

**MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS
PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS
INTERCONECTADOS DE CENTROAMÉRICA.**

Autor: Leonardo Suárez Matarrita

Tutor: Rodrigo Ramírez-Pisco Ph.D

Curs acadèmic: 2013/2014

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

Contenido

Resumen Ejecutivo	X
Abstract	XII
I INTRODUCCIÓN	1
1. Objetivos	2
1.1. Objetivo general.....	2
1.2. Objetivos específicos.....	2
2. Problema	3
3. Alcance	3
4. Justificación	3
5. Metodología	6
II DESARROLLO	9
1. Análisis centroamericano	12
2. Resultados	15
3. Observatorio FUNSEAM	25
4. Conclusiones.....	27
5. Recomendaciones	29
6. Bibliografía	30
III ANEXO 1	35
ESTADO DEL ARTE	35
1. Pérdidas eléctricas	35
2. Acceso a la electricidad	37
3. Registro de precios.....	38
4. Indicadores de suministro.....	42
5. Problemática de las pérdidas eléctricas.....	44
6. Entes involucrados	46
IV ANEXO 2	48
ANÁLISIS CENTROAMERICANO	48
1. Guatemala	48
1.1. Características del mercado	48
1.2. Legislaciones relacionadas	48
1.3. Proyecciones energéticas.....	50
1.4. Análisis de datos.....	52
2. Honduras	58
2.1. Características del mercado	58
2.2. Legislaciones relacionadas	58
2.3. Proyecciones energéticas.....	59
2.4. Análisis de datos.....	60

3. El Salvador	65
3.1. Características del mercado	65
3.2. Legislaciones relacionadas	65
3.3. Proyecciones energéticas.....	67
3.4. Análisis de datos.....	68
4. Nicaragua	73
4.1. Características del mercado	73
4.2. Legislaciones relacionadas	73
4.3. Proyecciones energéticas.....	75
4.4. Análisis de datos.....	76
5. Costa Rica	81
5.1. Características del mercado	81
5.2. Legislaciones relacionadas	81
5.3. Proyecciones energéticas.....	83
5.4. Análisis de datos.....	84
6. Panamá.....	90
6.1. Características del mercado	90
6.2. Legislaciones relacionadas	90
6.3. Proyecciones energéticas.....	92
6.4. Análisis de datos.....	94
V. ANEXO 3	99
1. Tablas resumen Centroamérica.	99
2. Tablas resumen por país.	104
2.1. Guatemala	104
2.2. Honduras	105
2.3. El Salvador	106
2.4. Nicaragua	107
2.5. Costa Rica	108
2.6. Panamá.....	109
3. Tarifas eléctricas.....	110
4. Ministerios, instituciones y empresas involucradas en el sector.....	113
5. Resumen de estadísticas eléctricas. Año 2012	114
6. Inflación del dólar americano (USD)	115
7. Mapa de pérdidas eléctricas en Centroamérica	115
8. Datos del Producto Interno Bruto. Año 2012	116
9. Datos de la población. Año 2012	116
Glosario	117

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Porcentajes de pérdidas adecuados. Fuente: [1]	1
Tabla 2. Estadísticas clave de energía para los países de Centroamérica. Fuente: [3] y [5]	9
Tabla 3. Ingresos por disminución de pérdidas hasta 12 % (USD). Fuente: Elaboración propia, 2014.....	22
Tabla 4. Ecuaciones de la Figura 18. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	22
Tabla 5. Ecuaciones de la Figura 19. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	24
Tabla 6. Acceso a la electricidad en Centroamérica, año 2012. Fuente: [7]	38
Tabla 7. Centroamérica: Oferta-demanda de potencia y suministro de energía eléctrica. Fuente: [6]	39
Tabla 8. Longitud de líneas de alta tensión y potencia de transformadores. Año 2012. Fuente: [11]	40
Tabla 9. Indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas (contratación y medición). Fuente: [13]	42
Tabla 10. Factores de pérdidas. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	43
Tabla 11. Principales empresas de distribución de Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	46
Tabla 12. Características del mercado eléctrico. Guatemala. Año 2012. Fuente: Elaboración propia, 2014.	48
Tabla 13. Características del mercado. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	58
Tabla 14. Características del mercado. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.	65
Tabla 15. Características del mercado. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.	73
Tabla 16. Características del mercado. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	81
Tabla 17. Características del mercado. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	90
Tabla 18. Porcentaje de pérdidas resumen (%). Fuente: Elaboración propia, 2014.....	99
Tabla 19. Energía perdida resumen (GWh). Fuente: Elaboración propia, 2014.	100
Tabla 20. Costo de las pérdidas eléctricas resumen (USD). Fuente: Elaboración propia, 2014.	101
Tabla 21. Total de la energía utilizada (GWh). Fuente: Elaboración propia, 2014.	102
Tabla 22. Precio actualizado al año 2014 del kWh (USD/kWh). Fuente: Elaboración propia, 2014.....	103
Tabla 23. Tabla resumen Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	104
Tabla 24. Tabla resumen Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	105
Tabla 25. Tabla resumen El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	106
Tabla 26. Tabla resumen Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.	107
Tabla 27. Tabla resumen Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	108
Tabla 28. Tabla resumen Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	109
Tabla 29. Precio de la energía, año 2013. Fuente: [6] y [8]	110
Tabla 30. Tabla resumen Ministerios, instituciones y empresas involucradas en el sector. Fuente: Elaboración propia, 2014.	113
Tabla 31. Resumen de estadísticas eléctricas, 2012. Fuente: [6]	114

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1. Esquema genérico de sistema eléctrico. Fuente: [1]	1
Figura 2. Perceptiva de incertidumbre vs impacto de los diferentes problemas energéticos a nivel mundial. Fuente: [3]	4
Figura 3. Problemas que más rápidamente se han movilizad o a nivel mundial. Fuente: [3]	4
Figura 4. Problemas del sector, incertidumbre vs impacto en Latinoamérica. Fuente: [3]	5
Figura 5. Composición porcentual de la generación centroamericana. Fuente: [6].....	10
Figura 6. Proporción de la generación de electricidad en Centroamérica por fuente, año 2011. Fuente: [7]	10
Figura 7. Distribución de la energía disponible. Fuente: [6]	11
Figura 8. Registro de pérdidas eléctricas a nivel centroamericano. Fuente: [6].....	12
Figura 9. Consumo energético per cápita, año 2012. Fuente: [6].....	13
Figura 10. Valor kWh según sector, año 2013. Fuente: [6] y [8].....	14
Figura 11. Porcentaje pérdidas de energía en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	15
Figura 12. Pérdidas de energía en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014	16
Figura 13. Costo de pérdidas de energía en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	16
Figura 14. Energía vendida en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	17
Figura 15. Valor actual neto del kWh, año 2014. Fuente: Elaboración propia, 2014.	18
Figura 16. Precio del petróleo (Año vs USD/barril petróleo). Fuente: [9].....	19
Figura 17. Ingreso percibido en caso de alcanzar la meta de 12 % de pérdidas. Año 2012.	20
Figura 18. Ingresos monetarios vs pérdidas eléctricas en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	21
Figura 19. Ingresos vs Pérdidas en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	23
Figura 20. Observatorio FUNSEAM. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	26
Figura 21. Distribución de la energía disponible. Fuente: [6]	39
Figura 22. Balance energético para Centroamérica. Fuente: [6]	40
Figura 23. Precio de electricidad residencial (USD/kWh). Fuente: [12].....	41
Figura 24. Precio de electricidad comercial (USD/kWh). Fuente: [12]	41
Figura 25. Precio de electricidad industrial (USD/kWh). Fuente: [12]	41
Figura 26. Diagrama de línea SIEPAC. Fuente: [11].....	45
Figura 27. Instalación anual (MW). Fuente: [12].....	50
Figura 28. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12].....	51
Figura 29. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]	51
Figura 30. Costo marginal de demanda. Fuente: [12].....	51
Figura 31. Porcentaje de pérdidas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	52
Figura 32. Pérdidas de energía. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	53

