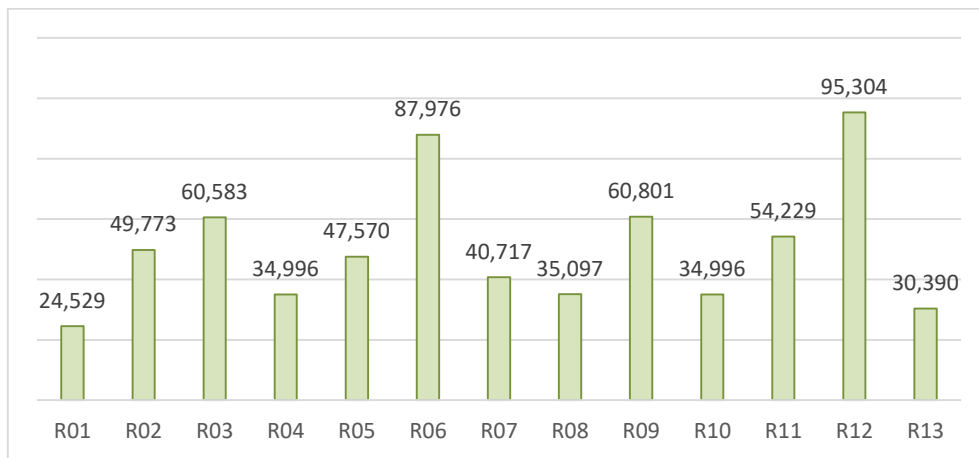
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIAD (2016).

- **Longitud de Líneas de Distribución (*Input*)**

Las líneas de Distribución son el conductor físico por medio del cual se transporta energía eléctrica, a niveles de media y tensión baja tensión, principalmente desde los centros de

transmisión a los centros de distribución y consumo. Su longitud se mide en kilómetros. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.8. Los resultados se obtuvieron después de analizar los datos proporcionados por el SIAD (2016).

**Gráfica 5.8 Promedio Anual de la Energía las Líneas en Distribución  
(Input LD) 2008-2015.**

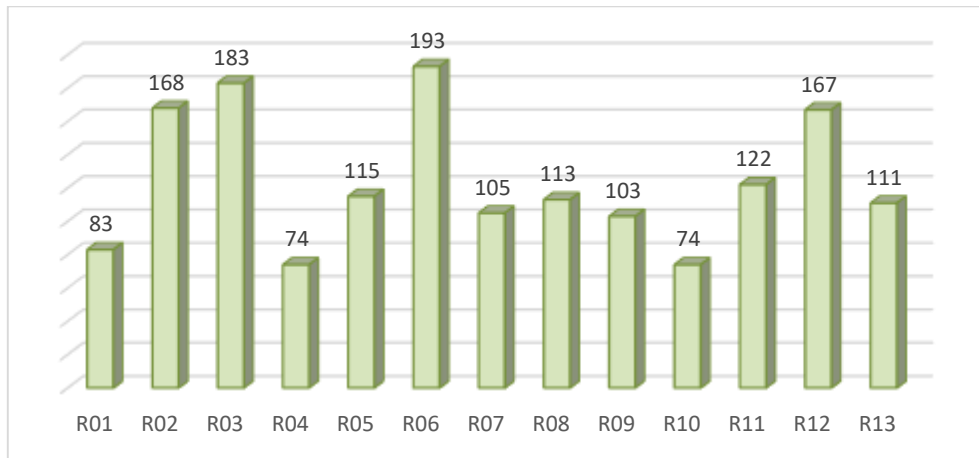


**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIAD (2016).

- **Numero de Subestaciones en Distribución (Input)**

Las subestaciones sirven para alimentar una red de distribución de energía eléctrica, es un insumo para este proceso. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.9. Los resultados se obtuvieron después de analizar los datos proporcionados por el SIAD (2016).

**Gráfica 5.9 Promedio Anual del Número de Subestaciones en Distribución**  
**(Input SD) 2008-2015.**



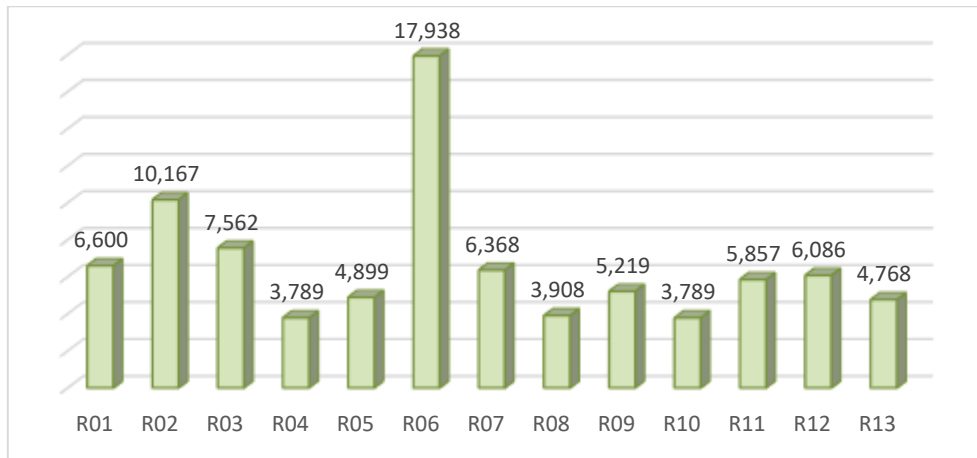
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIAD (2016).

- **Capacidad de Transformación (Input)**

La capacidad de transformación es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de distribución de la energía eléctrica y es medida en MVA. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 10. Los resultados se obtuvieron seguido de analizar los datos proporcionados por el SIAD (2016).



**Gráfica 5.10. Promedio Anual de la Capacidad de Transformación en Distribución  
(Input TD) 2008-2015.**



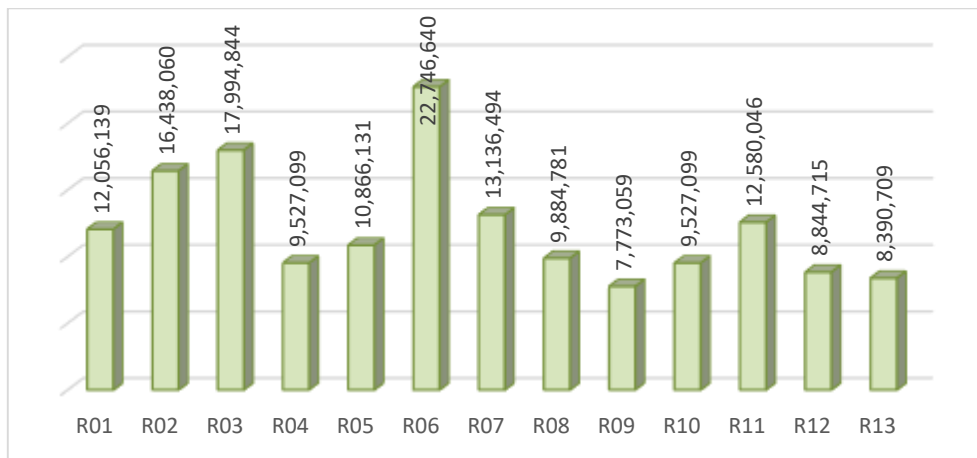
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIAD (2016).

- **Energía Distribuida (*Output*)**

La energía distribuida, es la conducción de energía eléctrica desde las subestaciones hasta los puntos de suministro a los usuarios, es medida en MWh y es el resultado o salida del proceso de distribución. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.11.

Los resultados se obtuvieron una vez analizados los datos proporcionados por el SIAD (2016).

**Gráfica 5.11 Promedio Anual de la Energía Distribuida  
(Output ED) 2008-2015**



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIAD (2016).

Tras calcular el promedio anual de los índices de eficiencia de cada región obtenidos a lo largo del periodo 2008-2015 (véase tabla 5.3). A continuación, se muestra un minucioso análisis que examina el valor promedio de los *inputs* y *outputs* a fin de dar explicación al comportamiento de dichos índices desde una perspectiva meramente cuantitativa.

- **Región Baja California**

La región de Baja California obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 12,056,139 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 24,529 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 83 subestaciones (véase gráfica 5.9) y una capacidad de transformación de 6,600MVA (véase gráfica 5.10)

- **Región Noroeste**

La región Noroeste obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.8436 (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 16,438,060 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 49,773 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 168 subestaciones (véase gráfica 5.9) y una capacidad de transformación de 10,167 MVA (véase gráfica 5.10).

La región Noroeste presentó fluctuaciones significantes en sus índices de eficiencia. Tal fue el caso del 2008 en donde obtuvo un índice de 0.6982 y el cual ascendió a 0.9411 en el año subsecuente (véase tabla 5.3), esto se debió a que utilizó recursos similares para distribuir 13,227,987 MWh en el 2008 en comparación con los 14,980,000 MWh que distribuyó en el 2009, siendo una diferencia de 1,752,901 MWh de energía distribuida (SIAD, 2016).

En el 2010, la región presentó un descenso en su índice de eficiencia de 0.9411 a 0.7765 para este año, siendo en esta ocasión, el incremento de subestaciones en 10 unidades la causante del descenso, es decir, de tener 154 subestaciones en el 2009, reportó 164 para el 2010 (SIAD, 2016).

Tras mantener un índice de eficiencia estable de 0.8079 y 0.8312 durante el 2011 y 2012 respectivamente, en el 2013 logró colocarse en la frontera de eficiencia. La energía distribuida para este año fue de 17,622,341 MWh, con una infraestructura de 52,013 km de líneas de media y baja tensión, reportando 175 subestaciones y una capacidad de transformación de 10,565 MVA (SIAD, 2016).

- **Región Norte**

La región Norte obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 17,994,844 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 60,583 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 183 subestaciones (véase gráfica 5.9), y una capacidad de transformación de 7,562 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Golfo Norte**

La región Golfo Norte obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 33,296,157 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 34,996 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 74 subestaciones (véase gráfica 5.9) y contando con una capacidad de transformación de 3,789 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Golfo Centro**

La región Golfo Norte obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.8814 (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 10,866,131 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11) y con la utilización de 47,570 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 115 subestaciones (véase gráfica 5.9) y una capacidad de transformación de 4,899 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Bajío**

La región Bajío obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 22,746,640 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11) con la utilización de 87,976 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 193 subestaciones (véase gráfica 5.9) y contando con una capacidad de transformación de 17,938 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Jalisco**

La región Jalisco obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9419 (véase tabla 5.2). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 13,136,494 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11) con la utilización de 40,717 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 105 subestaciones (véase gráfica 5.9), una capacidad de transformación de 6,368 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Centro Occidente**

La región Centro Occidente obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.9903 (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 9,884,781 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11) con la utilización de 87,976 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 113 subestaciones (véase gráfica 5.9) y una capacidad de transformación de 3,908 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Centro Sur**

La región Centro Sur obtuvo un índice de eficiencia promedio anual de 0.5897 (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 7,773,059 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 60,801 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 103 subestaciones (véase gráfica 5.9) una capacidad de transformación de 5,219 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Centro Oriente**

La región Centro Oriente obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 en cada año del ciclo analizado (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 9,527,099 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 34,996 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 74 subestaciones (véase gráfica 5.9), así como con una capacidad de transformación de 3,789 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Oriente**

La región Oriente obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.8421 (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 12,580,046 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 54,229 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 122 subestaciones (véase gráfica 5.9), así como con una capacidad de transformación de 5,857MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Sureste**

La región Sureste obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.5671 (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 8,844,715 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 95,304 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 167 subestaciones (véase gráfica 5.9), así como con una capacidad de transformación de 6,086 MVA (véase gráfica 5.10).

- **Región Peninsular**

La región Peninsular obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.3). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras la distribución de 8,390,709 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.11), con la utilización de 30,390 km de líneas de media y baja tensión (véase gráfica 5.8), 111 subestaciones (véase gráfica 5.9), y una capacidad de transformación de 4,768 MVA (véase gráfica 5.10).

#### **5.1.4 Eficiencia en el Nodo de Ventas**

A lo largo del periodo 2008-2015, las regiones de Baja California, Norte, Golfo Norte y Centro Oriente, fueron las zonas que realizaron las mejores prácticas de eficiencia en el proceso de ventas, esto con respecto a la energía eléctrica que vendieron y la correcta asignación de los recursos como fueron el número de trabajadores el número y la energía recibida de distribución de manera anual. Caso contrario, la Centro Sur, Oriente y Sureste fueron las regiones más ineficientes de sector eléctrico a nivel nacional. En este proceso, las regiones Centro Occidente y Peninsular presentaron fluctuaciones significativas en sus índices de eficiencia en el año 2009 (véase tabla 5.4).

**Tabla 5.4 Índices de Eficiencia en Ventas 2008-2015**

DMU	REGIÓN	AÑO								PROM.	
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
R01	Baja California	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R02	Noroeste	0.9093	0.9361	0.9303	0.9716	0.9826	1.0000	0.9521	0.9537		<b>0.9545</b>
R03	Norte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R04	Golfo Norte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R05	Golfo Centro	0.6894	0.5933	0.6731	0.6651	0.6937	0.7001	0.7101	0.7196		<b>0.6806</b>
R06	Bajío	0.7478	0.7795	0.8108	0.8225	0.8135	0.8149	0.8212	0.8011		<b>0.8014</b>
R07	Jalisco	0.6679	0.6346	0.6370	0.6318	0.6417	0.6201	0.6214	0.6394		<b>0.6367</b>
R08	Centro Occidente	0.7976	0.5539	0.7528	0.7625	0.7628	0.7589	0.7438	0.7440		<b>0.7345</b>
R09	Centro Sur	0.4121	0.3949	0.4231	0.3795	0.3760	0.3813	0.3724	0.3655		<b>0.3881</b>
R10	Centro Oriente	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R11	Oriente	0.5483	0.5153	0.5547	0.5426	0.5660	0.5389	0.5311	0.5403		<b>0.5422</b>
R12	Sureste	0.3463	0.3647	0.3583	0.3496	0.3527	0.3433	0.3493	0.3510		<b>0.3519</b>
R13	Peninsular	1.0000	0.6952	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>0.9619</b>
	<b>PROM.</b>	<b>0.7784</b>	<b>0.7283</b>	<b>0.7800</b>	<b>0.7789</b>	<b>0.7838</b>	<b>0.7813</b>	<b>0.7770</b>	<b>0.7780</b>		

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

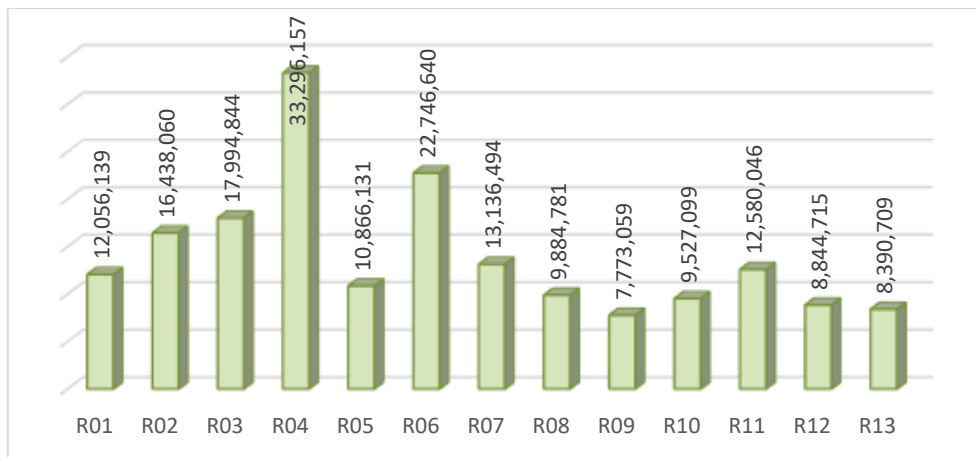
Los índices de eficiencia obtenidos en el proceso de ventas, presentados con anterioridad (véase tabla 5.4), han sido calculados en relación al valor del *input* intermedio, energía recibida, el cual vincula el proceso de distribución con ventas, el *input*, número de empleados y el *output*, representado por la energía vendida; han sido considerados en la presente investigación, como los principales factores que han afectado la eficiencia del proceso de ventas del SEN a lo largo del periodo 2008-2015. Por tanto, se considera necesario analizar el comportamiento promedio anual que tuvo cada variable, durante el ciclo de estudio.



- **Energía Eléctrica recibida en Ventas (*Input*-intermedio)**

La energía recibida en ventas es un *input* intermedio, y es la conducción de energía eléctrica desde las subestaciones hasta los puntos de suministro a los usuarios, medida en MWh. Éste *input* permite vincular el proceso de distribución con el de ventas. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.12.

**Gráfica 5.12. Promedio anual de la Energía Recibida en Ventas  
(*Input* RV) 2008-2015.**



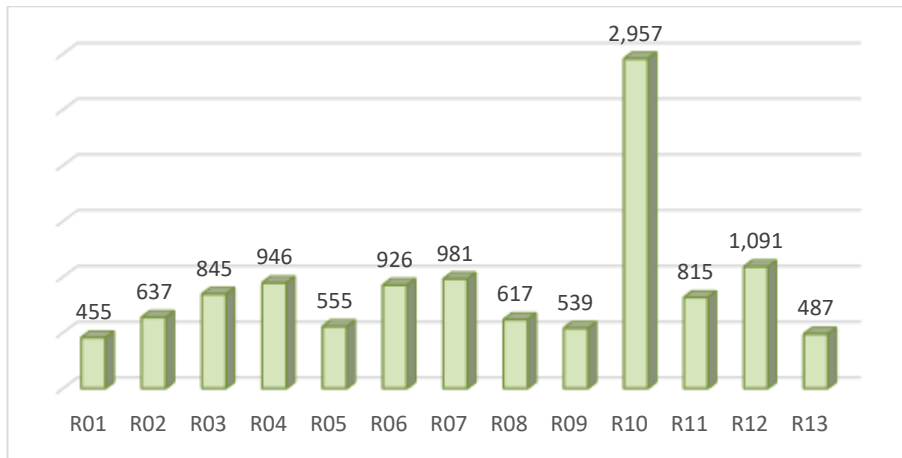
**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

- **Número de Trabajadores (*Input*)**

Los trabajadores del área de ventas, son el recurso humano encargado de las labores relacionadas con la atención a usuarios<sup>12</sup>, como son: contrataciones, facturaciones, cobros, reconexiones, etc. El análisis del promedio de los datos de esta variable proporcionados por el SIE, se presentan a continuación (véase gráfica 13).

<sup>12</sup> Los usuarios son personas físicas o morales que hacen uso de la energía eléctrica proporcionada por el suministrador, previo contrato celebrado por las partes.

**Gráfica 5.13. Promedio Anual del Número de Trabajadores  
(Input TV) 2008-2015.**

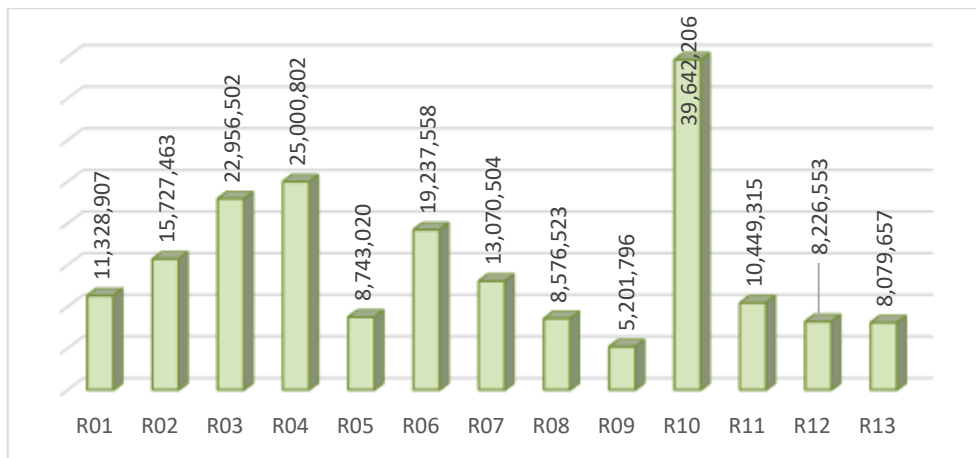


**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

- **Energía Vendida (*Output*)**

La energía vendida, es prácticamente la culminación u objetivo final del SEN, es el resultado del trabajo conjunto de cada uno de los procesos involucrados. El comportamiento promedio anual de esta variable se presenta en la gráfica 5.14. Los resultados se obtuvieron una vez analizados los datos proporcionados por el SIE (2016).

**Gráfica 5.14 Promedio Anual de la Energía Vendida  
(Output EV) 2008-2015.**



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del SIE (2016).

Una vez calculado el promedio anual de los índices de eficiencia de cada región obtenidos a lo largo del periodo 2008-2015 (véase tabla 5.4), se muestra un minucioso análisis que examina el valor promedio de los *inputs* y *outputs* a fin de dar explicación al comportamiento de dichos índices desde una perspectiva meramente cuantitativa.

- **Región Baja California**

La región de Baja California obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 11,328,907 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 455 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 12,056,139 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Noroeste**

La región Noroeste obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.9537. (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 15,727,463 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 637 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 16,438,060 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Norte**

La región Norte obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 22,956,502 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 845 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 17,994,844 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Golfo Norte**

La región de Golfo Norte obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 25,000,802 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 946 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 33,296,157 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12)

- **Región Golfo Centro**

La región Golfo Centro obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.7196 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 8,743,020 MWh de energía eléctrica (véase gráfica

5.14), laborando con 555 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 10,866,131 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Bajío**

La región Bajío obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.8011 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 19,237,558 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 926 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 22,746,640 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12)

- **Región Jalisco**

La región Jalisco obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.6394 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 13,070,504 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 981 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 13,136,494 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Centro Occidente**

La región Centro Occidente obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.7440 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 8,576,523 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 617 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 9,884,781 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

En el 2009, esta región presentó un descenso en el nivel de eficiencia debido a que vendió 1,717,559 MWh menos que los registrados un año anterior, manteniendo constantes el número de trabajadores y la energía recibida por parte de distribución, reportados en el 2008 (SIE 2016).

- **Región Centro Sur**

La región Centro Sur obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.3655 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 5,201,796 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 539 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 7,773,059 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Centro Oriente**

La región de Centro Oriente obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 39,642,206 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 123 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 9,527,099 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Oriente**

La región Oriente obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.5403 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 10,449,315 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 815 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 12,580,046 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Sureste**

La región Sureste obtuvo un índice de eficiencia promedio de 0.3510 (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 8,226,553 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 1,091 empleados (véase gráfica 5.13) y después de recibir un promedio de 8,844,715 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

- **Región Peninsular**

La región de Peninsular obtuvo un índice de eficiencia de 1.000 a lo largo del ciclo de estudio (véase tabla 5.4). Este nivel de eficiencia lo alcanzó tras vender 8,079,657 MWh de energía eléctrica (véase gráfica 5.14), laborando con 487 empleados (véase gráfica 5.14) y después de recibir un promedio de 8,390,709 MWh de energía proveniente de distribución (véase gráfica 5.12).