Figura 33. Costo de pérdidas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	53
Figura 34. Ingresos y pérdidas económicas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	54
Figura 35. Costo de pérdidas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	55
Figura 36. Ingresos vs eficiencia. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	56
Figura 37. Ingresos vs eficiencia. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.	57
Figura 38. Instalación anual (MW). Fuente: [12].....	59
Figura 39. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12].....	59
Figura 40. Costo marginal de demanda. Fuente: [12].....	60
Figura 41. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]	60
Figura 42. Porcentaje de pérdidas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	61
Figura 43. Pérdidas de energía. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	61
Figura 44. Costo de pérdidas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	62
Figura 45. Ingresos y pérdidas económicas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	62
Figura 46. Costo de pérdidas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	63
Figura 47. Ingresos vs eficiencia. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	63
Figura 48. Ingresos vs eficiencia. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.	64
Figura 49. Instalación anual (MW). Fuente: [12].....	67
Figura 50. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12].....	67
Figura 51. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]	68
Figura 52. Costo marginal de demanda. Fuente: [12].....	68
Figura 53. Porcentaje de pérdidas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.	69
Figura 54. Pérdidas de energía. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	69
Figura 55. Ingresos y pérdidas económicas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.	70
Figura 56. Costo de pérdidas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.	70
Figura 57. Costo de pérdidas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.	71
Figura 58. Ingresos vs eficiencia. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	71
Figura 59. Ingresos vs eficiencia. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	72
Figura 60. Instalación anual (MW). Fuente: [12].....	75
Figura 61. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12].....	75
Figura 62. Costo marginal de demanda. Fuente: [12].....	76
Figura 63. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]	76
Figura 64. Porcentaje de pérdidas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	77
Figura 65. Pérdidas de energía. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	77
Figura 66. Costo de pérdidas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	78
Figura 67. Costo de pérdidas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	78
Figura 68. Ingresos y pérdidas Económicas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	79
Figura 69. Ingresos vs eficiencia. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.	79
Figura 70. Ingresos vs eficiencia. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.	80

Figura 71. Instalación anual (MW). Fuente: [12].....	83
Figura 72. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12].....	83
Figura 73. Costo marginal de demanda. Fuente: [12].....	84
Figura 74. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]	84
Figura 75. Porcentaje de pérdidas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	85
Figura 76. Pérdidas de energía. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	85
Figura 77. Costo de pérdidas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	86
Figura 78. Ingresos y pérdidas económicas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.	86
Figura 79. Costo de pérdidas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	87
Figura 80. Ingresos vs eficiencia. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	88
Figura 81. Ingresos vs eficiencia. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.....	89
Figura 82. Instalación anual (MW). Fuente: [12].....	93
Figura 83. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12].....	93
Figura 84. Costo marginal de demanda. Fuente: [12].....	93
Figura 85. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]	94
Figura 86. Porcentaje de pérdidas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	94
Figura 87. Pérdidas de energía. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	95
Figura 88. Costo de pérdidas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	96
Figura 89. Ingresos y pérdidas económicas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	96
Figura 90. Costo de pérdidas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	97
Figura 91. Ingresos vs eficiencia. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	97
Figura 92. Ingresos vs eficiencia. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.	98
Figura 93. Tarifas eléctricas. Guatemala. Fuente: [6]	110
Figura 94. Tarifas eléctricas. Honduras. Fuente: [6]	111
Figura 95. Tarifas eléctricas. Nicaragua. Fuente: [6]	111
Figura 96. Tarifas eléctricas. Costa Rica. Fuente: [6].....	112
Figura 97. Tarifas eléctricas. Panamá. Fuente: [6]	112
Figura 98. Inflación del dólar (USD). Fuente: [42].....	115
Figura 99. Mapa de pérdidas eléctricas en Centroamérica. Año 2009-2013. Fuente: [43]	115
Figura 100. Producto interno bruto (PIB). Centroamérica. Fuente: [5]	116
Figura 101. Población. Centroamérica. Fuente: [5]	116

Dedicatoria

Gracias al apoyo de toda mi familia,
y en especial a la motivación del abuelo Jorge,
que siempre ha sido mi inspiración en la vida.

Agradecimiento

Agradezco el apoyo brindado por FUNSEAM y en especial al Dr. Rodrigo Ramírez-Pisco, por la oportunidad de incursionar en esta área del conocimiento.

Resumen Ejecutivo

La Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, creada por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, de las Naciones Unidas, tiene como principal objetivo la meta de alcanzar un 12 % de pérdidas en los sistemas eléctricos interconectados de la región. El estudio analiza de qué manera la disminución de pérdidas eléctricas beneficia a las empresas del sector y propone un modelo financiero para valorar las inversiones a realizar.

Cada país centroamericano tiene sus particularidades y modelos regulatorios de desarrollo eléctricos, así como diferentes porcentajes de pérdidas en las redes de transmisión y distribución. En promedio, las pérdidas eléctricas a nivel centroamericano para el año 2012 (último año con cifras consolidadas) corresponde a 17,79 %, siendo Costa Rica (11,6 %) el país con menores pérdidas, siguiéndole El Salvador (12,6 %), Guatemala (13,7 %), Panamá (15,9 %), Nicaragua (23,7 %) y Honduras (29,9 %).

El modelo desarrollado en el estudio, permite estimar el valor financiero que representan estas pérdidas eléctricas para cada país en el año 2012. El modelo utiliza gráficas, creadas a partir de ecuaciones, donde se puede ubicar un porcentaje de eficiencia y definir cuál es el valor financiero en cifras que le corresponde.

Si se disminuyen las pérdidas eléctricas en un uno por ciento (1 %) referente a las del caso base, de acuerdo al modelo propuesto en este estudio, representa un ahorro para las empresas distribuidoras de Centroamérica de 81 millones de USD. En el caso en que todos los países alcancen la meta de llegar al 12 % de pérdidas, significa un negocio de casi 402 millones de USD. Este monto demuestra la importancia de analizar los modelos tarifarios y evaluar a cada país de acuerdo a sus particularidades. Tanto en Honduras como en Nicaragua se encuentran los mayores porcentajes de ineficiencias, y las mayores oportunidades de inversión, ahorrando por punto porcentual hasta 13,5 millones de USD y 7,2 millones de USD respectivamente.

Los factores que influyen directamente en el modelo matemático son el porcentaje de pérdida, el valor del kilowatt hora y la cantidad de energía despachada. Con estas tres variables se logra estimar cuanto el ingreso por un cambio en el porcentaje de eficiencia del sistema.

Las oportunidades de mejora se encuentran en la implementación de planes a nivel administrativo y legal, para atacar las pérdidas no técnicas o de contratación y medición: hurto o fraude eléctrico, como en la disminución de pérdidas técnicas.

Se considera que las empresas deben de invertir en programas para disminuir las pérdidas eléctricas en la distribución, generando un ahorro encadenado a la tarifa, si la estructura tarifaria de cada país lo permite.