### **5.1.5 Eficiencia Global**

La eficiencia global, es un análisis general que contempla de manera conjunta e interrelacionada cada uno de los procesos que conforman el SEN, generación, transmisión, distribución y ventas. En éste análisis, la región Golfo Norte y Centro Oriente fueron las regiones que se colocaron sobre la frontera de eficiencia a lo largo del periodo 2008-2015, en cambio la Centro Sur y Sureste fueron las regiones menos eficientes de este sector durante dicho ciclo.

**Tabla 5.5 Índices de Eficiencia Global 2008-2015**

DMU	Región	AÑO								PROM.
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
R01	Baja California	0.9892	0.9527	0.9573	0.9392	0.8460	0.9300	0.9168	0.9515	<b>0.9353</b>
R02	Noroeste	0.7933	0.8700	0.8164	0.8252	0.7537	0.8997	0.8218	0.8537	<b>0.8240</b>
R03	Norte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.9968	<b>0.9996</b>
R04	Golfo Norte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R05	Golfo Centro	0.8368	0.7592	0.8409	0.8255	0.8235	0.8215	0.8353	0.8573	<b>0.8313</b>
R06	Bajío	0.8811	0.9339	0.9449	0.9488	0.7856	0.9463	0.9484	0.9416	<b>0.9131</b>
R07	Jalisco	0.8895	0.8742	0.8589	0.8570	0.8598	0.4343	0.5430	0.6426	<b>0.8657</b>
R08	Centro Occidente	0.9215	0.7776	0.8537	0.8698	0.8540	0.8627	0.8894	0.8971	<b>0.8657</b>
R09	Centro Sur	0.5408	0.6159	0.6338	0.5873	0.5837	0.5486	0.5673	0.5507	<b>0.5830</b>
R10	Centro Oriente	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>1.0000</b>
R11	Oriente	0.7657	0.7774	0.7784	0.7701	0.7963	0.7826	0.7768	0.7911	<b>0.7801</b>
R12	Sureste	0.5258	0.4860	0.5088	0.5017	0.4877	0.4590	0.5066	0.4622	<b>0.4947</b>
R13	Peninsular	1.0000	0.8916	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	<b>0.9764</b>
	<b>PROM.</b>	<b>0.8574</b>	<b>0.8405</b>	<b>0.8606</b>	<b>0.8534</b>	<b>0.8279</b>	<b>0.8576</b>	<b>0.8571</b>	<b>0.8573</b>	

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

En cuanto a variaciones de eficiencia, en el 2012, a región Bajío tuvo un abrupto descenso. La región Jalisco manifestó una importante caída a partir del 2013 y en el caso de la región Centro occidente revelo una caída en el 2009 al igual que la región peninsular (véase tabla 5.5).

## **5.2 Benchmarking**

El benchmarking es la medida de una actuación en comparación con las mejores compañías de su clase, determina cómo la mejor de ellas ha logrado estos niveles de actuación y utiliza la información como base para los objetivos, estrategias y aplicación de la propia compañía (Bemowski, 1991).



En este apartado, se muestra un análisis general de los cálculos del *benchmarking* obtenidos en cada uno de los procesos que conforman el Sector Eléctrico Nacional. Los valores del *benchmarking* representan el número de divisiones a las cuales estas sirven de referentes para mejorar la eficiencia. Cuando el valor *benchmarking* es cero, indica que no son referentes de alguna DMU (véase tablas 5.6, 5.8, 5.10 y 5.12).

En este apartado, se determinó también, cuáles son las zonas que sirven de referente a una determinada región, esto a fin de mejorar sus prácticas de eficiencia comparándose con otras (véase tablas 5.7, 5.9, 5.11 y 5.13). Es importante resaltar que una DMU no necesariamente debe compararse con otra que se encuentra sobre la frontera de eficiencia, sino que es posible tomar como referente aquella con las que sus características sean semejantes y se encuentren lo más cercano a dicha frontera, permitiendo con esto una mejora paulatina a través del tiempo. Cualquier DMU puede llegar a tener una DMU referente, aunque ésta presente un alto índice de eficiencia, incluso de la unidad, siempre y cuando el índice de la DMU comparativa sea igual o superior.

### **5.2.1 Nodo de Generación**

En el proceso de Generación, durante el periodo 2008-2015, la región Bajío fue la zona de mayor referente a nivel nacional, seguida por la Norte y la Oriente (véase tabla 5.6). Estas zonas presentaron un índice de eficiencia promedio de 0.9365, 1.000 y 0.9974 respectivamente (véase tabla 5.1).

Por otra parte, la región de Baja California, Noreste, Centro Occidente, Centro Sur, Centro Oriente y Sureste, no fueron referentes de otra zona durante este periodo pese a que algunas de ellas presentaron altos índices de eficiencia (véase tabla 5.6).

**Tabla 5.6 Benchmarking del Proceso de Generación 2008-2015**

Región	AÑO							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Baja California	0	0	0	0	0	0	0	0
Noroeste	0	0	0	0	0	0	0	0
Norte	4	5	4	4	1	0	7	0
Golfo Norte	0	0	4	4	0	4	0	5
Golfo Centro	3	1	0	0	0	0	0	0
Bajío	2	7	3	8	0	7	8	7
Jalisco	0	0	3	3	5	2	1	1
Centro Occidente	0	0	0	0	0	0	0	0
Centro Sur	0	0	0	0	0	0	0	0
Centro Oriente	0	0	0	0	0	0	0	0
Oriente	0	3	0	0	7	3	1	6
Sureste	0	0	0	0	0	0	0	0
Peninsular	5	0	4	0	0	0	0	0

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo 1.

En el proceso de generación, la región Sureste fue la región que presentó los índices de eficiencia más bajos al o largo del periodo de estudio, por lo que resulta conveniente resaltar cuales fueron las empresas que sirvieron de referentes para esta zona, entre ellas se encuentran la región Norte, Golfo Centro y Peninsular en el 2008, la Norte, Bajío y Oriente en el 2009, la Norte y Peninsular en el 2010, Norte y Bajío 2011, Norte y Oriente 2012, Golfo Norte y Bajío en el 2013, Norte, Bajío y Centro Sur en el 2014 y Bajío, Jalisco y Centro Sur en el 2015 (Véase tabla 5.7).

**Tabla 5.7 Regiones Referentes en Generación 2008-2015**

DMU	REGIÓN	Regiones Referentes							
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R01	Baja California	R03,R13	R03,R06	R03,R13	R03 R06	R07,R11	R04,R06	R03,R06	R04,R06
R02	Noroeste	R03,R13	R03,R06	R03,R04, R13	R03,R06	R09,R11	R04,R06, R11	R03,R06, R09	R04,R06, R11
R03	Norte	R03	R03	R03	R03	R03	R04,R11	R03	R04,R11
R04	Golfo Norte	R04	R04	R04	R04	R04		R03, R06,R09	R04
R05	Golfo Centro	R05	R05	R04,R06, R07	R04, R06,R07	R07,R11	R06,R07, R11	R03, R09	R06,R09 R11
R06	Bajío	R06	R06	R06	R06	R06	R06	R06	R06
R07	Jalisco	R07	R07	R07	R07	R07	R07	R07	R07
R08	Centro Occidente	R03,R13	R03,R06	R03,R13	R03,R06	R07,R11	R06,R11	R03,R06, R09	R04,R06, R11
R09	Centro Sur	R05,R06, R13	R05,R06, R11	R04,R06, R07	R04,R06, R07	R09	R09	R09	R09
R10	Centro Oriente	R05,R06	R06,R11	R04,R06, R07	R04, R06	R07,R11	R06,R11	R06,R09	R06,R11
R11	Oriente	R11	R11	R11	R11	R11	R11	R03,R09	R11
R12	Sureste	R03,R05, R13	R03,R06, R11	R03,R13	R03,R06	R03,R11	R04,R06	R03,R06, R09	R04,R06, R11
R13	Peninsular	R13	R03,R06	R13	R04,R06, R07	R07,R11	R06,R07	R06,R07	R06,R07, R09

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo 1.

### 5.2.2 Nodo de Transmisión

En este proceso a lo largo del periodo 2008-2015, las regiones Golfo Norte, Centro Oriente y Oriente fueron las zonas que sirvieron de mayor referente a otras regiones. La región Golfo

Centro y Centro Sur, aunque en medida, sirvieron también de referentes en este ciclo de estudio (véase tabla 5.8).

**Tabla 5.8. Benchmarking del Proceso de Transmisión 2008-2015**

Región	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Baja California	0	0	0	0	0	0	0	0
Noroeste	0	0	0	0	0	0	0	0
Norte	0	0	0	0	0	0	0	0
Golfo Norte	8	6	6	6	6	3	6	7
Golfo Centro	5	0	1	5	1	0	0	0
Bajío	0	0	0	0	0	0	0	0
Jalisco	1	1	1	1	1	0	1	2
Centro Occidente	0	0	0	0	0	0	0	0
Centro Sur	1	2	0	1	1	4	1	1
Centro Oriente	5	8	7	5	6	7	6	8
Oriente	1	6	5	1	5	6	5	5
Sureste	0	0	0	0	0	0	0	0
Peninsular	0	0	0	0	0	0	0	0

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

En Transmisión, la región Sureste fue la región que presentó los índices de eficiencia más bajos al o largo del periodo de estudio, por lo que resulta conveniente resaltar cuales fueron las empresas que sirvieron de referentes para esta zona, entre ellas se encuentran la región Norte, Golfo Centro y Peninsular en el 2008, la Norte, Bajío y Oriente en el 2009, la Norte y Peninsular en el 2010, Norte y Bajío 2011, Norte y Oriente 2012, Golfo Norte y Bajío en el 2013, Norte, Bajío y Centro Sur en el 2014 y Bajío, Jalisco y Centro Sur en el 2015 (Véase tabla 5.9).

**Tabla 5.9 Regiones Referentes en Transmisión 2008-2015**

Región	Regiones Referentes							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Baja California</b>	R04 R05 R10	R09 R10 R11	R04 R10 R11	R04,R0 5,R10	R04,R10, R11	R04,R10, R11	R04,R10 ,R11	R04,R10, R11
<b>Noroeste</b>	R04, R07,	R04, R07,R10	R04,R07, R10	R04,R0 7,R10	R04,R10, R11	R04,R10, R11	R04,R07 ,R10	R04,R07, R10
<b>Norte</b>	R03	R03	R03	R03	R03	R03	R03	R03,R04
<b>Golfo Norte</b>	R04	R04	R04	R04	R04	R04	R04	R04
<b>Golfo Centro</b>	R04, R05,R10	R04, R10,R11	R04,R10, R11	R04,R0 5,R10	R04,R10, R11	R04,R10, R11	R04,R10 ,R11	R04,R10 ,R11
<b>Bajío</b>	R06	R06	R06	R06	R04,R06, R07	R06	R06	R06
<b>Jalisco</b>	R07	R07	R07	R07	R07	R07	R07	R07
<b>Centro Occidente</b>	R04, R05,R10	R09,R10 ,R11	R05,R10, R11	R05,R0 9,R10	R05,R09, R10	R09,R10, R11	R09,R10 ,R11	R09,R10 ,R11
<b>Centro Sur</b>	R04, R05,R10	R04,R10 ,R11	R04,R10, R11	R04,R0 5,R10	R04,R10, R11	R09,R10, R11	R04,R10 ,R11	R04,R10 ,R11
<b>Centro Oriente</b>	R10	R10	R10	R10	R10	R10	R10	R10
<b>Oriente</b>	R04, R05,R11	R04,R10 ,R11	R04,R10, R11	R04,R0 5,R11	R04,R10, R11	R09,R10, R11	R04,R10 ,R11	R04,R10 ,R11
<b>Sureste</b>	R04, R05,R11	R04,R10 ,R11	R04,R10, R11	R04,R0 5,R11	R03,R11	R09,R10, R11	R03,R04 ,R11	R04,R10 ,R11
<b>Peninsular</b>	R04, R09,R10	R04,R10 ,R11	R13	R13	R13	R13	R13	R07,R10 ,R13

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo 1.

### 5.2.3 Nodo de Distribución

En un análisis de benchmarking donde se busca determinar aquellas empresas o DMU's que realizan las mejores prácticas de eficiencia, en este estudio se determinó que las regiones que

servieron de mayor referente en el sector eléctrico a lo largo del periodo 2008-2015 fueron la Golfo Norte, Bajío y Centro Oriente (véase tabla 10).

**Tabla 5.10 Benchmarking del proceso de Distribución 2008-2015**

DMU	Región	AÑO							
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R01	Baja California	0	0	0	0	0	0	0	0
R02	Noroeste	0	0	0	0	0	0	0	0
R03	Norte	0	0	0	0	0	0	1	0
R04	Golfo Norte	8	6	5	4	3	3	5	6
R05	Golfo Centro	0	0	0	0	0	0	0	0
R06	Bajío	1	3	4	4	4	4	5	6
R07	Jalisco	0	2	1	1	1	1	2	1
R08	Centro	3	0	1	2	1	4	4	0
R09	Centro Sur	0	0	0	1	1	0	0	0
R10	Centro Oriente	4	4	6	4	5	4	5	6
R11	Oriente	0	0	0	0	0	0	0	1
R12	Sureste	0	0	0	0	0	0	0	0
R13	Peninsular	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

En el proceso de distribución, las regiones menos eficientes a nivel nacional fueron la Centro Sur y Sureste, por tanto, se considera importante determinar qué zonas podrían servir de referentes a fin de mejorar su eficiencia considerando las líneas de media y baja tensión, la capacidad de transformación que tiene la zona y el número de subestaciones con las que se cuenta. Por tanto, las regiones referentes de la zona Centro Sur fueron la Golfo Norte, Centro Occidente y Centro Oriente en el 2008, la Golfo Norte, y Centro Oriente para el resto del periodo. En el caso de Sureste, la Golfo Norte y Centro Occidente fueron sus referentes en el 2008, en el 2009, y la

región Bajío, Centro Occidente y Centro Oriente fueron sus referentes en años posteriores (véase tabla 5.11).

**Tabla 5.11 Regiones Referentes de Distribución 2008-2015**

DMU	REGIÓN	Regiones Referentes							
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R01	<b>Baja California</b>	R01	R01	R01	R01	R01	R01	R01	R01
R02	<b>Noroeste</b>	R03, R04, R06,R07	R03,R04, R07	R04,R07	R04,R07, R09	R04,R07, R09	R03,R0, R07	R04,R07, R09	R04,R07, R13
R03	<b>Norte</b>	R03	R03	R03	R03	R03	R03	R04,R06, R07,R10	R04,R06, R11
R04	<b>Golfo Norte</b>	R04	R04	R04	R04	R04	R04	R04	R04
R05	<b>Golfo Centro</b>	R04, R08,R10	R03,R04, R07,R10	R06,R10	R06,R10	R06,R10	R06,R08, R10	R06,R08, R10	R06,R10
R06	<b>Bajío</b>	R04,R10	R06	R06	R06	R06	R06	R06	R06
R07	<b>Jalisco</b>	R07	R07	R01,R04, R08,R10	R01,R04, R08,R10	R01,R04, R08,R10	R01,R04, R08,R10	R01,R04, R08,R10	R01,R04, R06,R10
R08	<b>Centro Occidente</b>	R08	R04,R06, R10	R01,R04, R10	R08	R08	R08	R08	R01,R04, R10
R09	<b>Centro Sur</b>	R04, R08,R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10	R06,R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10
R10	<b>Centro Oriente</b>	R10	R10	R10	R10	R10	R10	R10	R10
R11	<b>Oriente</b>	R04, R08,R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10	R04,R06, R10	R04,R06, R08,R10	R04,R06, R08,R10	R04,R06, R10
R12	<b>Sureste</b>	R04,R08	R12	R06,R10	R06,R10	R06,R10	R06,R08	R06,R08	R06,R10
R13	<b>Peninsular</b>	R13	R13	R13	R13	R13	R13	R13	R13

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

## 5.2.4 Nodo de Ventas

En un análisis de *benchmarking* donde se busca determinar aquellas empresas o DMU's que realizan las mejores prácticas de eficiencia, en este estudio se determinó que las regiones que sirvieron de mayor referente en el sector eléctrico a lo largo del periodo 2008-2015 fueron la Golfo Norte, Bajío y Centro Oriente (véase tabla 5.12).

**Tabla 5.12 Benchmarking del Proceso de Ventas 2008-2015**

DMU	REGIÓN	AÑO							
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R01	Baja California	4	8	3	3	3	2	3	3
R02	Noroeste	0	0	0	0	0	0	0	0
R03	Norte	6	6	7	7	7	7	7	7
R04	Golfo Norte	2	4	2	3	2	1	2	2
R05	Golfo Centro	0	0	0	0	0	0	0	0
R06	Bajío	0	0	0	0	0	0	0	0
R07	Jalisco	0	0	0	0	0	0	0	0
R08	Centro	0	0	0	0	0	0	0	0
R09	Centro Sur	0	1	0	0	0	0	0	0
R10	Centro Oriente	4	5	5	5	4	3	5	4
R11	Oriente	0	0	0	0	0	0	0	0
R12	Sureste	0	0	0	0	0	0	0	0
R13	Peninsular	6	6	6	5	6	5	6	6

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo I.

El elemento fundamental para poder mejorar, es conocer aquello que debemos mejorar, en esta vertiente se ha determinado en apartados anteriores, que las regiones que presentaron los niveles de eficiencia más bajos en el proceso de ventas fueron la Centro Sur con un índice de eficiencia de 0.3655, la Oriente con 0.5403 y la Sureste con 0.3510 (véase tabla 5.4) Dicho lo anterior, se destaca que la región de Baja California, Noroeste, Norte, Golfo Norte y Peninsular fueron las



zonas que sirvieron de referentes para la mejora de la región Centro Sur, en cuanto a eficiencia se refiere. La región Norte, Centro Oriente y Peninsular fueron las referentes de mejora para la zona Oriente y Sureste. (Véase tabla 5.13).

**Tabla 5.13 Regiones Referentes de Ventas 2008-2015**

Región	Regiones Referentes							2015
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
<b>Baja California</b>	R01	R01	R01	R01	R01	R01	R01	R01
<b>Noroeste</b>	R01,R04	R01,R04	R01,R04	R01,R04	R01,R04	R02	R01,R04	R01,R04
<b>Norte</b>	R03	R03	R03	R03	R03	R03	R03	R03
<b>Golfo Norte</b>	R04	R04	R04	R04	R04	R04	R04	R04
<b>Golfo Centro</b>	R01, R03,R13	R01,R04	R01,R03, R13	R01,R03, R13	R01,R03, 3R13	R01,R03, R13	R01,R03, R13	R01,R03, R13
<b>Bajío</b>	R01, R03,R04	R03,R04, R10	R03,R04, R10	R03,R04, R10	R03,R04, 4,R10	R03,R04, R10	R03,R04, R10	R03,R04, 4,R10
<b>Jalisco</b>	R03,R10, R13	R01,R03, R10	R03,R10, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13	R03,R10, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13
<b>Centro Occidente</b>	R03, R10,R13	R01,R03, R10	R03,R10, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13	R03,R10, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13
<b>Centro Sur</b>	R01, R03,R13	R01,R03, R04	R01,R03, R13	R01,R03, R04	R01,R03, 3R13	R01,R02, R03	R01,R03, R13	R01,R03, 3R13
<b>Centro Oriente</b>	R10	R10	R10	R10	R10	R10	R10	R10
<b>Oriente</b>	R03, R10,R13	R01,R03, R10	R03,R10, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13	R03,R06, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13
<b>Sureste</b>	R03, R10,R13	R01,R03, R10	R03,R10, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13	R03,R06, R13	R03,R10, R13	R03,R10, 0,R13
<b>Peninsular</b>	R13	R01,R09	R13	R13	R13	R13	R13	R13

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

### 5.3 Análisis *Slacks*

El análisis *slacks* de las variables en los modelos DEA, proporciona la dirección en la cual habrán de mejorarse niveles de eficiencia de las DMUs. Es así, que un valor *output slack* representa el nivel adicional de *outputs* necesarios para convertir una DMU ineficiente en una DMU eficiente. Asimismo, un valor *input slack* representa las reducciones necesarias de los correspondientes *inputs* para convertir una DMU en eficiente.

#### 5.3.1 Análisis *Slacks* de Generación

Las variables consideradas para el análisis *slacks* en proceso de generación han sido, la capacidad de generación, las unidades generadoras y la energía generada. La tabla 5.14 muestra el promedio de las proyecciones o movimientos de las variables que permiten mejorar la eficiencia de cada región del proceso de generación durante el periodo 2008-2015.

**Tabla 5.14 Proyección de los Valores *Slacks* del Proceso de Generación  
2008-2015**

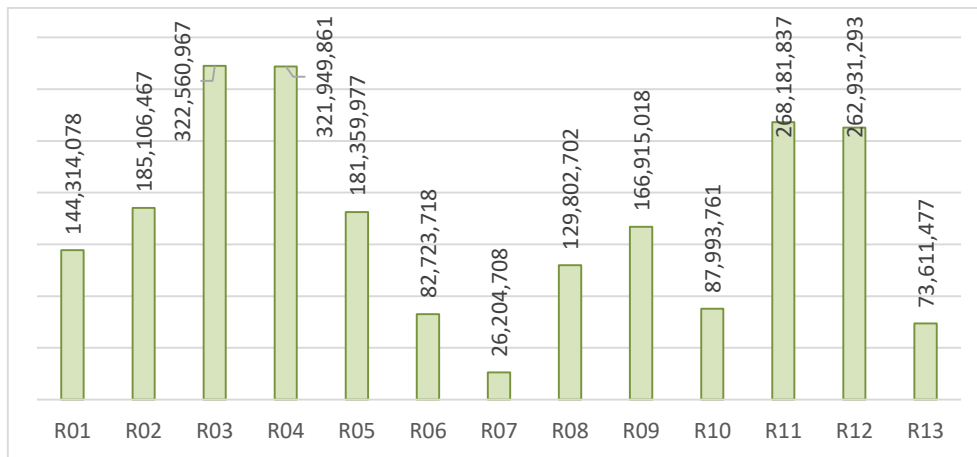
DMU	Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> CG ( <i>Input</i> )	Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> UG ( <i>Input</i> )	Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> EG ( <i>Output</i> )	Proyección Total de la variable <i>Slack</i> EG ( <i>Output</i> )
R01	2,895	20	18,039,260	144,314,078
R02	3,561	24	23,138,308	185,106,467
R03	6,564	37	40,320,121	322,560,967
R04	6,984	32	40,243,733	321,949,861
R05	3,922	18	22,669,997	181,359,977
R06	1,887	14	10,340,465	82,723,718
R07	2,305	7	3,275,589	26,204,708
R08	2,840	18	16,225,338	129,802,702
R09	4,117	15	20,864,377	166,915,018

<b>R10</b>	2,197	13	10,999,220	87,993,761
<b>R11</b>	5,570	23	33,522,730	268,181,837
<b>R12</b>	5,253	30	32,866,412	262,931,293
<b>R13</b>	2,109	13	9,201,435	73,611,477

**Fuente:** Elaboración propia con datos del anexo II.

La energía generada, es el resultado final en generación (*output*) y es, a la vez, el *input* intermedio que lo vincula con el proceso de transmisión. La grafica 5.15 muestra la proyección total de dicha variable *slack*, lo que significa que es la cantidad que debió generar cada región, de manera respectiva, durante el periodo 2008-2015, a fin de alcanzar el nivel óptimo de eficiencia.

**Gráfica 5.15 Proyección Total (*Slack*) de la Energía Generada  
(*Output* EG) 2008-2015**



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

A continuación, se presenta un análisis del comportamiento de las variables *slacks* de cada región, considerando el promedio de cada una durante el ciclo de estudio (2008-2015), esto con la

finalidad de exponer los movimientos que llevarían a cada región a colocarse sobre la frontera de eficiencia.

### **1. Baja California**

De acuerdo a las características que presenta la región de Baja California, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 20 unidades generadoras y una capacidad de planta de 2,895 MW para producir un promedio de 18,039,260 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 112,114,469 MWh (SIE, 2016) alcanzando un nivel de eficiencia de 0.7934 (véase tabla 5.1). Baja California requería una producción total de 144,314,078 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

### **2. Noroeste**

De acuerdo a las características que presenta la región Noroeste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 24 unidades generadoras y una capacidad de planta de 3,561 MW para producir 23,138,308 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 131,674,541 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.7225 (véase tabla 5.1) y requiriéndose alcanzar una producción de 185,106,467 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

### **3. Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.1). Utilizó un promedio anual de 37 unidades generadoras y tuvo una capacidad de planta de 6,564 MW para producir 40,320,121 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

### **4. Golfo Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Golfo Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.1). Utilizó un promedio anual de 32 unidades generadoras y tuvo una capacidad de planta de 6,984 MW para producir 40,243,733 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

### **5. Golfo Centro**

De acuerdo a las características que presenta la región Golfo Centro, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 18 unidades generadoras y una capacidad de planta de 3,922 MW para producir 22,669,997 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 172,521,893 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9540 (véase tabla 5.1) y requiriendo una producción de 181,359,977 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **6. Bajío**

De acuerdo a las características que presenta la región Bajío, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 14 unidades generadoras y una capacidad de planta de 1,887 MW para producir 10,340,465 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 72,312,132 MWh (SIE, 2106), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9365 (véase tabla 5.1) y requiriendo una producción total de 82,723,718 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **7. Jalisco**

Durante el periodo 2008-2015, la región Jalisco alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.1). Utilizó un promedio anual de 7 unidades generadoras y tuvo una capacidad de planta de 2,305 MW para producir 3,275,589 MWh de energía eléctrica, obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia (SIE, 2106).

## **8. Centro Occidente**

De acuerdo a las características que presenta la región Centro Occidente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 18 unidades generadoras y una capacidad de planta de 2,840 MW para producir 16,225,338 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 106,094,647 MWh (SIE, 2106), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8188 (véase tabla 5.1) y requiriendo una producción de 129,802,702 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **9. Centro Sur**

De acuerdo a las características que presenta la región de Centro Sur, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 15 unidades generadoras y una capacidad de planta de 4,117 MW para producir 20,864,377 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 149,414,319 (SIE, 2106), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8942 (véase tabla 5.1) y requiriendo una producción total de 166,915,018 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **10. Centro Oriente**

Durante el periodo 2008-2015, la región Centro Oriente utilizó un promedio anual de 13 unidades generadoras y tuvo una capacidad de planta de 2,197 MW para producir 10,999,220 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016), obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

A pesar de que esta zona ha venido presentando un nivel de eficiencia de 1.000 (véase tabal 5.1) a lo largo del periodo de estudio, se puede observar que su nivel de eficiencia se debe a que la energía que genera ha sido la óptima, sin embargo, no sucede lo mismo con sus recursos, ya que

año con año se sugiere modificar la capacidad de planta y el número de unidades generadoras con la que cuenta (véase tabla 5.14).

## **11. Oriente**

De acuerdo a las características que presenta la región de Oriente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 23 unidades generadoras y una capacidad de planta de 5,570 MW para producir 33,522,730 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 267,550,035 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9974 (véase tabla 5.1) y requiriendo una producción total de 268,181,837 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **12. Sureste**

De acuerdo a las características que presenta la región Sureste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 30 unidades generadoras y una capacidad de planta de 5,253 MW para producir 32,866,412 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 142,326,306 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.5420 (véase tabla 5.1) y requirió una producción de 262,931,293 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.



### 13. Peninsular

De acuerdo a las características que presenta la región Peninsular, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio anual de 13 unidades generadoras y una capacidad de planta de 2,109 MW para producir 9,201,435 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.14) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región generó un total de 70,948,706 MWh (SIE, 2106), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9618 (véase tabla 5.1) y requiriendo una producción de 73,611,477 MWh (véase gráfica 5.15) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

#### 5.3.2 Análisis *Slacks* de Transmisión

Las variables consideradas para el análisis *slaks* en proceso de transmisión han sido, la cantidad de energía recibida, la longitud de las líneas de transmisión y la energía transmitida. La tabla 5.15 muestra el promedio de las proyecciones o movimientos de las variables que permiten mejorar la eficiencia de cada región del proceso de transmisión.

**Tabla 5.15 Proyección de los valores *Slack* del proceso de Transmisión 2008-2015**

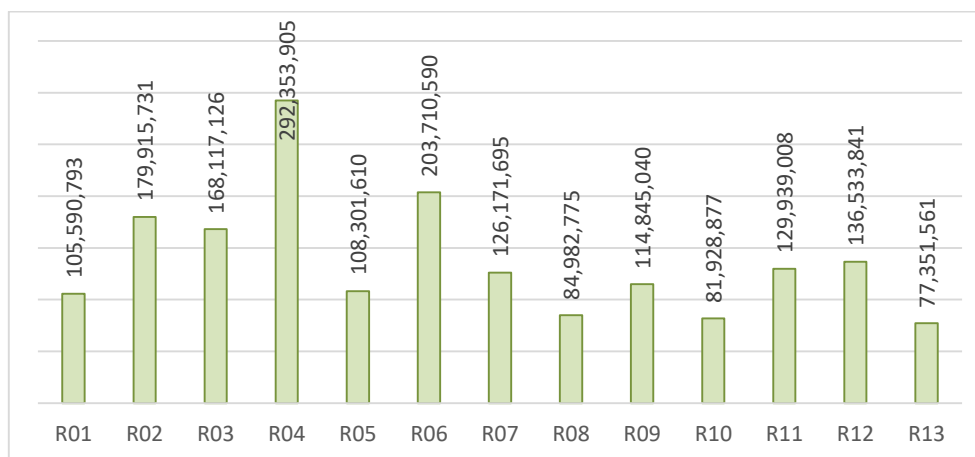
<b>DMU</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> RT (<i>Input</i>)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> LT (<i>Input</i>)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> ET (<i>Output</i>)</b>	<b>Proyección Total de la variable <i>Slack</i> ET (<i>Output</i>)</b>
<b>R01</b>	18,039,260	2,489	13,198,849	105,590,793
<b>R02</b>	23,138,308	3,043	22,489,466	179,915,731
<b>R03</b>	40,320,121	5,946	21,014,641	168,117,126
<b>R04</b>	40,243,733	4,059	36,544,238	292,353,905

<b>R05</b>	22,669,997	2,923	13,537,701	108,301,610
<b>R06</b>	10,340,465	4,592	25,463,824	203,710,590
<b>R07</b>	3,275,589	2,911	15,771,462	126,171,695
<b>R08</b>	16,225,338	2,648	10,622,847	84,982,775
<b>R09</b>	20,864,377	2,709	14,355,630	114,845,040
<b>R10</b>	10,999,220	1,813	10,241,110	81,928,877
<b>R11</b>	33,522,730	3,948	16,242,376	129,939,008
<b>R12</b>	32,866,412	3,986	17,066,730	136,533,841
<b>R13</b>	9,201,435	2,910	9,668,945	77,351,561

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

La energía transmitida, es el resultado final en transmisión (*output*) y es a la vez, el input intermedio que lo vincula con el proceso de distribución. La grafica 5.16 muestra la proyección total de dicha variable *slack*, lo que significa que es esa la cantidad de energía que debió transmitir cada región, de manera respectiva, durante el periodo 2008-2015, a fin de alcanzar el nivel óptimo de eficiencia.

**Gráfica 5.16 Proyección Total (*Slack*) de la Energía Transmitida  
(*Output ET*) 2008-2015**



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

A continuación, se presenta un análisis del comportamiento de las variables *slack* de cada región, considerando el promedio de cada una durante el ciclo de estudio (2008-2015), esto con la finalidad de exponer los movimientos que llevarían a cada región a colocarse sobre la frontera de eficiencia.

### **1. Baja California**

Durante el periodo 2008-2015, la región Baja California alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.2). Utilizó un promedio anual de 2,489 km de líneas de alta tensión para transmitir 13,198,849 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

### **2. Noroeste**

De acuerdo a las características que presenta la región Noroeste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 3,043 km de líneas de alta tensión para transmitir 22,489,466 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 166,782,347 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8261 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de 179,915,731 MWh (véase 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

### **3. Norte**

De acuerdo a las características que presenta la región Norte, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 5,946 km de líneas de alta tensión para transmitir 21,014,641 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 188,795,306 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9984 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de 168,117,126 MWh (véase grafica 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

### **4. Golfo Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Golfo Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.2). Utilizó un promedio anual de 4,059 km de líneas de alta tensión para transmitir 36,544,238 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

### **5. Golfo Centro**

De acuerdo a las características que presenta la región Golfo Centro, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 2,923 km de líneas de alta tensión para transmitir 13,537,701 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 105,748,552 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8678 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de

108,301,610 MWh (véase gráfica 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **6. Bajío**

Durante el periodo 2008-2015, la región Bajío alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.2). Utilizó un promedio anual de 4,592 km de líneas de alta tensión para transmitir 25,463,824 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **7. Jalisco**

Durante el periodo 2008-2015, la región Jalisco alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.2). Utilizó un promedio anual de 2,911 km de líneas de alta tensión para transmitir 15,771,462 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **8. Centro Occidente**

De acuerdo a las características que presenta la región Centro Occidente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 2,648 km de líneas de alta tensión para transmitir 10,622,847 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 94,455,534 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9873 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de 84,982,775 MWh (véase gráfica 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **9. Centro Sur**

De acuerdo a las características que presenta la región Centro Sur, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 2,709 km de líneas de alta tensión para transmitir 14,355,630 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 89,999,542 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8261 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de 114,845,040 MWh (véase gráfica 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **10. Centro Oriente**

Durante el periodo 2008-2015, la región Centro Oriente alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.2). Utilizó un promedio anual de 1,813 km de líneas de alta tensión para transmitir 10,241,110 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **11. Oriente**

De acuerdo a las características que presenta la región Oriente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 3,948 km de líneas de alta tensión para transmitir 16,242,376 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 134,288,067 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8261 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de

129,939,008 MWh (véase gráfica 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **12. Sureste**

De acuerdo a las características que presenta la región Noroeste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 3,986 km de líneas de alta tensión para transmitir 17,066,730 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.15) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región transmitió un total de 96,426,384 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.6298 (véase tabla 5.2) y requiriendo transmitir un total de 136,533,841 MWh (véase gráfica 5.16) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **13. Peninsular**

Durante el periodo 2008-2015, la región Peninsular alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.2). Utilizó un promedio anual de 2,910 km de líneas de alta tensión para transmitir 9,668,945 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

### **5.3.3 Análisis *Slacks* de Distribución**

Las variables consideradas para el análisis *slacks* en proceso de distribución han sido, la cantidad de energía recibida, la longitud de las líneas de distribución, el número de subestaciones, la capacidad de transformación y la energía distribuida. La tabla 5.16 muestra el promedio de las

proyecciones o movimientos de las variables que permiten mejorar la eficiencia de cada región del proceso de distribución.

**Tabla 5.16 Proyección de los valores *Slack* del proceso de Distribución 2008-2015**

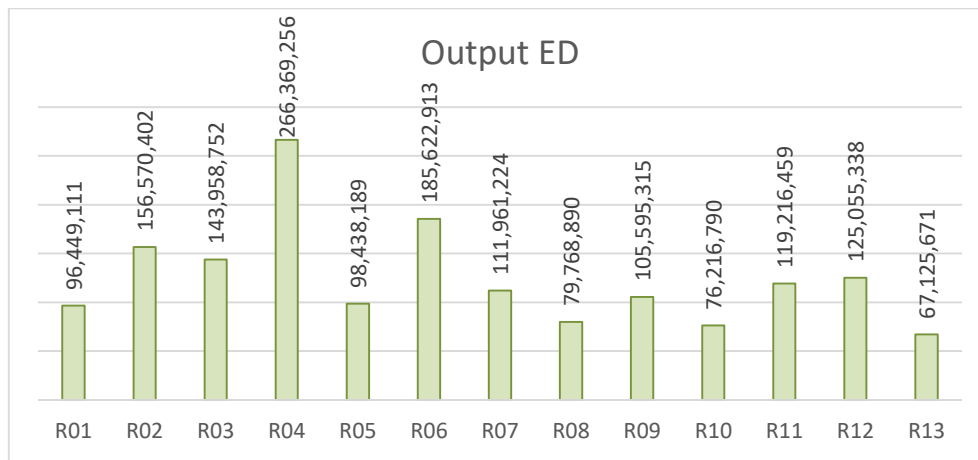
<b>DMU</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> RD (Input)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> LD (Input)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> SD (Input)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> TD (Input)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> ED (Output)</b>
R01	13,198,849	24,529	83	6,600	12,056,139
R02	22,489,466	48,088	156	8,810	19,571,300
R03	21,014,641	59,499	175	7,562	17,994,844
R04	36,544,238	47,341	227	13,603	33,296,157
R05	13,537,701	43,840	106	4,899	12,304,774
R06	25,463,824	82,451	190	9,044	23,202,864
R07	15,771,462	35,059	105	6,368	13,995,153
R08	10,622,847	35,097	98	3,908	9,971,111
R09	14,355,630	44,646	103	5,219	13,199,414
R10	10,241,110	34,996	74	3,789	9,527,099
R11	16,242,376	51,751	121	5,857	14,902,057
R12	17,066,730	56,230	133	6,086	15,631,917
R13	9,668,945	30,390	111	4,768	8,390,709

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

La energía distribuida, es el resultado final en distribución (*output*) y es a la vez, el *input* intermedio que lo vincula con el proceso de ventas. La grafica 5.17 muestra la proyección total de dicha variable *slack*, lo que significa que es esa la cantidad de energía que debió distribuir cada región, de manera respectiva, durante el periodo 2008-2015, a fin de alcanzar el nivel óptimo de eficiencia.



**Grafica 5.17 Proyección Total (*Slack*) de la Energía Distribuida  
(*Output ED*) 2008-2015**



**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

A continuación, se presenta un análisis del comportamiento de las variables *slacks* de cada región, considerando el promedio de cada una durante el ciclo de estudio (2008-2015), esto con la finalidad de exponer los movimientos que llevarían a cada región a colocarse sobre la frontera de eficiencia.

### **1. Baja California**

Durante el periodo 2008-2015, la región de Baja California alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.3). Utilizó un promedio anual de 24,529 km de líneas de media y baja tensión, 83 subestaciones y contó con una capacidad de transformación de 6,600 MVA para distribuir 12,056,139 MWh de energía eléctrica (SIAD, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **2. Noroeste**

De acuerdo a las características que presenta la región Noroeste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 59,499 km de líneas de media y baja tensión, 176 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 7,562 MVA para distribuir 17,994,844 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 131,504,481 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8436 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 156,570,402 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **3. Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.3). Utilizó un promedio anual de 59,499 km de líneas de media y baja tensión, 175 subestaciones y contó con una capacidad de transformación 7,562 MVA para distribuir 17,994,844 MWh de energía eléctrica (SIAD, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **4. Golfo Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Golfo Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.3). Utilizó un promedio anual de 47,341 km de líneas de media y baja tensión, 227 subestaciones y contó con una capacidad de transformación 13,603 MWh para distribuir 33,296,157 MWh de energía eléctrica (SIAD, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **5. Golfo Centro**

De acuerdo a las características que presenta la región Golfo Centro, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 43,840 km de líneas de media y baja tensión, 106 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 4,899 MVA para distribuir 12,304,774 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 86,929,052 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8814 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 98,438,189 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **6. Bajío**

De acuerdo a las características que presenta la región Bajío, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 82,451 km de líneas de media y baja tensión, 190 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 9,044 MVA para distribuir 23,202,864 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 181,973,117 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9789 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 185,622,913 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **7. Jalisco**

De acuerdo a las características que presenta la región Jalisco, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 35,059 km de líneas de media y baja tensión, 105 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 6,368 MVa para distribuir 13,995,153 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 105,091,952 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9419 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 111,961,224 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **8. Centro Occidente**

De acuerdo a las características que presenta la región Centro Occidente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 35,097 km de líneas de media y baja tensión, 98 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 3,908 MVA para distribuir 9,971,111 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 79,078,245 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9903 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 79,768,890 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **9. Centro Sur**

De acuerdo a las características que presenta la región Centro Sur, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 44,646 km de líneas de media y baja tensión, 103 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 5,219 MVA para distribuir 13,199,414 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 62,184,475 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.5897 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 105,595,315 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **10. Centro Oriente**

Durante el periodo 2008-2015, Centro Oriente alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.3). Utilizó un promedio anual de 34,996 km de líneas de media y baja tensión, 74 subestaciones y contó con una capacidad de transformación 3,789 MVA para distribuir 9,527,099 MWh de energía eléctrica (SIAD, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **11. Oriente**

De acuerdo a las características que presenta la región Oriente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 51,751 km de líneas de media y baja tensión, 121 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 5,857 MVA para distribuir 14,902,057 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 100,640,370 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8421 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 119,216,459 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **12. Sureste**

De acuerdo a las características que presenta la región Sureste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 56,230 km de líneas de media y baja tensión, 133 subestaciones y contar con una capacidad de transformación de 6,086 MVA para distribuir 15,631,917 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.16) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región distribuyó un total de 70,757,723 MWh (SIAD, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.5671 (véase tabla 5.3) y requiriendo distribuir un total de 125,055,338 MWh (véase gráfica 5.17) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **13. Peninsular**

Durante el periodo 2008-2015, Peninsular alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.3). Utilizó un promedio anual de 30,390 km de líneas de media y baja tensión, 111 subestaciones y contó con una capacidad de transformación 4,768 MVA para distribuir 8,390,709 MWh de energía eléctrica (SIAD, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

### 5.3.4 Análisis *Slacks* de Ventas

Las variables consideradas para el análisis *slacks* en proceso de generación han sido, la energía recibida en ventas, el número de trabajadores y la cantidad de energía vendida. La tabla 5.17 muestra el promedio de las proyecciones o movimientos de las variables que permiten mejorar la eficiencia de cada región del proceso de ventas.

**Tabla 5.17 Proyecciones de la Variables *Slacks* del Proceso de Ventas**

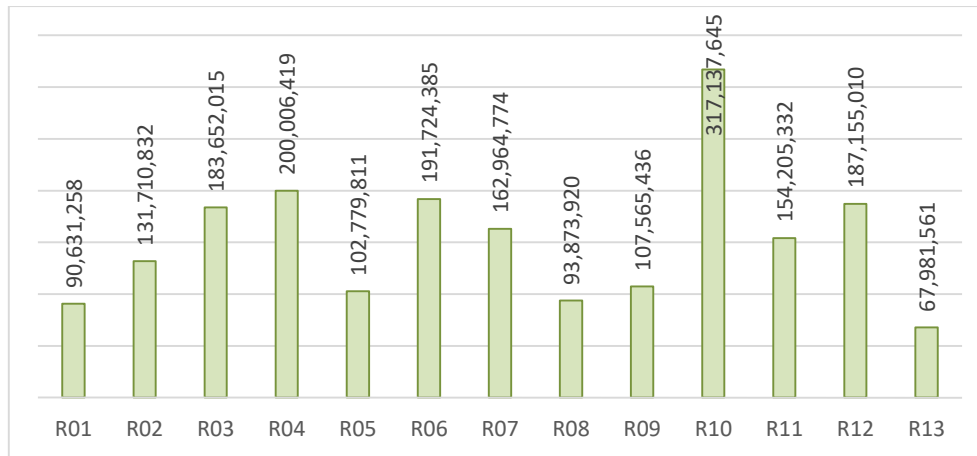
<b>DMU</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> RV (<i>Input</i>)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> TV (<i>Input</i>)</b>	<b>Proyección Promedio de la variable <i>Slack</i> EV (<i>Output</i>)</b>
R01	12,056,139	455	11,328,907
R02	19,571,300	637	16,463,854
R03	17,994,844	845	22,956,502
R04	33,296,157	946	25,000,802
R05	12,304,774	555	12,847,476
R06	23,202,864	926	23,965,548
R07	13,995,153	981	20,370,597
R08	9,971,111	617	11,734,240
R09	13,199,414	539	13,445,680
R10	9,527,099	2,957	39,642,206
R11	14,902,057	815	19,275,666
R12	15,631,917	1,091	23,394,376
R13	8,390,709	487	8,497,695

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

La energía vendida, es el resultado final en ventas (*output*) y de todo el proceso en sí del SEN. La grafica 5.18 muestra la proyección total de dicha variable *slack*, lo que significa que es esa la

cantidad de energía que debió vender cada región, de manera respectiva, durante el periodo 2008-2015, a fin de alcanzar el nivel óptimo de eficiencia.

**Grafica 5.18 Proyección Total (*Slack*) de la Energía Vendida  
(*Output EV*) 2008-2015**



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del anexo II.

A continuación, se presenta un análisis del comportamiento de las variables *slack* de cada región, considerando el promedio de cada una durante el ciclo de estudio (2008-2015), esto con la finalidad de exponer los movimientos que llevarían a cada región a colocarse sobre la frontera de eficiencia.

### 1. Baja California

Durante el periodo 2008-2015, la región de Baja California alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.4). Utilizó en promedio anual 455 trabajadores para vender 11,328,907 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.



## **2. Noroeste**

De acuerdo a las características que presenta la región de Noroeste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 637 trabajadores para vender 16,463,854 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 125,819,701 (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9537 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 131,710,832 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **3. Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.4). Utilizó en promedio anual 845 trabajadores para vender 22,956,502 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016), obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **4. Golfo Norte**

Durante el periodo 2008-2015, la región Golfo Norte alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.4). Utilizó en promedio anual 946 trabajadores para vender 25,000,802 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016) obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **5. Golfo Centro**

De acuerdo a las características que presenta la región de Golfo Centro, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 555 trabajadores para vender 12,847,476 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 69,944,162 (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.7196 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 102,779,811mwh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **6. Bajío**

De acuerdo a las características que presenta la región Bajío, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 926 trabajadores para vender 23,965,548 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 153,900,462 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.8014 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 191,724,385 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **7. Jalisco**

De acuerdo a las características que presenta la región de Jalisco, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 981 trabajadores para vender 20,370,597 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 104,564,034 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.7196 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 162,964,774 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **8. Centro Occidente**

De acuerdo a las características que presenta la región de Centro Occidente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 617 trabajadores para vender 11,734,240 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 68,612,187 (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.7345 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 93,873,920 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **9. Centro Sur**

De acuerdo a las características que presenta la región de Centro Sur, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 539 trabajadores para vender 13,445,680 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 41,614,371 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.3881 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 107,565,436 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **10. Centro Oriente**

Durante el periodo 2008-2015, la región Centro Oriente alcanzó un índice de eficiencia de 1.000 (véase tabla 5.4). Utilizó en promedio anual 815 trabajadores para vender 19,275,666 MWh de energía eléctrica (SIE, 2016), obteniendo con esto un óptimo nivel de eficiencia.