Se recomienda el desarrollo y aplicación de la herramienta para lograr una predicción precisa en la medición de las pérdidas eléctricas, de manera tal que se pueda evaluar el grado de riesgo de la inversión para realizar un cambio en la eficiencia del sistema eléctrico interconectado.

En la primera parte de este estudio se analiza el mercado centroamericano y el modelo financiero elaborado, así como la propuesta del Observatorio de Pérdidas Eléctricas para la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental. En la segunda parte se muestra información sobre las pérdidas eléctricas. La tercera parte presenta el análisis tarifario y legislativo de cada uno de los países centroamericanos junto con su modelo financiero. En la cuarta parte se encuentra información resumida de los datos obtenidos en esta investigación, presentados en tablas y figuras por cada país estudiado.

Abstract

The Central American Sustainable Energy Strategy 2020, created by the United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean, has as a primary goal to reduce to at 12 % the energy power loss at the region's interconnected electric system.

This study was made with the purpose of analyzing how the electrical losses can be decreased in the benefit of the electrical companies of the sector; in addition a financial model also was proposed to assess the upcoming investments.

Considering the fact that each Central American country has its own singularities and regulatory models for the electrical development, then different electrical network power losses percentage for transmission and distribution apply for each one.

For the 2012 (last year with solid numbers), the average loss in the region was 17,79 %, being Costa Rica (with an 11,6 %) the country with less electrical power losses in the region, followed by El Salvador (12,6 %), Guatemala (13,7 %), Panamá (15,9 %), Nicaragua (23,7 %) and Honduras (29,9 %).

The mathematical model developed along with the study, allows estimating the monetary impact of each losses per country using the 2012 data, facilitating as well the location of the line's efficiency percentage using graphics and charts to define the corresponding monetary value.

Using the base case as reference, a decrease in one percent in the average loss value would represent 81 million USD in savings for the Central American distribution companies. This will mean 402 million USD savings business by achieving the desired reduction to the 12 % in average goal.

These numbers show the important economic opportunity of analyzing the tariff model according to each country particular variables. This can materialize in even bigger investment opportunities for countries like Honduras and Nicaragua, where the most inefficient systems and the highest loss rates are found, for example a reduction in 1% in their system's losses, they might be able to save up to 13,5 million USD and 7,2 million USD respectively.

The factors with the most influence in the mathematical model are; the electrical power losses, price of the kilowatt per hour (kWh) and quantity of energy being delivered. These three variables are represented in the charts and allow estimating the potential saving amount according to the increase in system's efficiency parameters.

Implementing mentioned strategies at the legal and administrative levels of the organizations could reduce the technical and non-technical or hired and measurement losses (for example theft of electricity).

It is considered then, that companies should invest in their own programs to realize a real reduction of the distribution electrical power losses, generating savings in the cost of the kWh, if the tariff model of each country allows it.

Is recommended to continue developing the tool further until achieve higher levels of precision in way that investment risk involved can be evaluated to improve the overall interconnected system efficiency.

An analysis of the Central American market and the proposed financial model can be found on the first section of this study as well as the Observatory for Electrical Losses for the Foundation for Energy and Environmental Sustainability. Information about the electrical power losses to achieve a better understanding of the topic is incorporated in the second section. The third part includes the tariff and legislative analysis of each country and their own financial model. Figures and tables resulting from data of each country are shown in the fourth section.

I INTRODUCCIÓN

América Latina se encuentra en pleno desarrollo económico, siendo el aumento del consumo energético una consecuencia de dicho crecimiento. Motivo por el cual es necesario profundizar en el impacto financiero que generan estos consumos en los sistemas eléctricos.

En tiempos donde la seguridad, confianza, y equidad energética son fundamentales para el crecimiento económico se presenta un desafío; la demanda de energía continuará será mayor, y las decisiones político-financieras de los mercados serán esenciales para el desarrollo de los países.

En los sistemas interconectados de energía eléctrica existen tres importantes segmentos de mercado: la generación de la energía, el transporte y la distribución, como se muestra en la siguiente figura¹.

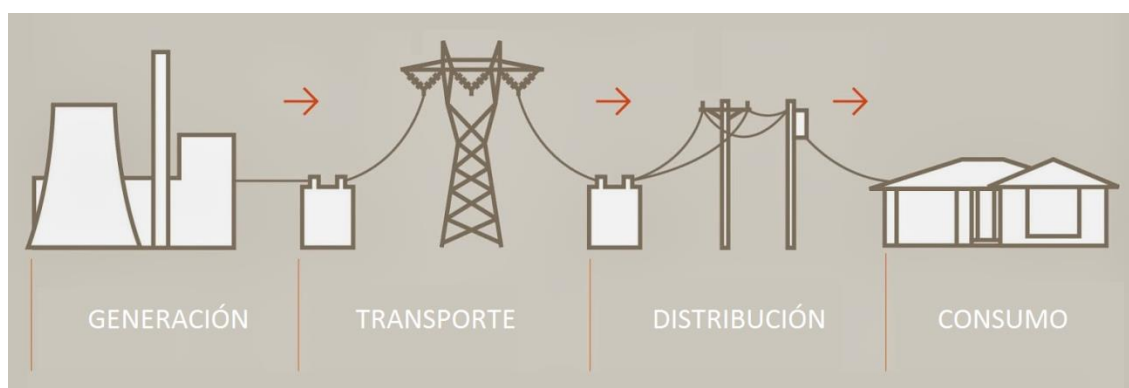


Figura 1. Esquema genérico de sistema eléctrico. Fuente: [1]

Se acepta que en un sistema adecuado, las pérdidas eléctricas en la transmisión deberán ser de alrededor de 1 % a 2 % y las pérdidas en la distribución entre 5 % y 6 %, alcanzando un porcentaje global de pérdidas en un sistema adecuado de alrededor del 8 %. [1].

Tabla 1. Porcentajes de pérdidas adecuados. Fuente: [1]

	Transporte	Distribución
Pérdidas de Energía	1 % - 2 %	5 % - 6 %

¹ Existen otros segmentos de acuerdo a la estructura de los mercados, comercializador, gestor y comercializador de último recurso, consumidor cualificado, entre otros.

Generalmente, en una red eléctrica típica, el 60 % de las pérdidas técnicas son atribuibles a las líneas eléctricas y el 40 % a los transformadores. La mayor parte de las pérdidas en transformación están ubicadas en el sistema de distribución [1].

Además de las pérdidas técnicas debido a la operación normal del sistema de transmisión y distribución, existe otro componente de pérdidas vinculado a la comercialización de la energía, y que se debe a la energía no facturada, producto principalmente del hurto o fraude energético, y en menor grado de errores en la contratación y facturación. Éstas se conocen como pérdidas no técnicas [2].

La creación de un modelo financiero que ayude a la toma de decisiones en el sector eléctrico, es necesario y oportuno para impulsar el desarrollo de la sociedad y para que las inversiones que se efectúen, tengan una base sólida a nivel de investigación. En la revisión bibliográfica realizada para este estudio, no se encontró evidencia de un modelo financiero el cual pueda ayudar en la toma de decisiones para la disminución de las pérdidas eléctricas a nivel centroamericano.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Investigar las pérdidas energéticas en los sistemas eléctricos y su impacto en Centroamérica para la determinación de los efectos financieros causan los programas de disminución de pérdidas en los sistemas de distribución y transporte de energía eléctrica.

1.2. Objetivos específicos

- Identificar los modelos tarifarios, legislaciones y políticas de cada país centroamericano en cuanto a pérdidas eléctricas, para el análisis de las opciones de mejora.
- Analizar comparativamente las pérdidas eléctricas en los sistemas interconectados, para la determinación de su impacto en la estructura financiera de cada país.
- Diseñar un modelo financiero donde se establezca el comportamiento por el cambio de la eficiencia en las pérdidas de las líneas eléctricas y su afectación en los ingresos de las empresas del sector.
- Analizar los factores que caracterizan el modelo financiero, para la creación de un Observatorio de Pérdidas Eléctricas en la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Medio Ambiente (FUNSEAM).

2. Problema

Las pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución afectan la eficiencia del sistema eléctrico, impactando los estados financieros de las empresas involucradas y las economías de los países. ¿Se puede hacer una valoración de las pérdidas eléctricas y de esta forma medir el grado de beneficio financiero que se podría percibir si se modificara esta pérdida?

3. Alcance

- Este estudio tiene como limitación geográfica Centroamérica, involucra los países de Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Belice no se consideró debido a que se cuenta con poca información estadística.
- Los métodos técnicos de mejora de eficiencia o pérdidas eléctricas no son objetivo de esta investigación.
- El grado de las inversiones que se deben realizar para cambiar las eficiencias eléctricas no se detallarán en este estudio.
- Para los análisis realizados, solo se toma en cuenta una tarifa por kWh promedio para cada país y por cada año.
- Los indicadores de pérdidas de cada una de las empresas de distribución eléctrica de cada país no se detallan, ya que este estudio es la base para una segunda etapa de investigación.
- Se consideran las pérdidas eléctricas, tanto en las líneas de distribución como las de transporte.
- El concepto de eficiencia o pérdidas eléctricas en este estudio, se refiere tanto a pérdidas técnicas como no técnicas.

4. Justificación

De acuerdo al *World Energy Council, World Energy Issues Monitor* para el año 2014, dos de los problemas mundiales que tienen un mayor impacto y cierto grado de incertidumbre en el sector energético y que por lo tanto necesitan una acción inmediata sobre su futuro son: los precios de la energía y la eficiencia energética [3].

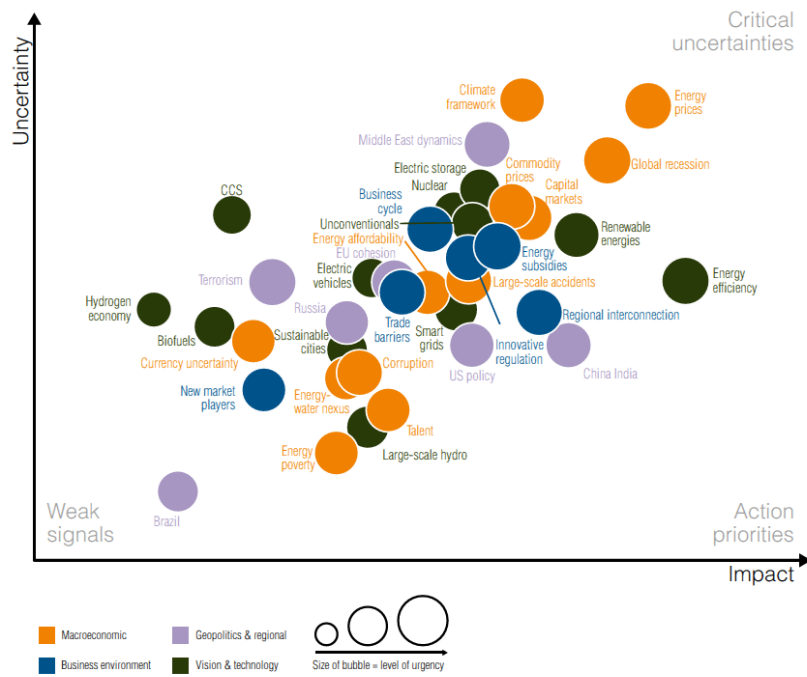


Figura 2. Perceptiva de incertidumbre vs impacto de los diferentes problemas energéticos a nivel mundial. Fuente: [3]

Según la Figura 3, el problema de la eficiencia energética a nivel mundial, es uno de los que más rápidamente se ha movilizado desde el año 2010, evidenciando la necesidad de acciones inmediatas en el mercado.

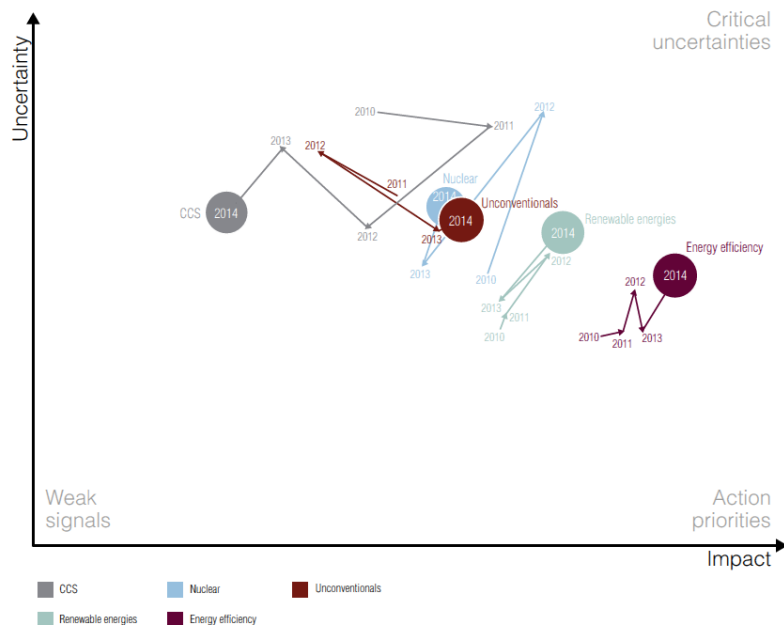


Figura 3. Problemas que más rápidamente se han movilizado a nivel mundial. Fuente: [3]

Sin embargo, en América Latina, el problema de mayor impacto es el precio de la energía, el cual también tiene un alto grado de incertidumbre, como se muestra en la Figura 4.

5. Metodología

Objetivo	Metodología
<p>Identificar los modelos tarifarios, legislaciones y políticas de cada país centroamericano en cuanto a pérdidas eléctricas, para el análisis de las opciones de mejora.</p>	<p>Se realiza una investigación bibliográfica de las leyes de electricidad, propuestas de ley, planes de expansión, agencias de servicios públicos, empresas de generación, transporte, distribución y comercialización eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Guatemala: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Instituto Nacional de Electricidad (INDE), Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), <i>Duke Energy International Transmission Guatemala, Limitada</i>, Redes Eléctricas de Centroamérica S.A., Transporte de Electricidad Occidente (HIDROXACBAL, S.A), Transnova, S.A., Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. (TRECASA), Transmisora de Energía Renovable, S.A., Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Energuate, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA), entre otras. • Honduras: Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Ambiente y Minas (SERNA), Comisión Nacional de Energía (CNE), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), entre otras. • El Salvador: Consejo Nacional de Energía (CNE), Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), Unidad de Transacciones (UT), Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), CAESS, DELSUR, AES-CLESCA, EEO, DEUSEM, EDESAL, B&D, ABRUZZO, entre otras. • Nicaragua: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Instituto Nacional de Energía (INE), Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), Disnorte, Dissur, entre otras. • Costa Rica: Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), Dirección Sectorial de Energía (DSE), Autoridad Reguladora