## **11. Oriente**

De acuerdo a las características que presenta la región de Oriente, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 815 trabajadores para vender 19,275,666 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 83,594,516 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.5422 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 154,205,332 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **12. Sureste**

De acuerdo a las características que presenta la región de Sureste, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 1,091 trabajadores para vender 23,394,376 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 65,812,423 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.3519 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 187,155,010 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **13. Peninsular**

De acuerdo a las características que presenta la región de Peninsular, en el periodo 2008-2015 debió utilizar un promedio de 487 trabajadores para vender 8,497,695 MWh de energía eléctrica (véase tabla 5.17) y así poder alcanzar su máximo nivel de eficiencia.

Durante el ciclo de estudio, esta región vendió un total de 64,637,255 MWh (SIE, 2016), alcanzando un nivel de eficiencia de 0.9619 (véase tabla 5.4) y requiriendo vender un total de 67,981,561 MWh (véase gráfica 5.18) para poder colocarse en la frontera de eficiencia con orientación *output*.

## **5.4 Discusión de Resultados**

Tras el estudio de los índices de eficiencia analizados con anterioridad desde una perspectiva puntualmente cuantitativa, a continuación, se presenta una disertación cualitativa del desempeño del sector basada en los principales eventos políticos, económicos y de inversión, suscitados durante el periodo de estudio y que se considera pueden estar vinculados de una manera directa o indirecta al desempeño del Sector Eléctrico.

Para el caso del proceso de generación, en un análisis más detallado, se resaltan los principales eventos destacando la entrada en operación y modernización de las plantas generadoras y situaciones políticas dadas en un momento determinado, lo que se traduce en un impacto sobre la eficiencia de este subsector.

En el 2008, el promedio del índice de eficiencia obtenido en el proceso de generación de energía del SEN fue de 0.9139, dado que este fue el primer año del periodo de estudio, el índice obtenido fue uno de los más altos registrados. De acuerdo con la CFE (2008), el crecimiento de la infraestructura en generación, respecto a sus centrales en construcción, se desarrolló sin contratiempos y acorde con los programas de ejecución. Aunque durante este año no entró en operación ninguna central, se registró una inversión de 37.3 millones de dólares para llevar a

cabo la rehabilitación de dos importantes plantas generadoras de electricidad ubicadas en la región de Baja California:

- En enero del 2008, se llevó a cabo la rehabilitación de la planta geotérmica de “Cerro Prieto” en Mexicali, una de los campos más importantes a nivel mundial, con una inversión de 27.5 millones de dólares para una primera etapa. Y de 4 millones de dólares para la segunda etapa durante el mes de marzo.
- En febrero del 2008, se finalizó con la modernización de la termoeléctrica “Punta Prieta” en la Paz, Baja California Sur con 5.8 millones de dólares en inversión.

Para este año la región de Baja California presento un índice de eficiencia de 0.9582, superior al promedio. Por lo que se podría decir que esta rehabilitación impacto positivamente la eficiencia de la región.

En noviembre del 2009, se concluyó con la rehabilitación de la unidad termoeléctrica “Francisco Pérez Ríos”, ubicada en Tula Hidalgo, perteneciente a la región Golfo Centro, para la cual se requirió de un total de 146.5 millones de dólares, con incremento en la capacidad de generación de 116 MW. El índice de eficiencia que presento la región en este año fue de 1.000, pese a esto, el índice de eficiencia del subsector de generación, presentó un descenso al 0.8924 con respecto al año anterior. Recuérdese que en este año se dispuso por decreto presidencial la extinción de Luz y Fuerza del Centro, organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que transmitió, distribuyó y comercializó energía eléctrica en la zona central de México, a 80 municipios del Estado de México, dos de Morelos, dos de Puebla y cinco

de Hidalgo. Tras su proceso de liquidación administrativa la operación eléctrica se transfirió a la CFE). Es posible que este suceso afectara la eficiencia del sector para este año. Por su parte, la región Centro Sur, en la cual se contempla el estado de Morelos, incrementó de manera gradual sus índices de eficiencia durante los años posteriores.

En el año 2010, se obtuvo un índice promedio de eficiencia de 0.9218 en generación, que fue el registro más alto obtenido durante el periodo 2008-2015. Subsecuentemente, se puede relacionar este resultado con la inversión realizada por parte del gobierno federal al subsector generación, en las regiones que a continuación se describen:

- En enero se llevó a cabo, con una inversión de 144 millones de dólares la conversión de turbo gas a ciclo combinado de la planta San Lorenzo, ubicada en el municipio de Cuautlancingo en Puebla perteneciente a la región Centro Oriente en este estudio. La contribución fue de 116 MW.
- En marzo, entró en operación la central Carboelectrica Pacífico, ubicada dentro del sitio que actualmente ocupa la Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías, con ubicación en La Unión, Petacalco del estado de Guerrero, región Centro Sur. Se invirtió un total de 611 USD para este proyecto, lo que permitió un aporte de 651 MW en generación.
- Para este mismo mes, se concluyó con la rehabilitación de la planta hidroeléctrica de Infiernillo, concerniente a la región Centro Occidente, una de las plantas más importantes

a nivel nacional. Con una inversión de 17 millones de dólares, se aportó 450 MW a la capacidad instalada de generación de energía eléctrica.

- En agosto, se llevó a cabo una inversión de 420 millones de dólares para la puesta en marcha de la planta termoeléctrica de ciclo combinado “Norte”, ubicada en Durango.
- En octubre, el Presidente Felipe Calderón Hinojosa inauguró la central de ciclo combinado ubicada en Baja California, que tiene una capacidad de generación de 272 MW y que representa una inversión de 174.3 millones de dólares.

Durante el 2011, el índice de eficiencia presentado fue del 0.9042, lo que puso en manifiesto un ligero descenso con respecto al 2010. Los eventos más importantes para este año fue la construcción de los túneles Grijalva y la modernización de la única central nuclear de generación eléctrica de México.

En el caso de los túneles del Grijalva, a finales de septiembre se concluyó el compromiso establecido en el 2007 por el Presidente de la República; la construcción de dos túneles de conducción en el municipio de Ostucán, estado de Chiapas, atendiendo a la problemática que, originada en noviembre de 2007, cuando lluvias extraordinarias provocaron un gran deslave sobre el cauce del río Grijalva, en el sureste de México. CFE realizó trabajos emergentes, auxiliando a la población cercana y desbloqueando el cauce del río, trabajos realizados para normalizar el flujo del río y efectuar el vaciado normal de las presas de CH Malpaso y CH



Angostura. Por otra parte, en agosto, con una inversión de 605 millones de dólares, se modernizó la Central Nuclear de Laguna Verde ubicada en Veracruz.

Indudablemente las elecciones presidenciales del 2012 generaron gran incertidumbre en el sector eléctrico debido a que se preveía la entrada de la reforma eléctrica nacional. A pesar de que en cuanto a proyectos de generación se logró cumplir con la entrada en operación de ocho centrales, las cuales incrementaron innegablemente la capacidad instalada de generación de energía eléctrica, en este caso 2,129.3 MW, con una inversión aproximada de 2,312.4. Con un índice de eficiencia promedio de 0.8293, fue el valor más bajo, registrado durante el periodo de estudio en el proceso de generación.

- En marzo se llevó a cabo la repotenciación de la central termoeléctrica de Manzanillo en una primera etapa con una inversión de 503 millones de dólares, con un aporte de generación de 468.7MW. Esta repotenciación a ciclo combinado se llevó a cabo tras un proyecto integral en el que se consideró cumplir con los siguientes aspectos:
  - Garantizar el suministro de Gas en el largo plazo a precios competitivos para la generación de energía eléctrica.
  - Hacer financierables y factibles los proyectos de generación de la CFE.
  - Incrementar la eficiencia de la generación eléctrica.
  - Contribuir al desarrollo sustentable del Sector Eléctrico
  
- La Presa La Yesca, Proyecto Hidroeléctrico "Alfredo Elías Ayub", es una presa y central hidroeléctrica ubicada en el cauce del Río Grande de Santiago en el municipio de La

Yesca, Nayarit y Hostotipaquillo, Jalisco, es una de las más importantes del país. Fue oficialmente inaugurado en octubre, para la cual se llevó a cabo una inversión de 521.1 millones de dólares. Aportando 375 MW de energía eléctrica.

- En noviembre se concluyó la central 236 termoeléctrica de Baja California Sur con una inversión de 91.9 millones de dólares, significando un aporte de 43 MW.
- En diciembre se concluyó la segunda etapa de la repotenciación de la central termoeléctrica de Manzanillo con una inversión total de 490.6 millones de dólares. Aportando 706.7 MW de capacidad de generación.
- En diciembre entro en operación la geotérmica “Los Humeros” en el estado de Puebla, con un aporte de 25 MW, lo que requirió con una inversión de 58.4 millones de dólares.

En el 2014, el índice de eficiencia fue de 0.9045, superior al de los dos años anteriores, las inversiones realizadas que pudieron haber influido en este resultado fue, la entrada en operación la Central Turbo Gas Tijuana, en playas de Rosarito, Baja California, con una inversión de 114.1 millones de dólares, aportando una capacidad de generación de 139 MW. La rehabilitación y modernización de la central “El sauz Paquete I”, localizado en el municipio de Pedro Escobedo, Querétaro. Y la modernización de la planta de combustión interna, situada en La Paz, capital del estado de Baja California Sur, con una inversión de 93.5 millones de dólares y un aporte de generación de energía eléctrica de 42.3 MW.

En el 2015, se muestra nuevamente un descenso de promedio del índice de eficiencia en generación pasando del 0.9045 al 0.8966. Año en el que se expide en el DOF la Ley de Transición Energética, promulgada por el presidente Enrique Peña Nieto, en la cual se anuncia la transformación radical del sector eléctrico.

Para este mismo año se llevó a cabo la construcción de la central geotérmica los Azufres III, con una inversión de 69.8 millones de dólares y una capacidad de 139 MW. Esta obra afectó positivamente la región Centro Occidente, por lo que alcanzó un índice de eficiencia de 0.9212, el nivel de eficiencia más alto registrado para esta región a lo largo del periodo de estudio, en la parte de generación.

En el caso de los subsectores de transmisión y distribución, la inversión para su ampliación y modernización de la infraestructura, se constituyó principalmente por las modalidades de Obra Pública Presupuestal (OPP) y la Obra Pública Financiada (OPF) como proyectos de impacto diferido en el registro del gasto (PIDIREGAS), que es un esquema de inversión exclusivo de PEMEX y CFE, sustentado en financiamientos provenientes de inversionistas privados, donde el Sector Público comienza a pagar esta inversión a largo plazo, con recursos presupuestales, una vez recibidos los proyectos a entera satisfacción por la entidad contratante.

En general, durante el periodo 2008-2015, de acuerdo con la CFE (2015), no se reportaron dificultades para financiar los nuevos proyectos en transmisión y distribución debido, según dicha institución, al excelente perfil de mercado que gozan los diversos participantes de estos proyectos. De manera sincrónica, los índices de eficiencia obtenidos en la presente investigación se mantuvieron estables a lo largo del periodo de estudio, sin mostrarse repercusiones

considerables con respecto a los principales eventos políticos y económicos suscitados a nivel nacional e internacional.

Bajo la percepción OPP y OPF en el 2008, año en el que las repercusiones de la crisis de las hipotecas subprime originada en Estados Unidos comenzaron a manifestarse de manera extrema, la inversión para las obras de transmisión y distribución fue de 184 millones de dólares, reportada como la más baja durante el periodo de estudio. Sin embargo, el índice promedio de eficiencia en transmisión fue de 0.9257, el más alto reportado durante el 2008-2005. En cambio, en distribución el índice obtenido fue de 0.8665, el más bajo reportado en este subsector.

De manera detallada, para este año la CFE concluyó 24 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión, bajo la modalidad OPF. La extensión total de líneas fue de 397 kilómetros circuito (km-C). La capacidad de transformación fue de 600 MVA y 473 MVAr. Estos proyectos simbolizaron una inversión de 148 millones de dólares. Por otra parte, bajo la modalidad de OPP, se terminaron 13 proyectos de subestaciones y líneas, que representan una capacidad conjunta de 27 km-C, 483 MVA y 190 MVAr; con una inversión de 36 millones de dólares.

En el 2009, pese a la extinción de Luz y Fuerza del Centro por motivos de ineficiencia, la eficiencia en transmisión tuvo una ligera variación, mientras que distribución aumento de 0.866 a 0.9054 con respecto al año anterior. Para este año La CFE concluyó 39 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión, bajo el esquema de OPF. La extensión total de líneas fue de 273 km-C. La capacidad de transformación fue de 1,175 MVA y 1,361 MVAr. Estos proyectos representaron una inversión de 163 millones de dólares. Bajo la modalidad de OPP se

terminaron 45 subestaciones y líneas, que representan una capacidad conjunta de 393 km-C, 685 MVA y 82 MVar, con una inversión de 144 millones de dólares.

En 2010, con 964 millones de dólares, la inversión para la ampliación de la infraestructura en transmisión y distribución, fue superior al resto de los años de estudio. Sin embargo, la eficiencia de ambos procesos, mostraron un ligero descenso con respecto al año anterior, con 0.9096 y 0.8928 respectivamente. En este año, la CFE concluyó 63 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión bajo el esquema de OPF. La extensión total de las líneas fue de 1,325 km-C. La capacidad de transformación fue de 6,175 MVA y 2,020 MVar. Estos proyectos significaron una inversión de 878 millones de dólares. Por otra parte, bajo la modalidad de Obra Pública Presupuestal (OPP), se terminaron 39 proyectos de subestaciones y líneas, que representan una capacidad conjunta de 413 km-C, 1,801 MVA y 337 MVar; y una inversión de 85 millones de dólares.

En 2011, la CFE concluyó 125 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). La extensión total de las líneas fue de 607 km-C. La capacidad de transformación fue de 2,726 MVA y 720 MVar. Estos proyectos figuraron una inversión de 501 millones de dólares. Pese a que la inversión y ampliación fue menor a la del año anterior, los índices de eficiencia obtenidos no ponen en manifiesto una diferencia significativa.

En el 2012, año en el que se llevaron a cabo las elecciones presidenciales, lo que ocasiono un alto nivel de incertidumbre para este sector debido que ya se pronosticaba la inevitable promulgación de una reforma energética a nivel nacional, pese a este hecho, la eficiencia en transmisión y distribución no se vieron afectados, es decir el índice de eficiencia fue muy similar al obtenido en

el 2011. En general, la extensión total de las líneas fue de 982.3 km-C líneas de transmisión bajo la modalidad de OPF. La capacidad de transformación fue de 1311.3 MVA y 483.3 MVAR. Estos proyectos representaron una inversión de 317.5 millones de dólares. Bajo la modalidad de OPP, la extensión total de las líneas fue de 502.9 km-C, con una capacidad de transformación de 773.3 MVA y 141.5 MVAR, mediante una inversión de 228 millones de dólares.

En 2014, la CFE concluyó 10 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión, bajo el esquema de OPF. La extensión total de las líneas fue de 900 km-C. La capacidad de transformación fue de 1,885 Megavolts Ampere (MVA) y 379 Megavolts Ampere reactivos (MVAR). Estos proyectos representan una inversión de 328 millones de dólares. Bajo la modalidad de OPP, se terminaron 47 proyectos de subestaciones y líneas, que representan una capacidad conjunta de 155.2 km-C, 269.4 MVA, y 343.5 MVAR, y una inversión de 99 millones de dólares.

En 2015, tras la promulgación de Ley de Transición Energética, los índices promedio de eficiencia obtenidos para transmisión y distribución se mantuvieron estables con respecto a los dos años previos. La inversión para la infraestructura de estos subsectores fue de 354 millones de pesos. Para este año, la CFE concluyó 12 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión, bajo el esquema de OPF. La extensión total de las líneas fue de 255.6 kilómetros-circuito km-C. La capacidad de transformación fue de 2,648.3 MVA y 353.6 Megavolts Ampere reactivos (MVAR). Estos proyectos representan una inversión de 247.8 millones de dólares. Por otra parte, se terminaron 32 proyectos de subestaciones y líneas, que representan una capacidad conjunta de 321.6 km-C, 580 MVA y 48 MVAR; con una inversión de 106.2 millones de dólares bajo la modalidad de OPP.

## CONCLUSIONES

La energía eléctrica constituye un elemento indispensable para la vida moderna, ya que no sólo representa un *input* esencial en la producción de casi todos los bienes y servicios, sino que, su uso se ha generalizado a todos los ámbitos de la sociedad, convirtiéndose a lo largo de los últimos siglos, en uno de los bienes de primera necesidad sin los cuales no podría explicarse el desarrollo económico y social (Bazán, 2011).

En las últimas décadas, México se ha visto inmerso en diferentes procesos de transformación de su industria eléctrica, estructura y marco regulatorio, dirigiéndose hacia la liberalización y apertura a la competencia del sector. Mediante la creación de nuevos mercados con características y requerimientos particulares. La transición ha sido lenta, de un monopolio natural verticalmente integrado, predominante desde 1960, a un modelo de comprador único implementado en 1992, tras la firma del el Tratado de Libre Comercio de Estados Unidos con México y Canadá y migrando en el último sexenio, tras la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica, a una economía de mercado, basado principalmente en la identificación y separación de los segmentos de generación y comercialización potencialmente competitivos, y la aplicación de esquemas regulatorios con incentivos en los segmentos de transmisión y distribución

Actualmente, la industria en México se encuentra integrada por los procesos de generación, transmisión, distribución y ventas, siendo desde el punto de vista económico, un sector estratégico para el desarrollo y funcionamiento de las actividades productivas, ligado íntimamente con el crecimiento económico y social de nuestro país. Dada su importancia, es fundamental el desarrollo de modelos empíricos para la medición de su desempeño, por tal razón,

se propone en esta investigación, estudiar la eficiencia del sector considerando, tras un exhaustivo análisis teórico *a priori*, que las principales variables que lo afectan son: la capacidad de generación, unidades generadoras, energía generada, en el proceso de generación. En el proceso de transmisión, la energía recibida en transmisión, líneas de transmisión y la energía transmitida. El número de subestaciones, la capacidad de transformación y la energía recibida y distribuida en distribución. Y por último, el número de empleados, la energía recibida en ventas y la energía vendida, son las principales variables que afectan el proceso de ventas.

A fin de validar el modelo propuesto, se realizaron las pruebas de KMO y de Bartlett, las cuales determinaron que un análisis Factorial era apropiado para analizar los datos contenidos en esta investigación.

Dentro del Análisis Factorial, se llevó a cabo la extracción de los factores presentes en el estudio, para ello se utilizó el método de componentes principales, en donde el valor de las extracciones, comúnmente denominadas cargas factoriales, determinaron que las variables utilizadas son representativas en el modelo.

Continuando con este orden de ideas, se debe recordar que el enfoque central del Análisis Factorial es analiza la estructura de las interrelaciones entre un gran número de variables sin exigir ninguna distinción entre dependientes e independientes. Buscándose en sí, expresar la información contenida en un conjunto de datos con un número menor de variables sin distorsionar dicha información. Por tanto, a fin de explicar dichas interrelaciones, se llevó a cabo el cálculo de las dimensiones latentes (conocidas también como factores), a través del criterio del porcentaje de la varianza y el grafico de sedimentación. En ambos casos se suscitó la presencia de



4 factores, poniéndose en manifiesto, con dichos cálculos, que tales componentes explican el 93% de la variabilidad contenida en los datos.

Tras calcular la matriz de componentes, se llevó a cabo la rotación de los factores, siendo este el elemento principal del Análisis factoría y en el que de manera natural se agruparon por procesos, obteniéndose los siguientes resultados: a excepción de la variable “líneas de distribución” las variables: subestaciones en distribución, capacidad de transformación y energía eléctrica recibida y distribuida, se agruparon en el componente uno. Las variables unidades generadoras, capacidad de generación y energía generada, se agruparon el componente dos. Las variables energía vendida y número de trabajadores en ventas conformaron el componente tres y por último, las variables que representan las líneas de transmisión y distribución, conformaron el cuarto componente. Explicando con esto la armonía del modelo planteado para el estudio del sector eléctrico.

Dicho lo anterior, se concluye que las variables propuestas en esta investigación, son válidas para llevar a cabo el análisis de la eficiencia del Sector Eléctrico en México en el periodo 2008-2015.

Por otra parte, dado que dentro de los objetivos de la presente investigación está el determinar el nivel de eficiencia que ha tenido el sector eléctrico nacional a lo largo del periodo 2008-2015, así como cada uno de los procesos que lo conforman y cada una de sus regiones divisionales, se implementó la metodología del Análisis de Envoltura de Datos *Network* para su cálculo.

El DEA *Network* es un modelo de frontera no paramétrico determinístico enfocado al estudio de la eficiencia desde un punto de vista interno, es decir, de utilización de los recursos en relación a la forma en que los emplean otras empresas similares a través del *benchmarking*. Esta

metodología nos permite identificar las unidades de medida (DMU's) eficientes e ineficientes y así fijar objetivos de mejora para las segundas a partir de los logros de las primeras.

Para el caso de esta investigación las DMU's se encuentran conformadas por las 13 divisiones o regiones establecidas por el área de distribución y fueron homogenizadas para cada proceso del sector. Con ello se pudo determinar en esta investigación, el nivel de eficiencia que presenta cada una de ellas de manera específica y global considerando un índice de 0 a 1, en donde el número 1 representa un nivel de eficiencia óptimo.

En el cálculo de eficiencia global se determinó que, a lo largo del periodo 2008-2015, el sector eléctrico mexicano tuvo un índice de eficiencia global promedio de 0.8515 por lo que se puede determinar que este sector no tuvo un nivel de eficiencia óptimo a lo largo de dicho periodo.

Los cálculos realizados revelaron también, que el proceso más eficiente fue transmisión con un índice de 0.9177, seguido por distribución con un índice de 0.8950, en tercer lugar, generación con un valor de 0.8940. Y por último, el proceso más ineficiente fue ventas, con un índice de eficiencia de 0.7736. Con esto se puede determinar que, el nivel de eficiencia que han tenido los procesos que conforman el sistema eléctrico nacional no han sido óptimos, ya que ninguno se colocó sobre la frontera de eficiencia.

Es importante resaltar que a lo largo del periodo de estudio solo la región Golfo Norte y la Centro Oriente fueron las únicas regiones en alcanzar una eficiencia global óptima, seguida por la Norte, Baja California y Bajío con índices de eficiencia superiores a .90. Por lo que se puede concluir que estas zonas han realizado las mejores prácticas de eficiencia a nivel nacional en cuanto al

abastecimiento de energía eléctrica. Caso contrario a la región Centro Sur y Sureste que fueron las zonas más ineficientes del país.

Dados los resultados obtenidos, se puede concluir que la eficiencia de las divisiones ubicadas en el Centro y Norte del país, fueron las regiones que impactaron en mayor medida en la eficiencia global del Sector Eléctrico en México durante el periodo 2008-2015, a excepción de la región Peninsular (ubicada al sur), la cual tuvo un nivel de eficiencia global óptimo.

Las fluctuaciones que presentó el índice de eficiencia de manera anual a largo del periodo de estudio fueron mínimas, por lo que se puede establecer que no hubo un año determinadamente eficiente durante el ciclo de estudio y que los efectos de la reforma energética aún no se vieron reflejados en este periodo.

Se considera que a lo largo del periodo 2008-2015, los principales eventos políticos y económicos que podrán haber afectado de una manera directa o indirecta el desempeño del Sector Eléctrico fueron, en el 2009, la extinción de luz y fuerza del centro, las elecciones presidenciales del 2012, y la promulgación de las modificaciones a la Ley de la Industria Eléctrica en el 2015.

En el 2009, el índice de eficiencia del sector de generación de energía eléctrica, presentó un descenso del 0.9139 al 0.8924 con respecto al año anterior. De manera inversa, el proceso de distribución aumento de 0.866 a 0.9054.

En el 2012, con un índice de eficiencia promedio de 0.8293, fue el valor más bajo registrado durante el periodo de estudio. La eficiencia en transmisión y distribución no se vieron afectados este año, es decir el índice de eficiencia fue muy similar al obtenido en el 2011.

En el 2015, se muestra nuevamente un descenso del promedio del índice de eficiencia en generación, pasando del 0.9045 al 0.8966. En cambio, los índices promedio de eficiencia obtenidos para transmisión y distribución se mantuvieron estables con respecto a los dos años previos.

## RECOMENDACIONES

En México, el sector eléctrico se encuentra atravesando por un periodo de desregularización, en el que tras estar inmerso en un modelo de monopolio natural presidido por el gobierno federal, actualmente se están llevando a cabo cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el que se busca permitir la participación de particulares en la generación de energía eléctrica, presentando iniciativas encaminada a crear las condiciones necesarias para abrir e incentivar la inversión privada. Bajo esta situación, se recomienda ampliamente el desarrollo de estudios de esta naturaleza a fin de monitorear de manera recurrente la eficiencia de este sector, ya que esto dará la pauta para propuestas de mejora constante en un recurso fundamental para el comercio exterior y el crecimiento de la economía mexicana, siendo necesario que las empresas y actores involucrados en esta industria mejoren su eficiencia con el fin de sobrevivir en un creciente mercado competitivo.

Debido a la marcada tendencia en la separación de las actividades secuenciales en las que se genera, transmite, distribuye y comercializa la electricidad, es fundamental desarrollar investigaciones en los que se analice de manera conjunta y no aislada dichos procesos, es decir, buscar el adentramiento a lo que hasta hoy, es conocido como la caja negra del sector eléctrico mexicano.

Es importante considerar los niveles de eficiencia que presentan cada uno de los procesos que conforman el sector eléctrico nacional, ya que estos no son homogéneos y pese al esfuerzo realizado de manera conjunta, el resultado repercute de manera directa en la eficiencia de otros

sectores estratégicos para la nación, pues no se debe de perder de vista la importancia que tiene la energía eléctrica como un insumo principalmente a nivel industrial.

La metodología empleada en la presente investigación permite, además de identificar el nivel de eficiencia por la cual atraviesa el sector eléctrico mexicano, un exhaustivo análisis de benchmarking, el cual puede ser aplicado en investigaciones de índole internacional, en donde México como una unidad de toma de decisiones, podría compararse con aquellas naciones que realizan las mejores prácticas de eficiencia en materia de generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica.

Se espera que esta investigación contribuya a la apertura de nuevas líneas de investigación que permitan impulsar la generación de conocimiento, aplicado a la resolución de problemas nacionales e internacionales de eficiencia, en las que México se encuentra involucrado, buscando de manera incesante la mejora económica y social del país.

# BIBLIOGRAFÍA

- Afriat S. (1972). Efficiency Estimation of Production Functions. *International Economic Review*, 568-598.
- Abbott M. (2006). The Productivity and Efficiency of the Australian Electricity Supply Industry. *Energy Economics*. Volume 28.
- Aigner D. y Chu, S. (1968). On Estimating the Industry Production Function. *American Economic Review*, 226-239.
- Araneda, J.C. (2002). Foundations of Pricing and Investment in Electricity Markets., University of Manchester Institute of Science and Technology, Tesis de Grado.
- Arellano, M.S. Serra P. ((2004). Principios para Tarifcar la Transmisión Eléctrica. En: Cuadernos de Economía - Latin American Journal of Economics 41 Nr. 123, p. 231–253
- Arzubi A., y Berbel J. (2002). Determinacion de Índices de Eficiencia Mediante DEA en Explotaciones Lecheras de Buenos Aires. *Investigaciones Agrarias*, 103-123.
- Azadeh y Haderi (2009). An integrated DEA–COLS–SFA Algorithm for Optimization and Policy Making of Electricity Distribution Units. *Energy Policy*. ELSEVIER.
- Banker R., Charnes A. y Cooper W. (1984). Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, 1078-1093.
- Bastidas Traverso, R. (2009) Aplicación de Derechos Fncancieros al Sistema de Transmisión del Perú como cobertura contra Riesgos Derivados de la Congestión. San Miguel, Perú, Pontificia Universidad Católica de Perú', Tesis de Grado.
- Bazán C. (2011). Ensayos sobre la Reforma Del Sector Eléctrico: Tecnología y Competencia Universidad de las Palmas De Gran Canaria. España
- Bemowski K. (1991). The Benchmarking Bandwagon. *Quality Progress*.
- Besant J. y Tenenbaum B. (2001). The California Experience with Power Sector Reform: Lessons for DEveloping Countries. Washington, DC.
- Bosch E., Navarro A. y Giovagnoli P. (1999). Eficiencia Técnica y Asignativa en la Distribución de Energía Eléctrica: El Caso de EPE SF. *Asociación Argentina de Economía Política*, 1-24.
- Boyce J.R. Hollis A. (2005). Governance of electricity Transmission Systems. En: *Energy Economics* 27,Nr. 2, p. 237 – 255. – ISSN 0140–9883.
- Bushnell, J. (1999). Transmission rights and Market Power. University of California Energy Institute. The Electricity Journal.
- Bushnell, J.B. Stoft, S. (1996). Electric Grid Investment Under A Contract Network Regime. En: *Journal of Regulatory Economics*

- Cadena A., Marcucci J., Perez H., Durán y H. Mutis F. (2006). Efficiency Analysis in Electricity Transmission Utilities A. Universidad de los Andes. Carrera 1 N° 18A 10 Bogotá, Colombia.
- Carreón V. y Rosellón J. (2002). La Reforma Del Sector Eléctrico Mexicano: Recomendaciones de política pública. México.
- Castañeda A. y López L. (2003). Reforma del Sector Eléctrico con Visión de Largo Plazo. CEE-Colegio de México. México
- Center for Energy Economics (2013). *Guide to Electric Power in Mexico*. University of Texas at Austin, E.U.
- Charnes A., Cooper W. y Rhodes, E. (1962). Programming with Linear Fractional Functionals. *Naval Research Logistics Quarterly*, 181-185.
- Charnes A., Cooper W. y Rhodes, E. (1978). Measuring the Efficiency of Decision Making Units. *European Journal of Operational Research*, 429-444.
- Charnes A., Cooper W. y Rhodes, E. (1981). Evaluating Program and Managerial Efficiency: An Application of Data Envelopment Analysis to Program Follow Through. *Management Science*, 668-697.
- Cheung K.(2008)Ancillary Service Market Design and Implementation in North America: From Theory to Practice Kwok W. Cheung, Senior Member, IEEE
- Coelli T., Prasada D. y Battese G. (2005). *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis. USA: Kluwer Academic Publishers*.
- Coll V. y Blasco O. (2006). *Evaluación de la Eficiencia Mediante el Análisis Envolvente de Datos: Introducción a los Modelos Básicos*. Valencia: Universidad de Valencia-Eumed.
- Comisión de Energía. 2001. Seminario de Políticas Públicas para el Sector Eléctrico.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2006. Informe anual 2006 Recuperado de: <http://app.cfe.gob.mx/informe2006/archivos/indice.html>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2007. Informe anual 2007 Recuperado de: <http://app.cfe.gob.mx/informe2007/index.html>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2008. Informe anual 2008 Recuperado de: <http://app.cfe.gob.mx/informe2008/index2v3.htm>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2009. Informe anual 2009 Recuperado de: [http://app.cfe.gob.mx/Informeannual2009/index2\\_2009v1.html](http://app.cfe.gob.mx/Informeannual2009/index2_2009v1.html)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2010. Informe anual 2010 Recuperado de: [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/SiteAssets/Paginas/Publicaciones/Informe2010\\_CFEver031111.pdf](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/SiteAssets/Paginas/Publicaciones/Informe2010_CFEver031111.pdf)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2011. Informe anual 2011 Recuperado de:



file:///C:/Users/HP%20PAVILION%20N209/Downloads/Informel2011cfe%20(2).pdf

- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012. Informe anual 2012 Recuperado de: [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/Lists/Publicaciones%20Informes%20Anuales/Attachments/10/Informe2012CFE.pdf?Mobile=1](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Lists/Publicaciones%20Informes%20Anuales/Attachments/10/Informe2012CFE.pdf?Mobile=1)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2014. Informe anual 2014 Recuperado de: <http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/style%20library/assets/pdf/informeannual.pdf>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2015. Informe anual 2015 Recuperado de: <http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/informacionareguladores/Documents/Informe%20Anual/Informe-Anual-2015-CFE-Acc.pdf>
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2015. Manual Institucional de Procedimientos Administrativos de Presupuestos. Recuperado de: <http://normateca.cfe.gob.mx/Normateca/NormatecaInternetDoc/NORMATIVIDAD%20ADMINISTRATIVA/Manual%20de%20Procedimientos/2013116144752816.pdf>
- Comisión Federal de Electricidad, (CFE, 2014). Transformación del Sector Eléctrico Mexicano. Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE. México.
- Cooper W., Seiford L. y Zhu J. (2004). *Data Envelopment Analysis: History, Models and Interpretations*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Cooper W., Seiford, L. y Tone K. (2000). *Data Envelopment Analysis: A Comprehensive Text with Models, Applications, References and DEA-Solver Software*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Cornejo S. (2003). Los Efectos del TLCAN en los Cambios de la Organización de la Industria Eléctrica en México. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F.
- Cruz J. (2001). Bases para el Diseño de los Mercados Eléctricos
- De la Mora (2016). El Comercio Exterior como Palanca del Crecimiento Económico y Desarrollo de México. En: Comercio Exterior, Bancomext [en línea], Octubre-Diciembre 2016. Fecha de consulta: Octubre 2016. México.
- Disponible en: <http://www.revistacomercioexterior.com/articulo.php?id=81&t=el-comercio-exterior-nbspcomo-palanca-del->
- Debreu G. (1951). The Coefficient of Resource Utilization. *Econometrica*, 14-22.
- Delmas M. y Tokat Y. (2005) “Deregulation, governance structures, and efficiency: The U.S. electric utility sector” *Strategic Management Journal*, 26, 441-460.
- Diario Oficial de la Federación (DOF, 1975). Ley del Servicio Público de Energía. ARTICULO 1°. Estados Unidos Mexicanos, 22 de Diciembre de 1975.
- Diario Oficial de la Federación (DOF, 1975). Ley del Servicio Público de Energía. ARTICULO 1°. Estados

Unidos Mexicano. México.

- Donado H. V. (2003). Revisión de Metodologías de Traficación y Modelos de Remuneración en Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería. Universidad de los Andes, Colombia, Tesis de Grado.
- Edvardsen F. y Førsund R. (2003). International Benchmarking of Electricity Distribution Utilities. Resource and Energy Economics. ELSEVIER.
- Electric International (2015). Historia de la Energía Eléctrica en México. Recuperado de <http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/12108/Capitulo1.pdf>
- Electric International (2015). Historia de la Energía Eléctrica en México. Recuperado de <http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/12108/Capitulo1.pdf>
- Elorza, H., y Medina, J. C. (1999). Estadística para las ciencias sociales y del comportamiento. México: Oxford University.
- Färe R, Grosskopf S. (1997). "Efficiency and productivity in rich and poor countries". In: Jensen B, Wong KY, editors. *Dynamics, economic growth and international trade*. Ann Arbour: University of Michigan Press.
- Färe R. y Grosskopf S. (1996) *Intertemporal Production Frontiers; With Dynamic DEA*, Kluwer Academic Publishers, Boston, MA.
- Färe R. y Grosskopf S. (2000) "Network DEA" *Socio-Economic Planning Sciences*, 34, 35-49.
- Färe R. y Whittaker G. (1995). An intermediate input model of dairy production using complex survey data. *Journal of agricultural economics*.46:2, 201-213.
- Farrell M. y Fieldhouse M. (1962). Estimating Efficient Productions Functions under Increasing Returns to Scale. *Jornal of the Statistical Society*, 252-267.
- Farrell M. (1957). The Measurement of Productive Efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society*, 252-290.
- FERC (2017) Federal Energy Regulatory Commission. [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov)
- Forsund F. y Hjalmarsson L. (1974). On the Measurement of the Productive Efficiency. *Swedish Journal of Economics*, 141-154.
- Førsund F. y Kittelsen S. (1998) "Productivity Development of Norwegian electricity distribution utilities" *Resource and Energy Economics*, 20, 207-224.
- Forsund F. y Sarafoglou N. (2000). *On the Origins of Data Envelopment Analysis*. Oslo: University of Oslo.
- Forsund F., Lovell C. y Schmidt P. (1980). A Survey of Frontier Production Functions and of their Relationship to Efficiency Measurement. *Journal of Econometrics*, 5-25
- Fuentes H. (2003). La Evaluación de la Actividad Docente: un Análisis a partir de la Técnica DEA.

*Economía Mexicana Nueva Época*, vol XII.

- García C. (2002). Análisis de Eficiencia Técnica y Asignativa a través de las Fronteras Estocásticas de Costes: Una Aplicación a los Hospitales del INSALUD. *Tesis Doctoral*, 1-217.
- García F. y Meyer J. P. (2001). El Mercado Eléctrico Inglés: Desde su Desregulación hasta Nuestros Días. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- García S. (2002). Gran Bretaña: en la Ruta De La Renacionalización. Una Privatización Eléctrica Fracasada. Recuperado de: <http://www.jornada.unam.mx/2002/09/01/mas-susana.html>
- Gattoufi, S., Oral, M., Kumar, A. and Reisman, A. (2004). Epistemology of Data Envelopment Analysis and Comparison with other Fields of OR/MS for relevance to applications. *Socioecon Plann Sci*.
- Gilbert R., Neuhoff K. y Newbery, D. (2004). Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks. En: *RAND Journal of Economics* 35, Nr. 4, p. 691–709.
- González Páramo J. (1995). Privatización y Eficiencia: ¿Es Irrelevante la Titularidad? *Economistas*, 32-43.1
- Gorsuch, Richard L., (1983). *Factor Analysis*. Second ed. Hillsdale, NJ: Lawrence Erlbaum Associates (LEA).
- Goto M. y Tsutsui M. (1998) “Comparison of productive and cost efficiencies among Japanese and US electric utilities” *Omega*, 26, 177-194.
- Harvey S., Hogan W. y Pope S.L (1996). Transmission Capacity Reservations Implemented Through a Spot Market with Transmission Congestion Contracts. En: *The Electricity Journal* 9 (1996), Nr. 9, p. 42 – 55. – ISSN 1040–619.
- Hattori T. (2002) “Relative performance of U.S. and Japanese electricity distribution: An application of stochastic frontier analysis” *Journal of Productivity Analysis*, 18, 269-284.
- Hernández Sampieri, R., y Fernández Collado, C. (1998). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill.
- Hernández-Laos E. (1981). Funciones de Producción y Eficiencia Técnica: una Apreciación Crítica. *Revista de Estadística y Geografía*.
- Hernández-Laos E. (1985). *La Productividad y el Desarrollo Industrial en México*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Historia de la Electricidad. (s.f.). Recuperado el 15 de Marzo de 2015, de [http://www.electricalfacts.com/neca/science\\_sp/electricity/history\\_sp.shtml](http://www.electricalfacts.com/neca/science_sp/electricity/history_sp.shtml)
- Hjalmarsson L. y Veiderpass A. (1992) “Productivity in Swedish electricity retail distribution” *Scandinavian Journal of Economics*, 94, S193-S205.
- Hogan W. (2002). Nodes and Zones in Electricity Markets: Seeking Simplified Congestion Pricing. En: *International Series in Operations Research y Management Science* 13, p. 33–62.

- Hunt, Sally (2002) *Making Competition Work in Electricity*. John Wiley & Sons, Inc. Nueva York
- IEA OECD: *Competition in electricity markets* / International Energy Agency (IEA) and Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). 2001. – Informe de Investigación
- Ilic M. Hyman L. Allen E. Younes Z. (1997) *Transmission scarcity: who pays?* En: *The Electricity Journal* 10, Nr. 6, ISSN 1040–6190
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (2015), *Balanza comercial de mercancías de México: Información revisada, enero de 2015*, Inegi, México.
- International Energy Agency (IEA). 2005. *Lessons from liberalised electricity markets*, Recuperado de: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/lessons2005.pdf>
- International Energy Agency (IEA). 2009. *Energy Balances of OECD Countries 2009, Energy Balance of Non-OECD Countries 2009*. Paris Cedex 15-France, 2009.
- International Energy Agency (IEA). 2011. *Energy Balances of OECD Countries 2011, Energy Balance of Non-OECD Countries 2011*. Paris Cedex 15-France, 2011.
- International Energy Agency (IEA). 2013. *Energy Balances of OECD Countries 2013, Energy Balance of Non-OECD Countries 2013*. Paris Cedex 15-France, 2013.
- Jamasb T. y Pollitt M. (2001) “Benchmarking and regulation: international electricity experience” *Utilities Policy*, 9, 107-130.
- Jimenez R. y Mocárquer S. (2001). *Comercialización en el Mercado Eléctrico*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Facultad de Ingeniería Departamento de Ingeniería Eléctrica. Chile.
- Joskow, P. Tirole, J. (2005). *Merchant transmission investment*. En: *Journal of Industrial Economics* 53, Nr. 2, p. 233–264
- Joskow, P. (2000). *The difficult transition to competitive electricity markets in the U.S* / Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research
- Joskow, Paul L. (2003). “The Blackout”. Working Paper, MIT Department of Economics. *Electricity Sector*. *Journal of Economic Perspectives*, Vol 11, No. 3.
- Kaiser, H.F. (1958). "The varimax criterion for analytic rotation in factor analysis." *Psychometrika*
- Keller, K. Wild, J. 12 (2004). *Long-term investment in electricity: a trade-off between coordination and competition*. En: *Utilities Policy*.
- Kim, J.O. and C.W. Mueller, (1978). *Introduction to factor analysis: what it is and how to do it*. Sage Publications Beverly Hills.
- Kirschen D. y Strbac G. (2004). “*Fundamentals of Power System Economics*”, John Wiley y Sons, Ltd.
- Kline, P., (1994). *An Easy Guide to Factor Analysis*. Ed. Routledge. USA.
- Koopmans T. (1951). *Activity Analysis of Production and Allocation*. New York: Wiley.

- Kristiansen, T. (2007). Cross-border transmission capacity allocation mechanisms in South East Europe. En: Energy Policy 35, Nr. 9, p. 4611–4622,
- Kumar Y. y Gupta O. (2010). A Micro Level Study of an Indian Electric Utility for Efficiency Enhancement. Energy. <https://www.sciencedirect.com>
- Kumar Y. y Gupta O. (2011). Performance Evaluation and Improvement Directions for an Indian Electric Utility. Energy Policy
- Leibenstein H. (1966). Allocative Efficiency vs. "X-Efficiency". *American Economic Review* .
- Lewis H. y Sexton T. (2004) “Network DEA: efficiency analysis of organizations with complex internal structure” *Computers and Operations Research*, 31, 1365-1410.
- Ley del servicio Público de Energía Eléctrica (s.f.). Recuperado el 10 de Febrero de 2015, de <http://mexico.justia.com/federales/leyes/ley-del-servicio-publico-de-energia-electrica/capitulo-i/>
- Li, Li y Zheng (2014). Unified Efficiency Measurement of Electric Power Supply Companies in China. <https://www.researchgate.net>
- Lima, J. (1996) Allocation of transmission fixed charges: an overview. En: IEEE Transactions on Power Systems, Nr. 3, p. 1409–1418. – ISSN 0885–8950,
- Lins y Sollero (2007). Integrating the Regulatory and Utility Firm Perspectives, when Measuring the efficiency of Electricity Distribution. *European Journal of Operational Research*.
- Littlechild S. (1998). Regulator orders National Power and PowerGen to generate competition Power-share appeal, UK.
- Lo F., Chien C. y Lin J. (2001). A DEA Study to Evaluate the Relative Efficiency and investigate the District Reorganization of the Taiwan Power Company. *IEEE Transactions on Power Systems* , 170-178.
- Lyons K. y Fraser H. Parmesano H. (2000). An introduction to financial transmission rights. En: The Electricity Journal 13, Nr. 10, p. 31 – 37. – ISSN 1040–6190
- Mercado, E., Díaz, E. A., & Flores, M. (1997). *Productividad Base de la Competitividad*. México: Limusa.
- Molina A. (2017). Estructura de la industria eléctrica mexicana: El Modelo de Comprador Único. *Economía: Teoría y Práctica*. Universidad Autónoma Metropolitana. México.
- Molina, J. y Rudnick, H. (2010). Transmission of electric energy: a bibliographic review. En: IEEE Latin America Transactions (Revista IEEE America Latina). Nr. 3, p. 245–258. – ISSN 1548–0992
- National Grid (2017). Market Overview. Recuperado de: <http://www2.nationalgrid.com/uk/>
- Navarro Chávez (2005). *La Eficiencia del Sector Eléctrico en México* Primera. I.- UMSNH, ed., Morelia, Michoacán, México.
- Navarro Chávez, J.C.L. & Torres Hernández, Z., (2003). La evaluación de la eficiencia en el sector eléctrico: un análisis de la frontera de datos (DEA). *Ciencia Nicolaita*, (35).