	<p>de los Servicios Públicos (ARESEP), Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), Coopelesca, Coopeguanacaste, Coopesantos, Coopealfaro, Asociación Costarricense de Productores de Energía, entre otros.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Panamá: Secretaría de Energía, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASEP), Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA), Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA), Distribuidora Eléctrica de Metro-Oeste (EDEMET), Distribuidora Eléctrica de Chiriquí (EDECHI), ENSA, entre otras.
<p>Analizar comparativamente las pérdidas eléctricas en los sistemas interconectados, para la determinación de su impacto en la estructura financiera de cada país.</p>	<p>Se realiza una revisión bibliográfica de documentos del CEPAL, OLADE, SICA, CEAC, Banco Mundial, BCIE, ARECA, IETA, PNUMA, BID, CMNUCC, PNUD, CIER, IRENA entre otros.</p> <p>El documento con información estadística de mayor apoyo es del CEPAL, ya que muestra datos desde el año 1990 hasta el año 2012.</p> <p>Para los casos donde no se pueda obtener el dato directo de pérdidas se utilizará el modelo propuesto por: de Gracia Navarro, en <i>La eficiencia en las redes: niveles de pérdidas y reducción de fraude energético</i>, donde la cantidad de pérdidas corresponde a la relación proporcional entre la energía total entregada en las subestaciones y las ventas totales de energía.</p> $P\acute{e}rdidas = \frac{Energ\acute{a} \text{ entregada en subestaci3n} - Venta \text{ energ\acute{a}}}{Energ\acute{a} \text{ entregada en subestaci3n}} \quad $

<p>Diseñar un modelo financiero donde se establezca el comportamiento por el cambio de la eficiencia en las pérdidas de las líneas eléctricas y su afectación en los ingresos de las empresas del sector.</p>	<p>Una vez se obtenidos los datos requeridos, partiendo del modelo tarifario que posea cada país, se realiza una estimación matemática relacionando el porcentaje de pérdidas y la cantidad de ingresos percibidos debido a un cambio en la eficiencia. La formulación matemática será lineal y adaptada únicamente al último año que se localice información oficial para todos los países. La ecuación se obtendrá de acuerdo a los datos recabados.</p>
<p>Analizar los factores que caracterizan el modelo financiero, para la creación de un Observatorio de Pérdidas Eléctricas en la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Medio Ambiente (FUNSEAM).</p>	<p>Una vez que el modelo financiero haya sido completado, se indicará los elementos básicos más relevantes de información obtenida, los cuales servirán de base para la creación del Observatorio de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Medio Ambiente (FUNSEAM), de forma que la información sea fácilmente accesible.</p>

II DESARROLLO

La matriz energética en centroamérica presenta una amplia variabilidad de usos de los hidrocarburos y fuentes renovables debido a las distintas políticas y modelos de desarrollo que cada país ha tomado. A continuación se muestra una tabla resumen donde se indican las estadísticas claves de energía para los países de Centroamérica:

Tabla 2. Estadísticas clave de energía para los países de Centroamérica. Fuente: [3] y [5]

País	Uso total de energía (2010)	Generación total de energía (2011)	Aumento en el uso de electricidad (2000-2011)	Uso de petróleo (2011)	Aumento en el uso de petróleo (2000-2011)	Porción de fuentes renovables de energía en el sector eléctrico (2011)	Población (2012)	Producto Interno Bruto (2012)
	millones de barriles de equivalente de petróleo	GWh	%	millones de barriles por año	%	%	millones de personas	miles de millones de USD
Guatemala	64,7	8 147	35	25,3	17	64	15,08	50,81
Honduras	27,4	7 127	91	18,2	77	44	7,93	17,97
El Salvador	20,1	5 813	72	15,4	10	63	6,30	23,79
Nicaragua	15,8	3 567	70	10,4	25	33	5,99	10,51
Costa Rica	27,2	9 760	42	18,3	42	91	4,81	45,13
Panamá	24,8	7 703	61	22,5	104	53	3,80	36,25

Una visión general del mercado centroamericano, muestra el gran aumento del consumo eléctrico desde el año 2000, así como también la dependencia del petróleo, evidenciando a Panamá como uno de los países con mayor desarrollo y gran consumo de combustibles fósiles para satisfacer su creciente demanda energética. Otros países como Costa Rica han logrado tener una alta proporción de fuentes energéticas renovables (91 % para el año 2011, del cual 74 % del total es hidroeléctrico) llevando el liderazgo en este campo. La mayoría de países centroamericanos están haciendo un esfuerzo por disminuir la dependencia petrolera y optar por energías renovables.

Guatemala utiliza casi 65 millones de barriles de petróleo equivalente anualmente y aunque la proporción de generación de electricidad por medio de energías renovables está creciendo, de igual manera lo hace con el consumo de combustibles fósiles. El uso de energía eléctrica

también ha aumentado en los demás países centroamericanos, conforme sus economías se desarrollan y aumentan la presión sobre la demanda energética.

La producción centroamericana de energía tiene una fuerte base hidráulica y un aporte de las plantas de energía térmica. En la Figura 5 se particularizan los porcentajes de generación según el tipo en cada país.

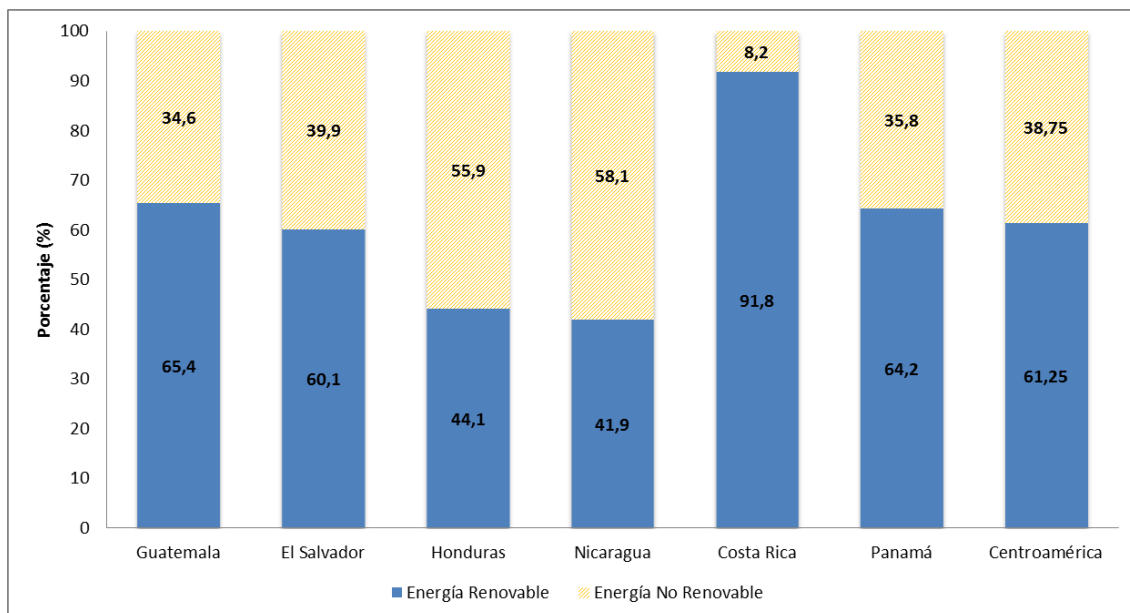


Figura 5. Composición porcentual de la generación centroamericana. Fuente: [6]

Los porcentajes de cada fuente de energía se pueden observar en la Figura 6 para cada país centroamericano.