- OfGEM (2017). The Office of Gas and Electricity Markets. <https://www.ofgem.gov.uk/>
- OMC, (2015). *Perfiles Comerciales: Estadísticas Comerciales*, México. Disponible en: [stat.wto.org/CountryProfile/WSDBCountryPFView.aspx?Language=E&Country=MX](http://stat.wto.org/CountryProfile/WSDBCountryPFView.aspx?Language=E&Country=MX)
- Onaiwu E. (2010) How does bilateral trading differ from electricity pooling? University of DUNDEE
- Oren S. (2000). *Transmission pricing and Congestion Management: Efficiency, Simplicity and Open Access*. Berkeley, CA.
- Oropeza A. y Mondragón A. (2009). Mercado Mayorista Centralizado de Energía Eléctrica México, D.F.
- Oveis B. (2014). Measuring the Efficiency of Electricity Distribution Companies in Iran Data Envelopment Analysis (DEA) Approach. Recuperado de: [www.ijsr.in/upload/1872090254107.pdf](http://www.ijsr.in/upload/1872090254107.pdf)
- Pantos M. y Gubina F. (2004). Ex-ante Transmission-Service Pricing Via Power-flow Tracing. En: *International Journal of Electrical Power and Energy System* 26 (2004), Nr. 7, p. 509–518.
- Perez, C. (2001). *Técnicas Estadísticas con SPSS*. PrenticeHall
- Pierce R.J (1997). FERC Must Adopt An Efficient Transmission Pricing System—now. En: *The Electricity Journal* 10 Nr. 8, p. 79 – 85. – ISSN 1040–6190.
- Pinzón Martínez, M. (2003). Medición de Eficiencia Técnica Relativa en Hospitales Públicos de Baja Complejidad Mediante la Metodología Data Envelopment Analysis (DEA). Pontificia Universidad Javeriana. Available at: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/EstudiosEconomicos/245.pdf>
- Pombo C. y Taborda R. (2006). Performance and efficiency in Colombia's Power Distribution System: Effects of the 1994 Reform. *Energy Economics*
- Programación Lineal.net (2015) ¿Qué es la Programación Lineal? Recuperado de [http://www.programacionlineal.net/programacion\\_lineal.html](http://www.programacionlineal.net/programacion_lineal.html)
- ProMéxico, “Sector de electrodomésticos en México”. Disponible en: [mim.promexico.gob.mx/wb/mim/elect\\_perfil\\_del\\_sector\\_1](http://mim.promexico.gob.mx/wb/mim/elect_perfil_del_sector_1)
- ProMéxico, Industria electrónica. Disponible en: [mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/290/2/141216\\_DS\\_Electronico\\_ES.pdf](http://mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/290/2/141216_DS_Electronico_ES.pdf)
- Qassim R., Corso G., Lucena L. and Thome ZD (2005) “Application of data envelopment analysis in the performance evaluation of electricity distribution: a review” *International Journal of Business Performance Management*, 7, 60-70.
- Ramirez H. (2001). *La Política de Competencia y el Proceso de Regulación en México, 1993-1999*. Edición electrónica gratuita. Texto completo en [www.eumed.net/libros/2007b/281/](http://www.eumed.net/libros/2007b/281/)
- Rious V., Glachant J.Perez, y Dessante P. (2008). The diversity of design of TSOs. En: *Energy Policy* 36, Nr. 9, p. 3323 – 3332. – ISSN 0301–4215.
- Rosellón, J. (2003). Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion. En: *Review of*

Network Economics 2, Nr. 3, p. 238–269.

- Sarmiento G. (1998). Algunos aspectos internacionales sobre los mercados de energía y la desregulación del sector eléctrico BOLETÍN IIE. Tendencias tecnológicas Recuperado de: <https://www.ineel.mx/publica/bolso98/tenso98.htm>
- Secretaria de Energía (SENER). 2009. *Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024*. Recuperado de: [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/Prospectiva\\_electricidad%20\\_2009-2024.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva_electricidad%20_2009-2024.pdf)
- Secretaria de Energía (SENER). 2010. *Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025*. Recuperado de: [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/SECTOR\\_ELECTRICO.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/SECTOR_ELECTRICO.pdf)
- Secretaria de Energía (SENER). 2013. *Prospectiva del sector eléctrico 2013-2027*. Recuperado de: [http://sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2013/Prospectiva\\_del\\_Sector\\_Electrico\\_2013-2027.pdf](http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_del_Sector_Electrico_2013-2027.pdf)
- Secretaria de Energía (SENER, 2013). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027*. México.
- Secretaria de Energía (SENER, 2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. México.
- Sengupta J. (1995). *Dynamics of DEA*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- Sernández F. (2013). *Modelo De Subasta Del Mercado Eléctrico Con Inclusión De Restricciones De Red*. Universidad de Sevilla. España
- Serra de la Figuera, D. (2004). *Métodos Cuantitativos para la Toma de Decisiones*. Grupo Planeta. España: Gestión 2000.
- Sexton T. y Lewis H. (2003) “Two-Stage DEA: An application to major league baseball” *Journal of Productivity Analysis*, 19, 227-249.
- Shahidehpour M., Yamin H. y Li Z. (2002). *Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management*. 1st. New York: Wiley-IEEE Press. – ISBN 0471443379.
- Shephard R. (1953). *Cost and Production Functions*. USA: Princeton University Press.
- Shephard R. Färe (1970.). *Theory of cost and production*. Princeton: Princeton University Press.
- Singh H. y Hao S. (1998). *Transmission Congestion Management In Competitive Electricity Markets*. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 13, Nr. 2, p. 672–680. – ISSN 0885–8950.
- Sistema de Información Energética (SIE) 2014. Recuperado de: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- Sistema de Información Energética (SIE) 2015. *Glosario de términos de Electricidad*. Recuperado de: [http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario\\_elec\\_es.pdf](http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf)
- Sistema de Información Energética (SIE) 2016. Recuperado de: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- Sistema Integral de Administración en Distribución (SIAD) 2016. CFE.
- Solis, P. (2012). *La generación eléctrica en México: una aproximación cuantitativa, 1880-1930*. Simposio

Internacional Globalización, innovación y construcción de redes técnicas urbanas en América y Europa. Universidad de Barcelona.

- Solow R. A. (1957). Technical Change and the Aggregate Production Function. *Review of Economics and Statistics*, 312-320.
- Spendolini, M. J. (1992) *The Benchmarking Book*, Amacon, New York.
- Steiner F. (2001). Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry. *OECD Economic Studies* , 143-182.
- Stoft S (2002). Power system economics. Designing Markets For Electricity.
- Stoft S. (1999). Financial Transmission Rights Meet Cournot: How Tccs Curb Market Power. En: *Energy Journal* 20, Nr. 1, p. 1–2.
- Tanaka M. (2005) Optimal Transmission Capacity Under Nodal Pricing And Incentive Regulation For Transco / Research Institute of Economy, Trade and Industry (RIETI). (05021). – Discussion papers.
- Tapia Ahumada K. (1998) Impacto de las Restricciones de Transmisión en un Mercado Competitivo De Electricidad. Santiago. Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Tesis de Grado.
- Thurstone, L.L. (1947) *Multiple factor analysis*. Chicago: University of Chicago Press.
- Trillo D. (2002). Análisis Económico y Eficiencia del Sector Público. *Eficiencia, Equidad y Control Democrático: Un Marco Triangular para el Análisis de Políticas* (pp. 2-18). Lisboa: Universidad Rey Juan Carlos.
- Tsutsui M. y Tone k. (2003). Application of Network DEA Model to Vertically Integrated Electric Utilities. GRIPS Policy
- Tsutsui M. y Tone K. (2007) "Application of Network DEA Model to Vertically Integrated Electric Utilities" *GRIPS Policy Information Center*, 07-03
- Tsutsui M. y Tone k. (2008). Network DEA: A Slacks-Based Measure Approach. *European Journal of Operational Research*
- Vaninsky A. (2008). Environmental Efficiency of Electric Power Industry of the United States: A Data Envelopment Analysis Approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering* [www.waset.org](http://www.waset.org)
- Varian H. (1998). *Microeconomía Intermedia*. España: Antoni Bosch.
- Viqueira L. (2001). El Fracaso de la Desregulación Eléctrica en California. *Problemas del Desarrollo* Vol. 32. IIEc. UMAN-México.
- Yann G. Rebours Daniel S. Kirschen (2007). A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services Part I: Technical Features. Recuperado de: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4077135/>
- Yarad A. (1990). Un Nuevo Esquema de Regulación de Monopolios Naturales. *Estudios Públicos* 37, 165-



226.

- Yu C., Leotard J., Ilic, M. (1999). Dynamics of Transmission Provision in a Competitive Power Industry. En: Discrete Event Dynamic Systems.
- Z. Fan, T. Horger y J. Bastian, (2010)”. Current and Emerging Challenges in PJM energy market,”. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES, New Orleans, LA, USA.
- Zambrano C. (2013). Análisis de Mecanismos de Mercado para la Remuneración y Asignación De Capacidad de Transmisión en El Mercado Eléctrico Colombiano. Universidad Nacional de Colombia. Colombia.

# ANEXOS

# ANEXO I.

## CÁLCULOS DE EFICIENCIA Y *BENCHMARKING*

### Generación 2008

DMU	Score	Ineficiencia <i>Output</i>	Ineficiencia Radial <i>Output</i>	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	-00001(1.000000)	0
R02	0.69823	0.432193	0.432193	-00003(0.172031); -00004(0.354781); - 00006(0.007774); -00007(0.465414)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	1
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	6
R05	0.831343	0.202873	0.202873	-00004(0.085159); -00008(0.784941); - 00010(0.129900)	0
R06	0.831518	0.20262	0.20262	-00004(0.592969); -00010(0.407031)	1
R07	1	0	0	-00007(1.000000)	1
R08	1	0	0	-00008(1.000000)	4
R09	0.577909	0.730375	0.730375	-00004(0.112857); -00008(0.146406); - 00010(0.740737)	0
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	4
R11	0.716294	0.396075	0.396075	-00004(0.202769); -00008(0.394216); - 00010(0.403015)	0
R12	0.608699	0.642849	0.642849	-00004(0.193546); -00008(0.806454)	0
R13	1	0	0	-00013(1.000000)	0

**Fuente:** Elaboración propia

## Transmisión 2008

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	-00004(0.119597); -00007(0.160434); -00010(0.438773); -00012(0.281197)	0
R02	0.814214	0.228178	0.228178	-00004(0.370133); -00006(0.341198); -00012(0.288668)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	0
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	7
R05	0.887688	0.126522	0.126522	-00004(0.076298); -00005(0.852773); -00010(0.070930)	0
R06	1	0	0	-00006(1.000000)	1
R07	1	0	0	-00007(1.000000)	3
R08	1	0	0	-00004(0.036535); -00007(0.073240); -00010(0.563151); -00012(0.327074)	0
R09	0.681873	0.466549	0.466549	-00004(0.068763); -00009(0.350438); -00010(0.237286); -00011(0.343514)	1
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	5
R11	0.996074	0.003941	0.003941	-00004(0.003630); -00011(0.995990); -00012(0.000380)	2
R12	0.654747	0.527308	0.527308	-00004(0.015339); -00007(0.073907); -00011(0.910754)	5
R13	1	0	0	-00009(0.378880); -00010(0.517639); -00012(0.103481)	0

Fuente: Elaboración propia

## Distribución 2008

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	-00004(0.119597); -00007(0.160434); -00010(0.438773); -00012(0.281197)	0
R02	0.814214	0.228178	0.228178	-00004(0.370133); -00006(0.341198); -00012(0.288668)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	0
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	7
R05	0.887688	0.126522	0.126522	-00004(0.076298); -00005(0.852773); -00010(0.070930)	0
R06	1	0	0	-00006(1.000000)	1
R07	1	0	0	-00007(1.000000)	3
R08	1	0	0	-00004(0.036535); -00007(0.073240); -00010(0.563151); -00012(0.327074)	0
R09	0.681873	0.466549	0.466549	-00004(0.068763); -00009(0.350438); -00010(0.237286); -00011(0.343514)	1
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	5
R11	0.996074	0.003941	0.003941	-00004(0.003630); -00011(0.995990); -00012(0.000380)	2
R12	0.654747	0.527308	0.527308	-00004(0.015339); -00007(0.073907); -00011(0.910754)	5

				00011(0.910754)	
R13	1	0	0	-00009(0.378880); -00010(0.517639); -00012(0.103481)	0

### Ventas 2008

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	-00001(1.000000)	4
R02	0.909271	0.099782	0.099782	-00001(0.606658); -00004(0.393342)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	7
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	2
R05	0.689434	0.450464	0.450464	-00001(0.651675); -00003(0.149350); -00013(0.198975)	0
R06	0.747841	0.337182	0.337182	-00001(0.026513); -00003(0.538692); -00004(0.434795)	0
R07	0.667934	0.497154	0.497154	-00003(0.524459); -00010(0.118424); -00013(0.357117)	0
R08	0.797564	0.253818	0.253818	-00003(0.265816); -00010(0.015135); -00013(0.719049)	0
R09	0.412095	1.426622	1.426622	-00001(0.663815); -00003(0.163590); -00013(0.172595)	0
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	4
R11	0.54827	0.823918	0.823918	-00003(0.792669); -00010(0.003743); -00013(0.203588)	0
R12	0.346306	1.887621	1.887621	-00003(0.785406); -00010(0.109793); -00013(0.104801)	0
R13	1	0	0	-00013(1.000000)	6

Fuente: Elaboración propia

### Generación 2009

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Time as a benchmark for another DMU
R01	0.958236	0.043585	0.043585	-00003(0.133289); -00013(0.866711)	0
R02	0.7801	0.281887	0.281887	-00003(0.390367); -00013(0.609633)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	6
R04	1	0	0	-00003(0.313624); -00007(0.001384); -00011(0.684992)	0
R05	1	0	0	-00005(1.000000)	1
R06	1	0	0	-00006(1.000000)	0
R07	1	0	0	-00007(1.000000)	2
R08	0.920095	0.086844	0.086844	-00003(0.085515); -00013(0.914485)	0
R09	0.564108	0.772709	0.772709	-00003(0.005313); -00005(0.775560); -	0

				00013(0.219127)	
R10	1	0	0	-00007(0.341995); -00013(0.658005)	0
R11	1	0	0	-00011(1.000000)	1
R12	0.645132	0.550071	0.550071	-00003(0.755064); -00013(0.244936)	0
R13	1	0	0	-00013(1.000000)	6

Fuente: Elaboración propia

### Transmisión 2009

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	-00004(0.119597); -00007(0.160434); -00010(0.438773); -00012(0.281197)	0
R02	0.814214	0.228178	0.228178	-00004(0.370133); -00006(0.341198); -00012(0.288668)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	0
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	7
R05	0.887688	0.126522	0.126522	-00004(0.076298); -00005(0.852773); -00010(0.070930)	0
R06	1	0	0	-00006(1.000000)	1
R07	1	0	0	-00007(1.000000)	3
R08	1	0	0	-00004(0.036535); -00007(0.073240); -00010(0.563151); -00012(0.327074)	0
R09	0.681873	0.466549	0.466549	-00004(0.068763); -00009(0.350438); -00010(0.237286); -00011(0.343514)	1
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	5
R11	0.996074	0.003941	0.003941	-00004(0.003630); -00011(0.995990); -00012(0.000380)	2
R12	0.654747	0.527308	0.527308	-00004(0.015339); -00007(0.073907); -00011(0.910754)	5
R13	1	0	0	-00009(0.378880); -00010(0.517639); -00012(0.103481)	0

### Distribución 2009

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	-00001(1.000000)	0
R02	0.69823	0.432193	0.432193	-00003(0.172031); -00004(0.354781); -00006(0.007774); -00007(0.465414)	0

R03	1	0	0	-00003(1.000000)	1
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	6
R05	0.831343	0.202873	0.202873	-00004(0.085159); -00008(0.784941); -00010(0.129900)	0
R06	0.831518	0.20262	0.20262	-00004(0.592969); -00010(0.407031)	1
R07	1	0	0	-00007(1.000000)	1
R08	1	0	0	-00008(1.000000)	4
R09	0.577909	0.730375	0.730375	-00004(0.112857); -00008(0.146406); -00010(0.740737)	0
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	4
R11	0.716294	0.396075	0.396075	-00004(0.202769); -00008(0.394216); -00010(0.403015)	0
R12	0.608699	0.642849	0.642849	-00004(0.193546); -00008(0.806454)	0
R13	1	0	0	-00013(1.000000)	0

### Ventas 2009

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
1	0	0	-00001(1.000000)	4	
R02	0.909271	0.099782	0.099782	-00001(0.606658); -00004(0.393342)	0
R03	1	0	0	-00003(1.000000)	7
R04	1	0	0	-00004(1.000000)	2
R05	0.689434	0.450464	0.450464	-00001(0.651675); -00003(0.149350); -00013(0.198975)	0
R06	0.747841	0.337182	0.337182	-00001(0.026513); -00003(0.538692); -00004(0.434795)	0
R07	0.667934	0.497154	0.497154	-00003(0.524459); -00010(0.118424); -00013(0.357117)	0
R08	0.797564	0.253818	0.253818	-00003(0.265816); -00010(0.015135); -00013(0.719049)	0
R09	0.412095	1.426622	1.426622	-00001(0.663815); -00003(0.163590); -00013(0.172595)	0
R10	1	0	0	-00010(1.000000)	4
R11	0.54827	0.823918	0.823918	-00003(0.792669); -00010(0.003743); -00013(0.203588)	0
R12	0.346306	1.887621	1.887621	-00003(0.785406); -00010(0.109793); -00013(0.104801)	0
R13	1	0	0	-00013(1.000000)	6

Fuente: Elaboración propia

## Generación 2010

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	0.848596	0.178417	0.178417	R03(0.191442); R13(0.808558)	0
R02	0.822483	0.215831	0.215831	R03(0.331479); R09(0.050056); R13(0.618465)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	6
R04	1	0	0	R04(1.000000)	0
R05	0.983682	0.016589	0.016589	R03(0.205172); R09(0.460347); R13(0.334481)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	0
R07	1	0	0	R07(1.000000)	0
R08	0.764004	0.308893	0.308893	R03(0.086863); R13(0.913137)	0
R09	1	0	0	R09(1.000000)	2
R10	1	0	0	R03(0.031434); R13(0.968566)	0
R11	1	0	0	R11(1.000000)	0
R12	0.606375	0.649144	0.649144	R03(0.683083); R13(0.316917)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	6

Fuente: Elaboración propia

## Transmisión 2010

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R04(0.085938); R10(0.805787); R11(0.108274)	0
R02	0.756957	0.321079	0.321079	R04(0.297614); R06(0.338468); R07(0.019259); R12(0.344658)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	1
R04	1	0	0	R04(1.000000)	6
R05	0.877714	0.139324	0.139324	R04(0.025595); R10(0.513555); R11(0.460849)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	1
R07	1	0	0	R07(1.000000)	2
R08	0.964741	0.036547	0.036547	R09(0.003198); R10(0.919844); R11(0.076958)	0
R09	0.728373	0.372923	0.372923	R04(0.112208); R07(0.102926); R09(0.771114); R10(0.013753)	2
R10	1	0	0	R10(1.000000)	4
R11	0.875996	0.141558	0.141558	R03(0.000407); R04(0.109093); R09(0.082656); R11(0.807844)	4
R12	0.62078	0.610876	0.610876	R04(0.137840); R11(0.671549); R12(0.190611)	1
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

Fuente: Elaboración propia

## Distribución 2010

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	2
R02	0.776497	0.287835	0.287835	R04(0.348162); R07(0.651838)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	5
R05	0.896818	0.115053	0.115053	R06(0.171144); R10(0.828856)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	4
R07	0.91995	0.087015	0.087015	R01(0.278265); R04(0.175850); R08(0.089438); R10(0.456447)	1
R08	0.988698	0.011431	0.011431	R01(0.001804); R04(0.010899); R10(0.987297)	1
R09	0.634896	0.575062	0.575062	R04(0.002778); R06(0.194393); R10(0.802828)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	6
R11	0.837437	0.194119	0.194119	R04(0.034364); R06(0.350491); R10(0.615144)	0
R12	0.552179	0.811007	0.811007	R06(0.431525); R10(0.568475)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

Fuente: Elaboración propia

## Ventas 2010

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	3
R02	0.930269	0.074958	0.074958	R01(0.615748); R04(0.384252)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	7
R04	1	0	0	R04(1.000000)	2
R05	0.673131	0.485595	0.485595	R01(0.410155); R03(0.209649); R13(0.380196)	0
R06	0.810781	0.233378	0.233378	R03(0.713253); R04(0.275216); R10(0.011531)	0
R07	0.637006	0.569844	0.569844	R03(0.632245); R10(0.106150); R13(0.261604)	0
R08	0.75275	0.328463	0.328463	R03(0.190442); R10(0.028445); R13(0.781112)	0
R09	0.423134	1.363319	1.363319	R01(0.529364); R03(0.195126); R13(0.275511)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5
R11	0.554663	0.802896	0.802896	R03(0.677319); R10(0.030575); R13(0.292107)	0
R12	0.358299	1.790962	1.790962	R03(0.678258); R10(0.142186); R13(0.179556)	0



R13	1	0	0	R13(1.000000)	6
-----	---	---	---	---------------	---

Fuente: Elaboración propia

### Generación 2011

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	0.79441	0.258796	0.258796	R03(0.273144); R06(0.726856)	0
R02	0.77711	0.286819	0.286819	R03(0.259646); R05(0.331592); R06(0.408762)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	5
R04	1	0	0	R04(1.000000)	0
R05	1	0	0	R05(1.000000)	1
R06	1	0	0	R06(1.000000)	6
R07	1	0	0	R07(1.000000)	1
R08	0.776733	0.287443	0.287443	R03(0.192202); R06(0.807798)	0
R09	1	0	0	R09(1.000000)	1
R10	1	0	0	R03(0.116044); R06(0.883956)	0
R11	1	0	0	R11(1.000000)	0
R12	0.634368	0.576373	0.576373	R03(0.720119); R06(0.279881)	0
R13	1	0	0	R06(0.510122); R07(0.327779); R09(0.162099)	0

Fuente: Elaboración propia

### Transmisión 2011

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R04(0.102196); R10(0.526345); R12(0.282042); R13(0.089416)	0
R02	0.77297	0.293711	0.293711	R04(0.434013); R07(0.292113); R13(0.273874)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	7
R05	0.844164	0.184604	0.184604	R04(0.051288); R10(0.468135); R11(0.444692); R12(0.035885)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	0
R07	1	0	0	R07(1.000000)	2
R08	1	0	0	R04(0.012772); R10(0.493016); R12(0.324977); R13(0.169234)	0
R09	0.701215	0.426097	0.426097	R04(0.160152); R07(0.005353); R10(0.463254); R12(0.371241)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	6
R11	0.87241	0.146251	0.146251	R04(0.109209); R10(0.028257); R11(0.808652); R12(0.053881)	2

R12	0.595007	0.680653	0.680653	R04(0.131970); R10(0.067786); R11(0.800244)	5
R13	1	0	0	R13(1.000000)	3

Fuente: Elaboración propia

### Distribución 2011

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	1
R02	0.807915	0.237753	0.237753	R04(0.446953); R07(0.171185); R09(0.381861)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	4
R05	0.863912	0.157526	0.157526	R06(0.212964); R10(0.787036)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	4
R07	0.921983	0.084619	0.084619	R01(0.336083); R04(0.163409); R08(0.123102); R10(0.377406)	1
R08	1	0	0	R08(1.000000)	1
R09	0.571723	0.749098	0.749098	R04(0.062033); R06(0.173194); R10(0.764773)	1
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5
R11	0.829803	0.205105	0.205105	R04(0.031731); R06(0.359559); R10(0.608710)	0
R12	0.539114	0.854896	0.854896	R06(0.453128); R10(0.546872)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

Fuente: Elaboración propia

### Ventas 2011

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	3
R02	0.971574	0.029258	0.029258	R01(0.623629); R04(0.376371)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	7
R04	1	0	0	R04(1.000000)	3
R05	0.66506	0.503624	0.503624	R01(0.489485); R03(0.235074); R13(0.275441)	0
R06	0.822533	0.215756	0.215756	R03(0.657644); R04(0.323029); R10(0.019327)	0
R07	0.631835	0.582691	0.582691	R03(0.600496); R10(0.112977); R13(0.286527)	0
R08	0.762533	0.311418	0.311418	R03(0.181570); R10(0.028598); R13(0.789832)	0
R09	0.379484	1.635154	1.635154	R01(0.802914); R03(0.193216); R04(0.003871)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5

R11	0.542562	0.843107	0.843107	R03(0.690355); R10(0.031477); R13(0.278168)	0
R12	0.349596	1.860448	1.860448	R03(0.722779); R10(0.140182); R13(0.137039)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	5

Fuente: Elaboración propia

### Generación 2012

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	0.5787	0.73	0.73	R01(0.511373); R11(0.488627)	3.00
R02	0.5443	0.84	0.84	R09(0.272727); R11(0.727273)	0.00
R03	1.0000	0.00	0.00	R03(1.000000)	0.00
R04	1.0000	0.00	0.00	R04(1.000000)	1.00
R05	0.9162	0.09	0.09	R01(0.033735); R07(0.284995); R11(0.681271)	0.00
R06	0.5369	0.86	0.86	R07(0.090909); R09(0.909091)	0.00
R07	1.0000	0.00	0.00	R07(1.000000)	5.00
R08	0.7284	0.37	0.37	R01(0.552876); R07(0.155591); R11(0.291533)	0.00
R09	1.0000	0.00	0.00	R09(1.000000)	3.00
R10	1.0000	0.00	0.00	R01(0.758096); R07(0.241904)	0.00
R11	1.0000	0.00	0.00	R11(1.000000)	5.00
R12	0.5265	0.90	0.90	R04(0.343043); R11(0.656957)	0.00
R13	1.0000	0.00	0.00	R07(0.643372); R09(0.356628)	0.00

Fuente: Elaboración propia

### Transmisión 2012

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1.0000	0.00	0.00	R04(0.027509); R10(0.455945); R11(0.516545)	0.00
R02	0.8007	0.25	0.25	R03(0.504701); R04(0.226916); R07(0.258292); R10(0.010090)	0.00
R03	1.0000	0.00	0.00	R03(1.000000)	3.00
R04	1.0000	0.00	0.00	R04(1.000000)	6.00
R05	0.8481	0.18	0.18	R04(0.037396); R10(0.438460); R11(0.524144)	1.00
R06	1.0000	0.00	0.00	R04(0.359605); R06(0.256961); R07(0.383434)	0.00
R07	1.0000	0.00	0.00	R07(1.000000)	4.00
R08	1.0000	0.00	0.00	R05(0.044529); R09(0.728718); R10(0.226753)	0.00

R09	0.6903	0.45	0.45	R04(0.005756); R07(0.392133); R10(0.073921); R11(0.528190)	1.00
R10	1.0000	0.00	0.00	R10(1.000000)	5.00
R11	0.9091	0.10	0.10	R03(0.008426); R04(0.064458); R07(0.016252); R11(0.910864)	4.00
R12	0.6098	0.64	0.64	R03(0.426014); R11(0.573986)	0.00
R13	1.0000	0.00	0.00	R13(1.000000)	0.00

Fuente: Elaboración propia

### Distribución 2012

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1.0000	0.00	0.00	R01(1.000000)	1.00
R02	0.8312	0.20	0.20	R04(0.442251); R07(0.188247); R09(0.369501)	0.00
R03	1.0000	0.00	0.00	R03(1.000000)	0.00
R04	1.0000	0.00	0.00	R04(1.000000)	3.00
R05	0.8732	0.15	0.15	R06(0.219370); R10(0.780630)	0.00
R06	1.0000	0.00	0.00	R06(1.000000)	4.00
R07	0.9140	0.09	0.09	R01(0.415811); R04(0.147490); R08(0.149574); R10(0.287124)	1.00
R08	1.0000	0.00	0.00	R08(1.000000)	1.00
R09	0.5734	0.74	0.74	R06(0.298353); R10(0.701647)	1.00
R10	1.0000	0.00	0.00	R10(1.000000)	5.00
R11	0.8646	0.16	0.16	R04(0.020450); R06(0.356629); R10(0.622921)	0.00
R12	0.5476	0.83	0.83	R06(0.462069); R10(0.537931)	0.00
R13	1.0000	0.00	0.00	R13(1.000000)	0.00

Fuente: Elaboración propia

### Ventas 2012

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1.0000	0.00	0.00	R01(1.000000)	3.00
R02	0.9826	0.02	0.02	R01(0.634280); R04(0.365720)	0.00
R03	1.0000	0.00	0.00	R03(1.000000)	7.00
R04	1.0000	0.00	0.00	R04(1.000000)	2.00
R05	0.6937	0.44	0.44	R01(0.419801); R03(0.255003); R13(0.325196)	0.00
R06	0.8135	0.23	0.23	R03(0.620562); R04(0.351882); R10(0.027556)	0.00
R07	0.6417	0.56	0.56	R03(0.588664); R10(0.117143); R13(0.294192)	0.00

R08	0.7628	0.31	0.31	R03(0.169363); R10(0.029763); R13(0.800874)	0.00
R09	0.3760	1.66	1.66	R01(0.769144); R03(0.213968); R13(0.016888)	0.00
R10	1.0000	0.00	0.00	R10(1.000000)	5.00
R11	0.5660	0.77	0.77	R03(0.661164); R10(0.040667); R13(0.298168)	0.00
R12	0.3527	1.84	1.84	R03(0.742898); R10(0.140945); R13(0.116157)	0.00
R13	1.0000	0.00	0.00	R13(1.000000)	6.00

Fuente: Elaboración propia

### Generación 2013

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	0.768532	0.301183	0.301183	R04(0.273955); R06(0.726045)	0
R02	0.711981	0.404532	0.404532	R04(0.421394); R06(0.578606)	0
R03	1	0	0	R04(0.949114); R06(0.050886)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	10
R05	0.854094	0.170832	0.170832	R04(0.498816); R06(0.501184)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	10
R07	0.183946	4.436385	4.436385	R04(0.044167); R06(0.481944); R13(0.473889)	0
R08	0.758263	0.318803	0.318803	R04(0.313734); R06(0.686266)	0
R09	0.726245	0.376946	0.376946	R04(0.559675); R06(0.440325)	0
R10	1	0	0	R04(0.069043); R06(0.930957)	0
R11	0.996326	0.003688	0.003688	R04(0.841874); R06(0.152432); R13(0.005694)	0
R12	0.423027	1.363915	1.363915	R04(0.778662); R06(0.221338)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	2

Fuente: Elaboración propia

### Transmisión 2013

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R03(0.246918); R04(0.006035); R07(0.058561); R10(0.688486)	1
R02	0.960027	0.041637	0.041637	R06(0.448311); R11(0.505157); R13(0.046532)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	1
R04	1	0	0	R04(1.000000)	5
R05	0.874417	0.143619	0.143619	R06(0.036822); R10(0.400589);	0

				R11(0.562589)	
R06	1	0	0	R06(1.000000)	4
R07	0.963046	0.038372	0.038372	R01(0.322838); R04(0.087146); R07(0.475812); R10(0.114205)	1
R08	1	0	0	R09(0.610312); R10(0.274359); R11(0.115330)	0
R09	0.652246	0.533165	0.533165	R04(0.020890); R06(0.101780); R10(0.255015); R11(0.622315)	1
R10	1	0	0	R10(1.000000)	6
R11	0.912041	0.096441	0.096441	R04(0.064510); R06(0.004180); R10(0.003636); R11(0.927673)	5
R12	0.615341	0.625114	0.625114	R04(0.156623); R11(0.746875); R13(0.096501)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	2

Fuente: Elaboración propia

### Distribución 2013

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	1
R02	1	0	0	R03(0.510478); R04(0.063415); R07(0.426107)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	1
R04	1	0	0	R04(1.000000)	4
R05	0.887886	0.12627	0.12627	R06(0.192300); R08(0.517699); R10(0.290002)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	4
R07	0.890864	0.122505	0.122505	R01(0.283588); R04(0.184808); R10(0.531604)	1
R08	1	0	0	R08(1.000000)	3
R09	0.568551	0.758858	0.758858	R04(0.094836); R06(0.162183); R10(0.742981)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	4
R11	0.865303	0.155665	0.155665	R04(0.019490); R06(0.354780); R08(0.106681); R10(0.519048)	0
R12	0.551343	0.813753	0.813753	R06(0.471102); R08(0.528898)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

Fuente: Elaboración propia

### Ventas 2013

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	2

R02	1	0	0	R02(1.000000)	1
R03	1	0	0	R03(1.000000)	7
R04	1	0	0	R04(1.000000)	1
R05	0.700144	0.428277	0.428277	R01(0.441254); R03(0.233809); R13(0.324937)	0
R06	0.814888	0.227163	0.227163	R03(0.614888); R04(0.358943); R10(0.026169)	0
R07	0.620062	0.612742	0.612742	R03(0.631981); R10(0.108597); R13(0.259422)	0
R08	0.758934	0.317638	0.317638	R03(0.171675); R10(0.023823); R13(0.804502)	0
R09	0.381342	1.622315	1.622315	R01(0.692430); R02(0.181095); R03(0.126475)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5
R11	0.538885	0.855683	0.855683	R03(0.663446); R10(0.037989); R13(0.298565)	0
R12	0.343328	1.912662	1.912662	R03(0.794082); R10(0.130251); R13(0.075667)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	5

Fuente: Elaboración propia

### Generación 2014

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	Nº de veces como referencia para otra DMU
R01	0.733634	0.363078	0.363078	R03(0.282308); R06(0.717692)	0
R02	0.702898	0.422681	0.422681	R04(0.402082); R06(0.360798); R13(0.237121)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	4
R04	1	0	0	R04(1.000000)	7
R05	0.851209	0.1748	0.1748	R03(0.217184); R04(0.185560); R06(0.597256)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	9
R07	0.278096	2.595878	2.595878	R04(0.186564); R06(0.381959); R13(0.431478)	0
R08	0.867317	0.15298	0.15298	R04(0.289610); R06(0.695986); R13(0.014404)	0
R09	0.819516	0.220233	0.220233	R03(0.277188); R04(0.210544); R06(0.512268)	0
R10	1	0	0	R04(0.037486); R06(0.857973); R13(0.104540)	0
R11	0.979323	0.021113	0.021113	R04(0.658615); R06(0.341385)	0
R12	0.595861	0.678242	0.678242	R03(0.757387); R06(0.242613)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	4

Fuente: Elaboración propia

## Transmisión 2014

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R03(0.223696); R04(0.044172); R10(0.732132)	1
R02	0.825637	0.211186	0.211186	R03(0.321925); R04(0.023284); R06(0.543074); R10(0.111717)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	3
R04	1	0	0	R04(1.000000)	5
R05	0.902791	0.107676	0.107676	R09(0.046530); R10(0.329541); R11(0.623929)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	1
R07	0.961295	0.040263	0.040263	R01(0.464881); R04(0.117766); R07(0.194722); R10(0.222630)	0
R08	1	0	0	R09(0.675713); R10(0.263673); R11(0.060614)	0
R09	0.691082	0.447007	0.447007	R04(0.057226); R10(0.236070); R11(0.706704)	3
R10	1	0	0	R10(1.000000)	8
R11	0.91493	0.092979	0.092979	R04(0.063896); R10(0.003792); R11(0.932312)	3
R12	0.626996	0.594908	0.594908	R03(0.695419); R09(0.179890); R10(0.124691)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

Fuente: Elaboración propia

## Distribución 2014

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	1
R02	0.845109	0.18328	0.18328	R04(0.435165); R07(0.219705); R09(0.345130)	0
R03	1	0	0	R04(0.062983); R06(0.430036); R07(0.403582); R10(0.103399)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	5
R05	0.910969	0.097732	0.097732	R06(0.170559); R08(0.508156); R10(0.321285)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	5
R07	0.891895	0.121208	0.121208	R01(0.269597); R04(0.181955); R10(0.548448)	2
R08	1	0	0	R08(1.000000)	3
R09	0.588569	0.699038	0.699038	R04(0.060512); R06(0.204177); R10(0.735310)	1
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5
R11	0.867482	0.152761	0.152761	R04(0.012111); R06(0.358013);	0



				R08(0.131828); R10(0.498048)	
R12	0.568106	0.760234	0.760234	R06(0.448330); R08(0.551670)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

### Ventas 2014

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	3
R02	0.952105	0.050304	0.050304	R01(0.640460); R04(0.359540)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	7
R04	1	0	0	R04(1.000000)	2
R05	0.71005	0.408351	0.408351	R01(0.342688); R03(0.210736); R13(0.446576)	0
R06	0.821184	0.217754	0.217754	R03(0.593628); R04(0.373991); R10(0.032382)	0
R07	0.621435	0.609179	0.609179	R03(0.595543); R10(0.113420); R13(0.291036)	0
R08	0.743831	0.344392	0.344392	R03(0.136142); R10(0.025926); R13(0.837932)	0
R09	0.372442	1.68498	1.68498	R01(0.669704); R03(0.235809); R13(0.094486)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5
R11	0.531121	0.882811	0.882811	R03(0.626941); R10(0.043249); R13(0.329810)	0
R12	0.34927	1.863118	1.863118	R03(0.751211); R10(0.139075); R13(0.109714)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	6

Fuente: Elaboración propia

### Generación 2015

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	0.830765	0.20371	0.20371	R04(0.245579); R06(0.754421)	0
R02	0.796851	0.254939	0.254939	R04(0.337699); R10(0.293452); R13(0.368849)	0
R03	0.999934	0.000066	0.000066	R04(0.995647); R07(0.004353)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	9
R05	0.861846	0.160301	0.160301	R04(0.456028); R06(0.543972)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	5
R07	0.392268	1.549277	1.549277	R04(0.113085); R10(0.530373); R13(0.356542)	3
R08	0.921231	0.085504	0.085504	R04(0.249138); R06(0.251436);	0

				R10(0.499426)	
R09	0.716362	0.395941	0.395941	R04(0.545342); R06(0.454658)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	3
R11	0.987429	0.012731	0.012731	R04(0.739876); R07(0.260124)	0
R12	0.399463	1.503358	1.503358	R04(0.820632); R06(0.173583); R07(0.005784)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	2

Fuente: Elaboración propia

### Transmisión 2015

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R04(0.116777); R10(0.761761); R11(0.121463)	1
R02	0.830604	0.203943	0.203943	R04(0.335092); R07(0.576788); R11(0.088120)	0
R03	0.987208	0.012957	0.012957	R03(0.983227); R04(0.016773)	1
R04	1	0	0	R04(1.000000)	6
R05	0.938624	0.065389	0.065389	R09(0.096774); R10(0.315722); R11(0.587505)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	0
R07	0.977249	0.023281	0.023281	R01(0.427289); R04(0.084785); R07(0.361556); R10(0.126369)	1
R08	0.975947	0.024646	0.024646	R09(0.671559); R10(0.248017); R11(0.080423)	0
R09	0.673374	0.48506	0.48506	R04(0.041722); R10(0.253737); R11(0.704541)	2
R10	1	0	0	R10(1.000000)	6
R11	0.936724	0.06755	0.06755	R04(0.047732); R10(0.003393); R11(0.948875)	6
R12	0.639131	0.564625	0.564625	R03(0.418676); R11(0.581324)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	0

Fuente: Elaboración propia

### Distribución 2015

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	2
R02	0.848841	0.178076	0.178076	R04(0.372333); R07(0.466605); R13(0.161062)	0

R03	1	0	0	R04(0.194568); R06(0.155275); R11(0.650157)	0
R04	1	0	0	R04(1.000000)	6
R05	0.952223	0.050174	0.050174	R06(0.185273); R10(0.814727)	0
R06	1	0	0	R06(1.000000)	5
R07	0.919051	0.088079	0.088079	R01(0.279119); R04(0.179794); R10(0.541087)	1
R08	0.995497	0.004524	0.004524	R01(0.051324); R04(0.006319); R10(0.942358)	0
R09	0.607362	0.646466	0.646466	R04(0.085544); R06(0.150091); R10(0.764365)	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	6
R11	0.888836	0.125067	0.125067	R04(0.013367); R06(0.356887); R10(0.629745)	1
R12	0.575592	0.737342	0.737342	R06(0.462843); R10(0.537157)	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	1

### Ventas 2015

DMU	Score	Ineficiencia Output	Ineficiencia Radial Output	Benchmark (Lambda)	N° de veces como referencia para otra DMU
R01	1	0	0	R01(1.000000)	3
R02	0.953684	0.048565	0.048565	R01(0.645535); R04(0.354465)	0
R03	1	0	0	R03(1.000000)	7
R04	1	0	0	R04(1.000000)	2
R05	0.719574	0.389712	0.389712	R01(0.220291); R13(0.567680); R03(0.212030);	0
R06	0.801095	0.248291	0.248291	R03(0.582089); R10(0.037826); R04(0.380086);	0
R07	0.639392	0.563985	0.563985	R03(0.567364); R13(0.314154); R10(0.118482);	0
R08	0.744017	0.344056	0.344056	R03(0.051589); R13(0.911971); R10(0.036440);	0
R09	0.365455	1.736316	1.736316	R01(0.531308); R13(0.219221); R03(0.249472);	0
R10	1	0	0	R10(1.000000)	5
R11	0.540316	0.850768	0.850768	R03(0.591404); R13(0.359672); R10(0.048924);	0
R12	0.351015	1.848882	1.848882	R03(0.717287); R13(0.135800); R10(0.146914);	0
R13	1	0	0	R13(1.000000)	6

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO II. VALORES SALACKS

### Generación 2008

MU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	2,815	0	-14	20	603,641	0	14,453,519
R02	0	0	3,830	0	-7	25	4,689,867	0	21,327,288
R03	0	0	6,236	0	0	38	0	0	37,627,680
R04	0	0	6,997	0	0	22	0	0	34,507,890
R05	0	0	4,186	0	0	15	0	0	22,154,754
R06	0	0	1,964	0	0	12	0	0	8,109,768
R07	0	0	2,107	0	0	11	0	0	4,974,585
R08	0	0	2,627	0	-12	19	1,052,840	0	13,176,143
R09	0	0	3,781	0	0	15	8,531,614	0	19,683,176
R10	0	-541	2,084	0	-28	12	0	0	8,866,711
R11	0	0	6,260	0	0	20	0	0	33,139,145
R12	0	0	5,270	0	0	29	10,524,255	0	30,574,027
R13	0	0	2,289	0	0	17	0	0	10,889,629

### Generación 2009

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	3,092	0	-16	18	2,695,926	0	16,265,395
R02	0	0	3,830	0	-9	23	4,732,412	0	21,193,663
R03	0	0	6,224	0	0	36	0	0	37,188,190
R04	0	0	6,997	0	0	23	0	0	37,643,900
R05	0	0	4,216	0	0	15	0	0	20,765,404
R06	0	0	1,964	0	0	12	0	0	8,728,909
R07	0	0	2,107	0	0	11	0	0	2,341,541
R08	0	0	2,627	0	-16	16	2,444,165	0	13,155,386
R09	0	0	3,821	0	0	15	4,059,539	0	19,500,410
R10	0	-712	2,157	0	-30	12	0	0	9,997,268
R11	0	0	6,260	0	0	21	0	0	36,957,359
R12	0	0	5,270	0	0	29	17,536,871	0	30,759,931
R13	0	0	2,291	0	-3	14	499,288	0	10,910,551

### Generación 2010

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	3,090	0	-13	20	2,413,979	0	15,943,963
R02	0	0	3,830	0	0	23	3,801,270	0	20,504,200
R03	0	0	6,674	0	0	34	0	0	38,106,202
R04	0	0	6,997	0	0	23	0	0	38,223,779
R05	0	0	4,246	0	0	16	226,190	0	21,035,106
R06	0	0	1,964	0	0	12	0	0	8,000,659
R07	0	0	2,107	0	0	5	0	0	3,922,640
R08	0	0	2,627	0	-7	18	3,086,233	0	13,077,491
R09	0	0	4,619	0	0	15	855,520	0	22,052,504
R10	0	0	2,901	0	-26	11	0	0	11,558,203
R11	0	0	6,260	0	0	18	0	0	30,899,450
R12	0	0	5,270	0	-5	29	11,580,299	0	29,419,632
R13	0	0	2,242	0	0	17	0	0	10,696,621

#### Generación 2011

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	3,026	0	-15	18	3,586,211	0	17,443,483
R02	0	0	3,816	0	-2	21	5,769,811	0	22,890,534
R03	0	0	6,674	0	0	34	0	0	42,599,791
R04	0	0	6,997	0	0	23	0	0	44,123,733
R05	0	0	4,242	0	0	16	798,203	0	24,032,687
R06	0	0	1,655	0	0	12	0	0	7,990,040
R07	0	0	2,083	0	0	5	0	0	2,250,494
R08	0	0	2,620	0	-9	16	3,269,093	0	14,642,102
R09	0	0	4,576	0	0	15	4,054,027	0	24,445,691
R10	0	-76	2,249	0	-25	13	0	0	12,006,300
R11	0	0	6,260	0	0	18	0	0	32,835,388
R12	0	0	5,270	0	-5	28	12,034,123	0	32,913,189
R13	0	-342	1,927	0	0	11	0	0	8,119,033

#### Generación 2012

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	-1,229	1,769	0	-17	20	10,389,658	0	24,662,131
R02	0	-5,812	1,746	0	0	24	14,665,097	0	31,776,260
R03	0	0	6,156	0	0	39	0	0	41,758,336
R04	0	0	7,457	0	0	42	0	0	43,263,463
R05	0	-361	1,758	0	-1	20	2,108,648	0	25,163,667
R06	0	-2,477	2,387	0	0	15	10,411,586	0	20,498,711
R07	0	0	2,271	0	0	5	0	0	1,659,459
R08	0	-1,582	1,904	0	-9	16	5,026,760	0	18,508,862
R09	0	0	2,387	0	0	15	0	0	20,498,711
R10	0	-1,405	2,063	0	-30	11	0	0	11,221,332
R11	0	0	1,532	0	0	27	0	0	35,535,443
R12	0	-2,133	3,502	0	-1	32	18,082,883	0	38,186,485
R13	0	-366	2,125	0	-6	9	0	0	8,378,069