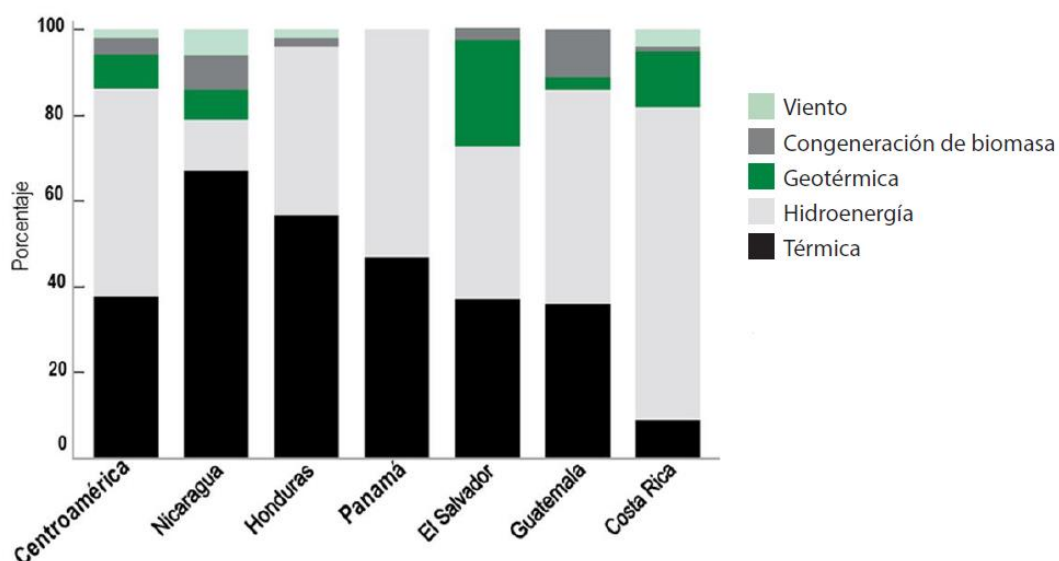


Figura 6. Proporción de la generación de electricidad en Centroamérica por fuente, año 2011. Fuente: [7]

Se observa que la fuerte base térmica e hidroeléctrica que tiene la zona y la importante incorporación de nuevas fuentes energéticas como la geotermia, eólica, biomasa y solar ha ido en aumento.

La matriz eléctrica centroamericana tiene magnitudes que alcanzan más de 36 000 GWh al año (ver Figura 7), sin embargo estos sistemas eléctricos interconectados presentan un alto porcentaje de pérdidas eléctricas, las cuales conllevan pérdidas de ingresos.

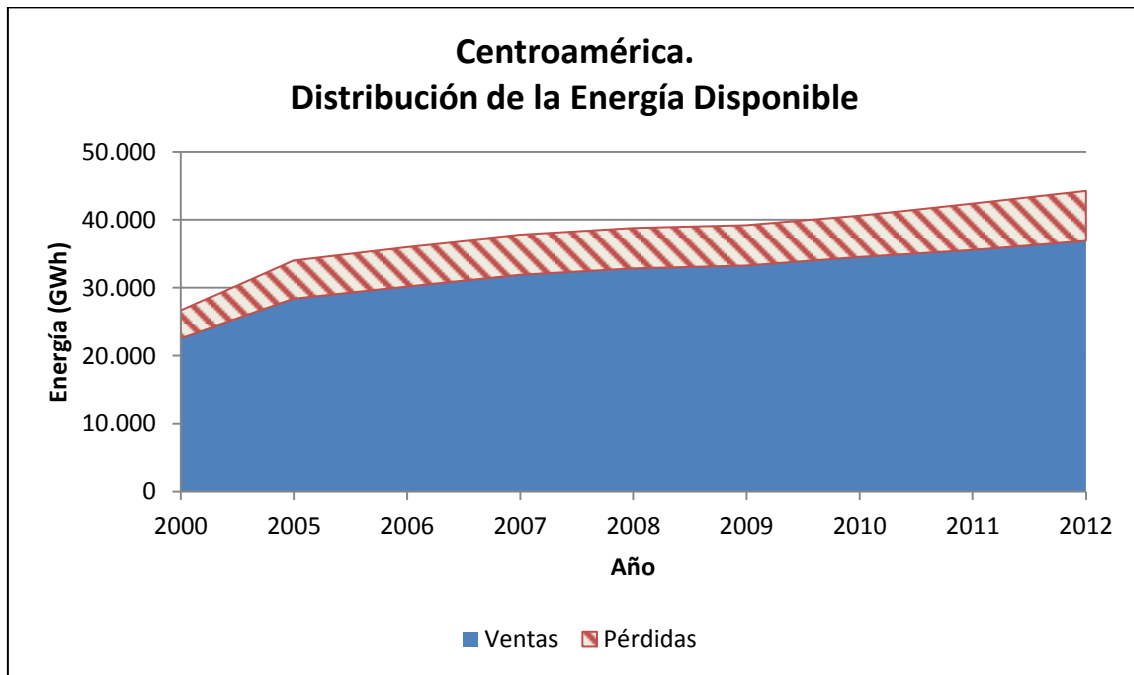


Figura 7. Distribución de la energía disponible. Fuente: [6]

Los datos obtenidos de la revisión bibliográfica que fueron considerados de mayor valor para el diseño del modelo financiero son: el consumo energético, precio del kWh y el ingreso anual por motivo de ventas.

En la Figura 8 se muestra el registro de pérdidas eléctricas, a nivel centroamericano.

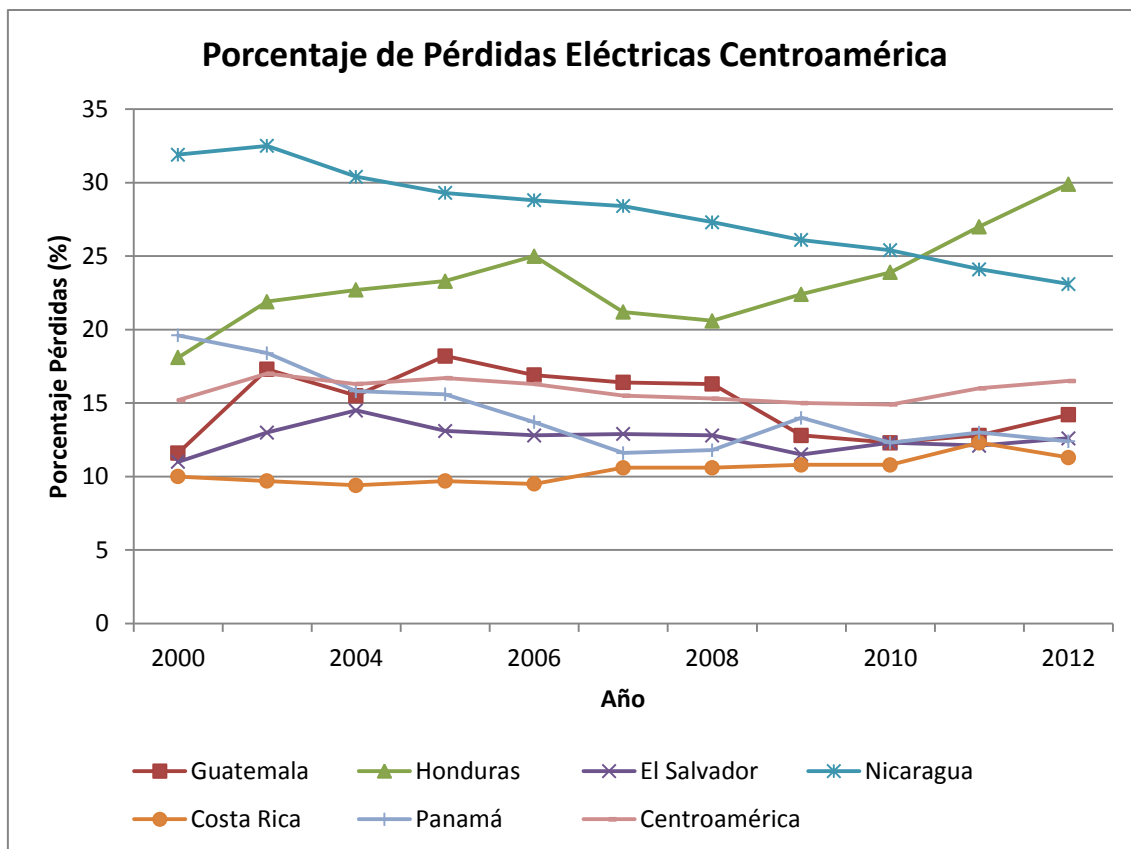


Figura 8. Registro de pérdidas eléctricas a nivel centroamericano. Fuente: [6]

Estos niveles de pérdidas eléctricas son un porcentaje promedio desde el año 2000 al año 2012. Se muestra Costa Rica como el país con menos porcentaje de pérdidas y Honduras con una tendencia al alza en las pérdidas.

En el análisis de datos se evaluará el año 2012, denominado año base, por ser el año en que todos los países tienen información consolidada, de manera que se puede realizar comparaciones directas.

1. Análisis centroamericano

Los datos obtenidos para la realización del estudio, corresponden a información solicitada directamente a las empresas distribuidoras eléctricas, autoridades reguladoras, institutos de investigación y organizaciones energéticas. La validación de los resultados obtenidos en esta investigación se realiza mediante la comparación directa de los datos del documento de CEPAL: Centroamérica: Estadísticas de Producción del Subsector Eléctrico (2012). De acuerdo al análisis realizado, se concluye que los datos obtenidos son congruentes entre sí (la desviación estándar entre los resultados de esta investigación y los presentados por CEPAL

varían en valores cercanos a 0 %, excepto Panamá que muestra una desviación estándar de 6 % con respecto al porcentaje de pérdida).

El estudio muestra una gran desigualdad entre los países centroamericanos, como sucede en muchos otros aspectos sociales y económicos de la zona. A pesar de que se esté trabajando en la integración centroamericana, no se poseen modelos homogéneos de desarrollo eléctricos a excepción de la interconexión regional, por medio del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

La competencia por el valor del kWh y calidad del servicio es considerada crítica debido al impacto en el desarrollo industrial, ya que todos los sectores requieren un bajo valor del kWh.

Entre las diferencias de los mercados energéticos eléctricos centroamericanos, se encuentra el consumo per cápita de energía (ver Figura 9), el cual es desigual para toda la región, teniendo Nicaragua (0,47 MWh/persona) el consumo más bajo, y Panamá (1,98 MWh/persona) que ha desplazado a Costa Rica (1,91 MWh/persona) como los países con mayor consumo de la zona, esto debido al alto desarrollo que ha tenido Panamá (1,98 MWh/persona) en los últimos años. Guatemala (0,50 MWh/persona), Honduras (0,63 MWh/persona) y El Salvador (0,85 MWh/persona) tienen un consumo similar. El promedio centroamericano es de 0,84 MWh/persona anual.

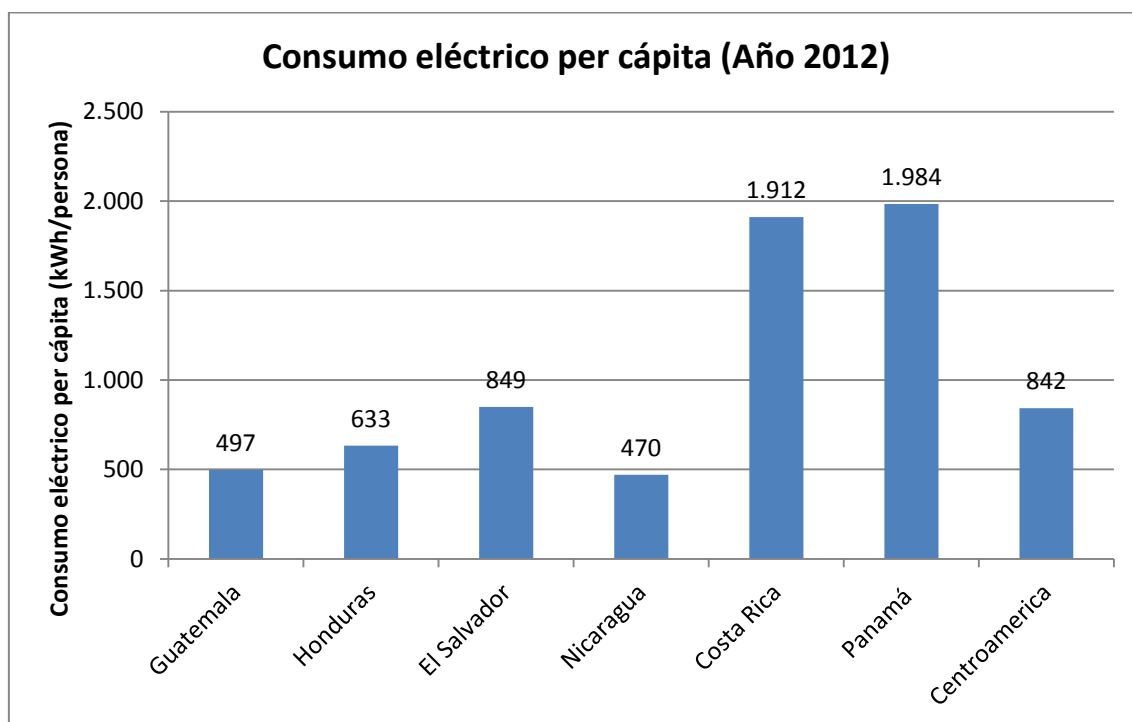


Figura 9. Consumo energético per cápita, año 2012. Fuente: [6]

Se realiza un análisis comparativo de tarifas eléctricas de cada país, para el año 2013 (ver Figura 10), donde se divide el sector en tres partes: residencial (menor a 1 000 kWh), comercial (entre 1 000 kWh y 15 000 kWh) e industrial (mayor a 15 000 kWh). En el primer sector residencial, Honduras se coloca como el país con la tarifa eléctrica más barata de Centroamérica, mientras Panamá tiene la tarifa más alta hasta los 99 kWh. En el sector comercial el mercado es muy variable, los precios oscilan entre 28,53 centavos USD/kWh y 18,68 centavos USD/kWh. El sector industrial que es sumamente importante para el desarrollo de la zona, cuenta con tarifas altas en Nicaragua (alrededor de 25 centavos USD/kWh), mientras Honduras y Panamá (16,7 centavos USD/kWh) poseen las tarifas más bajas, logrando incentivar la inversión económica para los altos consumidores energéticos.