#### Generación 2013

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	3,005	0	-16	21	4,353,750		18,809,261
R02	0	0	3,816	0	0	24	6,796,980	0	23,638,317
R03	0	-381	6,727	0	-8	35	0	0	40,995,376
R04	0	0	6,997	0	0	38	0	0	42,667,502
R05	0	0	4,242	0	0	21	2,636,379	0	25,012,188
R06	0	0	1,499	0	0	15	0	0	9,806,960
R07	0	0	2,089	0	0	5	0	0	1,968,360
R08	0	-289	3,235	0	-6	19	4,862,880	0	20,116,443
R09	0	0	4,576	0	0	16	0	0	20,478,782
R10	0	-497	1,881	0	-26	16	0	0	12,075,744
R11	0	0	6,132	0	0	27	0	0	37,327,057
R12	0	0	5,780	0	0	33	20,421,509	0	35,394,226
R13	0	-644	1,588	0	-2	13	0	0	8,630,428

#### Generación 2014

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	3,181	0	-12	23	5,318,390	0	19,966,471
R02	0	0	3,816	0	0	24	7,391,582	0	22,913,741
R03	0	0	7,107	0	0	42	0	0	43,831,840
R04	0	0	6,707	0	-3	39	0	0	40,910,683
R05	0	0	4,242	0	0	21	2,904,576	0	22,847,789
R06	0	0	1,636	0	0	15	0	0	10,578,916
R07	0	0	2,839	0	0	7	0	0	4,165,629
R08	0	0	3,524	0	-9	19	2,563,599	0	19,321,297
R09	0	0	4,586	0	0	16	0	0	21,456,893
R10	0	-507	1,862	0	-27	15	0	0	11,410,998
R11	0	-521	5,612	0	0	27	631,802	0	30,555,881
R12	0	0	5,780	0	0	32	12,659,449	0	33,969,977
R13	0	-48	2,183	0	-4	11	0	0	7,661,906

#### Generación 2015

DMU	Movimiento proporcional (CG)	Movimiento Slack (CG)	Proyección (CG)	Movimiento proporcional (UG)	Movimiento Slack (UG)	Proyección (UG)	Movimiento proporcional (EG)	Movimiento Slack (EG)	Proyección (EG)
R01	0	0	3,181	0	-13	22	2,838,053	0	16,769,854
R02	0	0	3,802	0	0	25	5,584,906	0	20,862,464
R03	0	-397	6,711	0	0	42	2,650	0	40,453,552
R04	0	0	6,718	0	0	42	0	0	40,608,912
R05	0	0	4,242	0	0	20	164,087	0	20,348,381
R06	0	0	2,029	0	0	15	0	0	9,009,756
R07	0	0	2,839	0	0	10	0	0	4,922,000
R08	0	0	3,557	0	-5	20	1,402,486	0	17,804,979
R09	0	0	4,586	0	0	16	0	0	18,798,851
R10	0	-36	2,384	0	-24	16	0	0	10,857,205
R11	0	0	6,242	0	0	25	0	0	30,932,114
R12	0	0	5,882	0	0	30	17,765,599	0	31,713,825
R13	0	0	2,231	0	0	14	2,163,483	0	8,325,240

**Transmisión 2008**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		603,641	14,453,519	0	-811	2,234	0	0	12,133,513
R02		4,689,867	21,327,288	0	-1,575	3,000	3,709,077	0	19,964,267
R03		0	37,627,680	0	0	5,746	0	0	18,522,210
R04		0	34,507,890	0	0	3,725	0	0	28,187,810
R05		0	22,154,754	0	-12	2,868	1,291,242	0	11,496,937
R06		0	8,109,768	0	0	4,512	0	0	20,405,140
R07		0	4,974,585	0	0	2,829	0	0	14,221,196
R08		1,052,840	13,176,143	0	-786	2,148	0	0	10,088,212
R09		8,531,614	19,683,176	0	-422	2,667	3,618,566	0	11,374,597
R10		0	8,866,711	0	0	1,806	0	0	9,067,227
R11		0	33,139,145	0	-1	3,848	52,396	0	13,346,769
R12		10,524,255	30,574,027	0	-1,208	3,605	4,692,444	0	13,591,316
R13		0	10,889,629	0	-577	2,470	0	0	8,553,019

**Transmisión 2009**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		2,695,926	16,265,395	0	-501	2,569	0	0	9,501,454
R02		4,732,412	21,193,663	0	-1,822	2,702	2,955,723	0	19,424,422
R03		0	37,188,190	0	0	5,684	0	0	18,765,660
R04		0	37,643,900	0	0	3,784	0	0	33,060,181
R05		0	20,765,404	0	-385	2,595	3,113,951	0	13,466,617
R06		0	8,728,909	0	0	4,517	0	0	21,715,937
R07		0	2,341,541	0	0	2,845	0	0	14,587,166
R08		2,444,165	13,155,386	0	-578	2,409	376,180	0	8,893,251
R09		4,059,539	19,500,410	0	-443	2,510	2,509,390	0	11,449,887
R10		0	9,997,268	0	0	1,782	0	0	8,710,525
R11		0	36,957,359	0	-5	3,864	690,758	0	14,022,743
R12		17,536,871	30,759,931	0	-1,465	3,378	4,491,402	0	13,899,529
R13		499,288	10,910,551	0	-1,210	1,853	0	0	8,892,575



**Transmisión 2010**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		2,413,979	15,943,963	0	-781	2,242	0	0	12,747,987
R02		3,801,270	20,504,200	0	-1,442	3,177	5,395,420	0	22,199,427
R03		0	38,106,202	0	0	5,646	0	0	19,777,215
R04		0	38,223,779	0	0	4,343	0	0	35,130,499
R05		226,190	21,035,106	0	-145	2,852	1,531,204	0	12,521,470
R06		0	8,000,659	0	0	4,631	0	0	23,693,747
R07		0	3,922,640	0	0	2,851	0	0	15,292,636
R08		3,086,233	13,077,491	0	-1,081	1,958	369,889	0	10,490,719
R09		855,520	22,052,504	0	-555	2,964	3,505,095	0	12,904,082
R10		0	11,558,203	0	0	1,783	0	0	10,214,595
R11		0	30,899,450	0	-48	3,943	1,958,662	0	15,795,140
R12		11,580,299	29,419,632	0	-1,180	3,762	6,079,346	0	16,031,187
R13		0	10,696,621	0	0	3,107	0	0	8,927,624

**Transmisión 2011**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		3,586,211	17,443,483	0	-760.47952	2267.59848	0	0	13,321,421
R02		5,769,811	22,890,534	0	-1615.2385	3045.82351	5,427,135	0	23,904,965
R03		0	42,599,791	0	0	5707.348	0	0	21,461,562
R04		0	44,123,733	0	0	4044.092	0	0	38,311,265
R05		798,203	24,032,687	0	-15.39561	2971.54939	2,176,297	0	13,965,295
R06		0	7,990,040	0	0	4718.407	0	0	26,375,131
R07		0	2,250,494	0	0	2849.497	0	0	16,063,980
R08		3,269,093	14,642,102	0	-900.07543	2166.14557	0	0	10,748,798
R09		4,054,027	24,445,691	0	-363.79127	2965.24173	4,498,748	0	15,056,785
R10		0	12,006,300	0	0	1791.447	0	0	10,607,326
R11		0	32,835,388	0	-119.65255	3845.78645	2,188,922	0	17,155,851
R12		12,034,123	32,913,189	0	-1123.6296	3822.52739	7,189,504	0	17,752,163
R13		0	8,119,033	0	0	3096.108	0	0	9,438,210

**Transmisión 2012**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		10,389,658	24,662,131	0	0	3,034	0	0	13,949,765
R02		14,665,097	31,776,260	0	-1,376	3,410	4,800,752	0	24,091,142
R03		0	41,758,336	0	0	6,106	0	0	21,880,090
R04		0	43,263,463	0	0	4,078	0	0	38,617,587
R05		2,108,648	25,163,667	0	0	3,074	2,166,437	0	14,262,920
R06		10,411,586	20,498,711	0	-1,233	3,647	0	0	27,035,828
R07		0	1,659,459	0	0	2,946	0	0	16,173,832
R08		5,026,760	18,508,862	0	0	3,066	0	0	10,784,019
R09		0	20,498,711	0	-890	2,568	4,817,065	0	15,555,269
R10		0	11,221,332	0	0	1,805	0	0	10,673,522
R11		0	35,535,443	0	-51	4,012	1,552,332	0	17,080,261
R12		18,082,883	38,186,485	0	-220	4,934	7,115,727	0	18,234,041
R13		0	8,378,069	0	0	3,373	0	0	9,621,131

**Transmisión 2013**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		4,353,750	18,809,261	0	-672	2,369	0	0	14,001,997
R02		6,796,980	23,638,317	0	-2,228	2,692	821,469	0	20,550,700
R03		0	40,995,376	0	0	6,467	0	0	21,947,985
R04		0	42,667,502	0	0	4,106	0	0	38,577,904
R05		2,636,379	25,012,188	0	-259	2,936	1,772,201	0	14,111,824
R06		0	9,806,960	0	0	4,899	0	0	27,169,668
R07		0	1,968,360	0	0	2,950	0	0	16,193,862
R08		4,862,880	20,116,443	0	0	3,134	0	0	11,144,468
R09		0	20,478,782	0	-1,074	2,484	5,582,283	0	16,052,376
R10		0	12,075,744	0	0	1,811	0	0	10,750,387
R11		0	37,327,057	0	-28	4,009	1,509,372	0	17,160,041
R12		20,421,509	35,394,226	0	-1,286	3,804	7,190,795	0	18,693,967
R13		0	8,630,428	0	0	3,373	0	0	9,975,775

**Transmisión 2014**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		5,318,390	19,966,471	0	-381	2,796	0	0	14,678,282
R02		7,391,582	22,913,741	0	-1,796	3,123	4,301,015	0	24,667,047
R03		0	43,831,840	0	0	6,037	0	0	22,381,557
R04		0	40,910,683	0	0	4,206	0	0	39,556,073
R05		2,904,576	22,847,789	0	-96	3,224	1,366,715	0	14,059,590
R06		0	10,578,916	0	0	4,918	0	0	28,231,224
R07		0	4,165,629	0	0	2,963	0	0	16,429,367
R08		2,563,599	19,321,297	0	0	3,141	0	0	11,348,923
R09		0	21,456,893	0	-643	2,916	4,978,703	0	16,116,567
R10		0	11,410,998	0	0	1,856	0	0	10,823,668
R11		631,802	30,555,881	0	0	4,075	1,486,426	0	17,473,027
R12		12,659,449	33,969,977	0	-526	4,563	7,056,413	0	18,917,769
R13		0	7,661,906	0	0	3,355	0	0	10,453,634

**Transmisión 2015**

DMU	Movimiento proporcional (EG-RT)	Movimiento Slack (EG-RT)	Proyección (EG-RT)	Movimiento proporcional (LT)	Movimiento Slack (LT)	Proyección (LT)	Movimiento proporcional (ET)	Movimiento Slack (ET)	Proyección (ET)
R01		2,838,053	16,769,854	0	-777	2,401	0	0	15,256,375
R02		5,584,906	20,862,464	0	-1,767	3,193	4,254,165	0	25,113,761
R03		2,650	40,453,552	0	-34	6,171	299,076	0	23,380,847
R04		0	40,608,912	0	0	4,188	0	0	40,912,584
R05		164,087	20,348,381	0	-438	2,864	884,851	0	14,416,959
R06		0	9,009,756	0	0	4,896	0	0	29,083,917
R07		0	4,922,000	0	0	3,052	0	0	17,209,656
R08		1,402,486	17,804,979	0	0	3,165	276,231	0	11,484,384
R09		0	18,798,851	0	-942	2,599	5,335,598	0	16,335,479
R10		0	10,857,205	0	0	1,866	0	0	11,081,628
R11		0	30,932,114	0	-47	3,987	1,132,969	0	17,905,176
R12		17,765,599	31,713,825	0	-1,087	4,018	7,005,869	0	19,413,870
R13		2,163,483	8,325,240	0	-714	2,650	0	0	11,489,593

**Distribución 2008**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	-4092.381	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	0	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-10482.558	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	-44196.503	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	0	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-25581.255	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	-16217.991	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-52131.609	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Distribución 2009**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	-975.46741	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	0	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-4777.9045	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	0	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-17626.148	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	-3605.7851	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-36047.933	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Distribución 2010**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	-8416.4998	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	0	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-3056.8535	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	-5560.6493	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-15539.831	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	0	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-35254.131	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Distribución 2011**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	0	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	0	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-1009.0818	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	-7069.3413	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-15827.732	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	0	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-34531.365	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Distribución 2012**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	0	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	0	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-830.50811	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	-8493.8324	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-9651.6231	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	0	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-35321.863	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173



**Distribución 2013**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	0	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	0	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-2567.895	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	-9212.4664	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-15551.966	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	0	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-38701.314	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Distribución 2014**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	0	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	-5494.1059	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-4051.1395	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	-9780.5234	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-13477.524	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	0	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-40802.688	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Distribución 2015**

DMU	Movimiento proporcional (ET-RD)	Movimiento Slack (ET-RD)	Proyección (ET-RD)	Movimiento proporcional (LD)	Movimiento Slack (LD)	Proyección (LD)	Movimiento proporcional (SD)	Movimiento Slack (SD)	Proyección (SD)
R01	0		12,133,513	0	0	23,459	0	0	81
R02	3,709,077		19,964,267	-4,092	0	44,331	0	0	153
R03	0		18,522,210	0	-3179.7535	58,342	0	0	175
R04	0		28,187,810	0	0	44,796	0	0	210
R05	1,291,242		11,496,937	-10,483	-3061.9918	35,393	0	0	109
R06	0		20,405,140	-44,197	0	40,093	0	-24	154
R07	0		14,221,196	0	-5151.9425	38,130	0	0	101
R08	0		10,088,212	0	0	34,729	0	0	104
R09	3,618,566		11,374,597	-25,581	-15986.939	34,763	0	0	93
R10	0		9,067,227	0	0	33,242	0	0	73
R11	52,396		13,346,769	-16,218	0	36,171	0	0	113
R12	4,692,444		13,591,316	-52,132	-39803.635	36,678	0	-27	125
R13	0		8,553,019	0	0	28,954	0	0	104

DMU	Movimiento proporcional (TD)	Movimiento Slack (TD)	Proyección (TD)	Movimiento proporcional (ED)	Slack Movement (ED)	Proyección (ED)
R01	0	0	6,160	0	0	11,465,951
R02	0	0	8,986	5,717,049	0	18,945,036
R03	0	0	6,749	0	0	15,047,993
R04	0	0	12,475	0	0	30,480,171
R05	0	0	4,391	1,890,320	0	11,208,055
R06	0	-71,154	8,868	3,649,796	0	21,662,851
R07	0	0	5,968	0	0	11,607,932
R08	0	0	3,642	0	0	9,512,784
R09	0	0	4,618	4,796,715	0	11,364,184
R10	0	0	3,614	0	0	8,817,644
R11	0	0	5,422	3,825,535	0	13,484,159
R12	0	0	5,352	5,310,325	0	13,570,937
R13	0	0	4,261	0	0	7,481,173

**Ventas 2008**

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	11,465,951	0	0	141	0	0	11,177,900
R02		5,717,049	18,945,036	0	0	198	1,446,888	0	15,947,432
R03		0	15,047,993	0	0	268	0	0	20,859,129
R04		0	30,480,171	0	0	287	0	0	23,303,571
R05		1,890,320	11,208,055	0	0	160	3,691,626	0	11,886,788
R06		3,649,796	21,662,851	0	0	273	5,463,088	0	21,665,279
R07		0	11,607,932	0	0	295	6,033,345	0	18,169,104
R08		0	9,512,784	0	0	186	2,328,347	0	11,501,628
R09		4,796,715	11,364,184	0	0	162	7,126,793	0	12,122,364
R10		0	8,817,644	0	0	873	0	0	38,508,047
R11		3,825,535	13,484,159	0	0	245	8,221,531	0	18,200,114
R12		5,310,325	13,570,937	0	0	322	13,985,181	0	21,394,074
R13		0	7,481,173	0	0	141	0	0	7,473,928

**Ventas 2009**

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	7,434,073	0	0	145	0	0	10,895,270
R02		937,491	15,918,379	0	0	205	995,330	0	15,565,392
R03		0	14,871,579	0	0	277	0	0	20,793,507
R04		0	29,548,496	0	0	301	0	0	23,067,988
R05		1,853,605	11,223,151	0	0	172	5,279,234	0	12,980,939
R06		0	19,530,697	0	0	287	4,758,338	0	21,578,502
R07		0	11,477,121	0	0	308	7,090,116	0	19,402,909
R08		534,594	8,641,381	0	0	195	6,005,833	0	13,461,606
R09		4,384,568	10,822,621	0	0	170	7,758,638	0	12,821,115
R10		0	8,484,997	0	0	905	0	0	37,654,862
R11		1,728,548	13,023,353	0	0	258	9,104,764	0	18,785,612
R12		5,227,371	12,892,099	0	0	338	13,625,953	0	21,449,691
R13		0	7,436,902	0	0	147	3,344,306	0	10,970,557

**Ventas 2010**

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	11,689,634	0	0	658	0	0	10,755,363
R02		4,309,438	19,281,366	0	0	941	1,100,667	0	15,784,432
R03		0	17,206,704	0	0	1,248	0	0	21,678,808
R04		0	31,446,820	0	0	1,395	0	0	23,843,321
R05		1,170,607	11,345,080	0	0	792	3,867,395	0	11,831,628
R06		0	21,035,153	0	0	1,322	4,250,785	0	22,464,924
R07		1,112,358	13,895,868	0	0	1,415	7,165,085	0	19,738,840
R08		108,378	9,589,377	0	0	892	2,749,986	0	11,122,278
R09		4,263,796	11,678,300	0	0	780	6,926,547	0	12,007,198
R10		0	9,344,254	0	0	4,209	0	0	38,191,852
R11		2,308,608	14,201,354	0	0	1,174	8,042,912	0	18,060,283
R12		6,443,774	14,389,170	0	0	1,568	13,791,501	0	21,492,110
R13		0	7,741,129	0	0	685	0	0	7,562,719

**Ventas 2011**

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	12,301,919	0	0	734	0	0	11,287,233
R02		3,929,645	20,457,895	0	0	1,037	478,841	0	16,845,149
R03		0	18,590,893	0	0	1,364	0	0	23,723,675
R04		0	33,971,975	0	0	1,538	0	0	26,054,363
R05		1,720,202	12,640,340	0	0	894	4,454,438	0	13,299,207
R06		0	23,388,210	0	0	1,486	4,398,754	0	24,786,369
R07		1,139,228	14,602,256	0	0	1,579	7,739,970	0	21,023,119
R08		0	10,101,491	0	0	997	2,789,199	0	11,745,640
R09		5,824,960	13,600,924	0	0	859	8,530,418	0	13,747,307
R10		0	9,732,081	0	0	4,763	0	0	39,753,625
R11		2,622,971	15,411,417	0	0	1,307	9,079,361	0	19,848,292
R12		7,337,335	15,920,058	0	0	1,760	15,488,081	0	23,813,002
R13		0	8,163,280	0	0	777	0	0	7,977,970

### Ventas 2012

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	12,838,195	0	0	675	0	0	11,705,444
R02		3,494,681	20,699,591	0	0	942	301,005	0	17,253,069
R03		0	18,908,344	0	0	1,234	0	0	23,846,542
R04		0	34,333,882	0	0	1,404	0	0	26,874,508
R05		1,640,569	12,933,207	0	0	833	4,183,052	0	13,655,512
R06		0	24,085,306	0	0	1,381	4,734,810	0	25,383,060
R07		1,267,477	14,741,110	0	0	1,454	7,610,026	0	21,240,424
R08		0	10,197,701	0	0	918	2,801,459	0	11,809,622
R09		5,999,322	14,061,564	0	0	795	8,888,618	0	14,243,744
R10		0	9,799,283	0	0	4,402	0	0	40,940,117
R11		2,084,145	15,395,835	0	0	1,210	8,623,168	0	19,870,892
R12		7,419,328	16,400,416	0	0	1,621	15,818,294	0	24,436,213
R13		0	8,370,445	0	0	722	0	0	8,181,569

### Ventas 2013

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	12,907,682	0	0	541	0	0	11,485,416
R02		0	17,622,341	0	0	751	0	0	17,033,979
R03		0	18,896,096	0	0	1,005	0	0	24,210,431
R04		0	34,419,095	0	0	1,118	0	0	25,652,924
R05		1,449,791	12,931,453	0	0	666	4,041,908	0	13,479,510
R06		0	24,231,466	0	0	1,112	4,662,014	0	25,184,818
R07		1,179,220	14,775,832	0	0	1,174	7,829,471	0	21,483,758
R08		0	10,455,384	0	0	733	2,883,075	0	11,959,676
R09		6,264,157	14,518,869	0	0	638	8,722,844	0	14,099,633
R10		0	9,858,609	0	0	3,550	0	0	41,659,098
R11		2,087,829	15,500,179	0	0	978	9,301,866	0	20,172,554
R12		7,602,635	16,945,320	0	0	1,305	16,608,399	0	25,291,792
R13		0	8,671,871	0	0	592	0	0	8,465,983

### Ventas 2014

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	13,608,974	0	0	417	0	0	11,932,098
R02		3,326,949	21,479,228	0	0	574	817,348	0	17,065,425
R03		0	19,775,585	0	0	770	0	0	24,876,368
R04		0	35,498,784	0	0	855	0	0	26,209,600
R05		1,153,197	12,952,798	0	0	513	3,839,761	0	13,242,843
R06		0	25,338,247	0	0	867	4,634,657	0	25,918,580
R07		1,172,102	15,080,020	0	0	909	7,783,099	0	21,510,348
R08		0	10,684,472	0	0	567	3,024,402	0	11,806,257
R09		6,027,197	14,649,333	0	0	505	9,215,469	0	14,684,653
R10		0	9,965,476	0	0	2,773	0	0	41,663,529
R11		2,103,474	15,873,151	0	0	756	9,512,003	0	20,286,684
R12		7,451,981	17,254,203	0	0	1,015	16,556,365	0	25,442,738
R13		0	9,229,650	0	0	466	0	0	8,758,892

### Ventas 2015

DMU	Movimiento proporcional (ED-RV)	Movimiento Slack (ED-RV)	Proyección (ED-RV)	Movimiento proporcional (TV)	Movimiento Slack (TV)	Proyección (TV)	Movimiento proporcional (EV)	Movimiento Slack (EV)	Proyección (EV)
R01		0	14,202,683	0	0	329	0	0	11,392,535
R02		3,350,668	22,166,567	0	0	449	751,052	0	16,215,953
R03		0	20,661,558	0	0	596	0	0	23,663,554
R04		0	36,670,034	0	0	667	0	0	25,000,145
R05		630,846	13,204,104	0	0	407	3,478,235	0	12,403,384
R06		0	26,350,983	0	0	683	4,921,477	0	24,742,853
R07		998,886	15,781,084	0	0	712	7,149,629	0	20,396,273
R08		47,673	10,586,302	0	0	444	2,679,431	0	10,467,214
R09		5,850,124	14,899,520	0	0	404	8,781,738	0	13,839,423
R10		0	10,214,446	0	0	2,181	0	0	38,766,514
R11		1,814,979	16,327,011	0	0	591	8,725,211	0	18,980,902
R12		7,504,865	17,683,137	0	0	798	15,468,814	0	23,835,390
R13		0	10,031,221	0	0	366	0	0	8,589,943