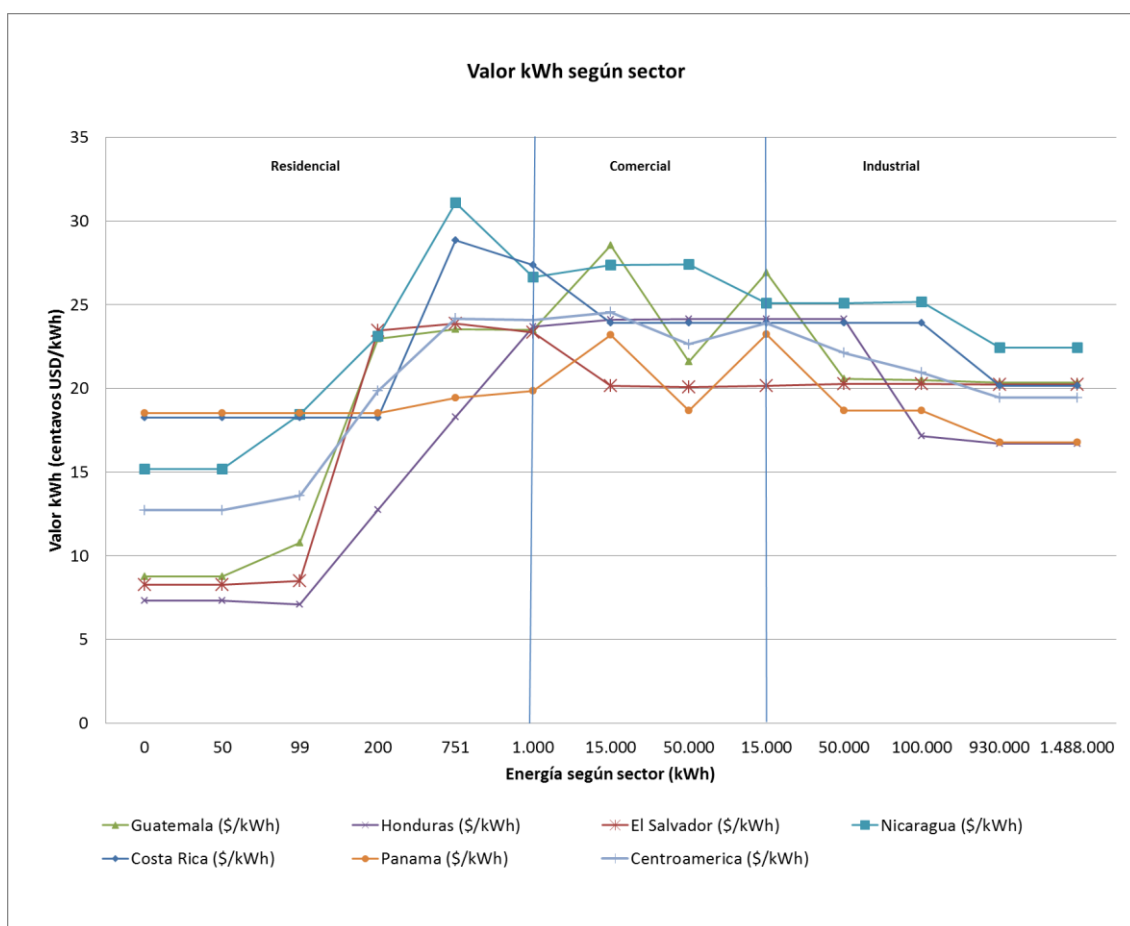


Figura 10. Valor kWh según sector, año 2013. Fuente: [6] y [8]

En la sección de Anexos se muestran las gráficas específicas de cada país, así como la tabla resumen, con el comportamiento histórico de los precios del kWh para cada sector, tanto residencial, comercial e industrial y el porcentaje de pérdidas global de cada año.

2. Resultados

Con la información obtenida se formulan los siguientes gráficos, requeridos para diseñar un modelo matemático que permita relacionar el nivel de pérdidas eléctricas con la cantidad de ingresos que podrían percibirse debido a una variabilidad de estos.

Las estadísticas de porcentaje de pérdidas de energía son las siguientes:

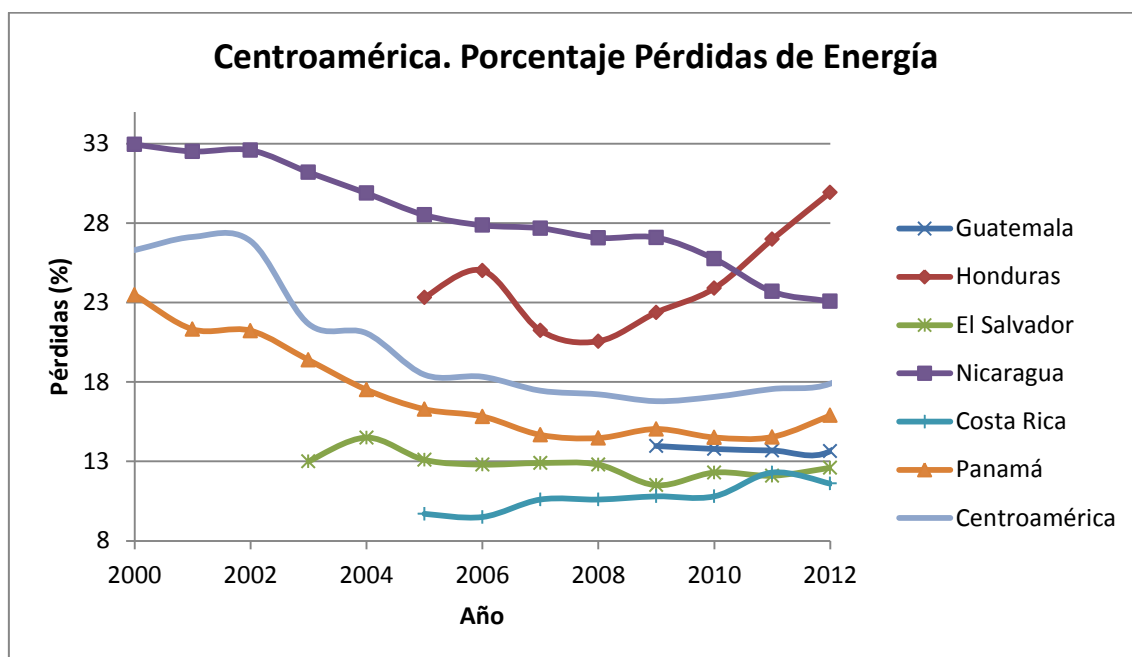


Figura 11. Porcentaje pérdidas de energía en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los valores de la Figura 11 son el resultado de la investigación. Según la desviación estándar, todas las estadísticas presentan valores cercanos a 0 %, únicamente Panamá es el país que muestra una desviación máxima de 6 % para el año 2012.

Estos porcentajes de pérdidas eléctricas están relacionados a un nivel de energía, el cual se muestra en la Figura 12. Se puede observar como este valor depende del nivel de consumo que se haya dado en un año específico en cada país. En el caso de Honduras, país con mayor nivel de pérdidas eléctricas para el año 2012 (29,93 %), el nivel de energía correspondiente es 2 268 GWh anuales, mientras El Salvador con un nivel de pérdidas de 12,6 % (para el año 2012), muestra una energía total pérdida de 700 GWh. La media centroamericana para el año base es 1 181 GWh anuales.

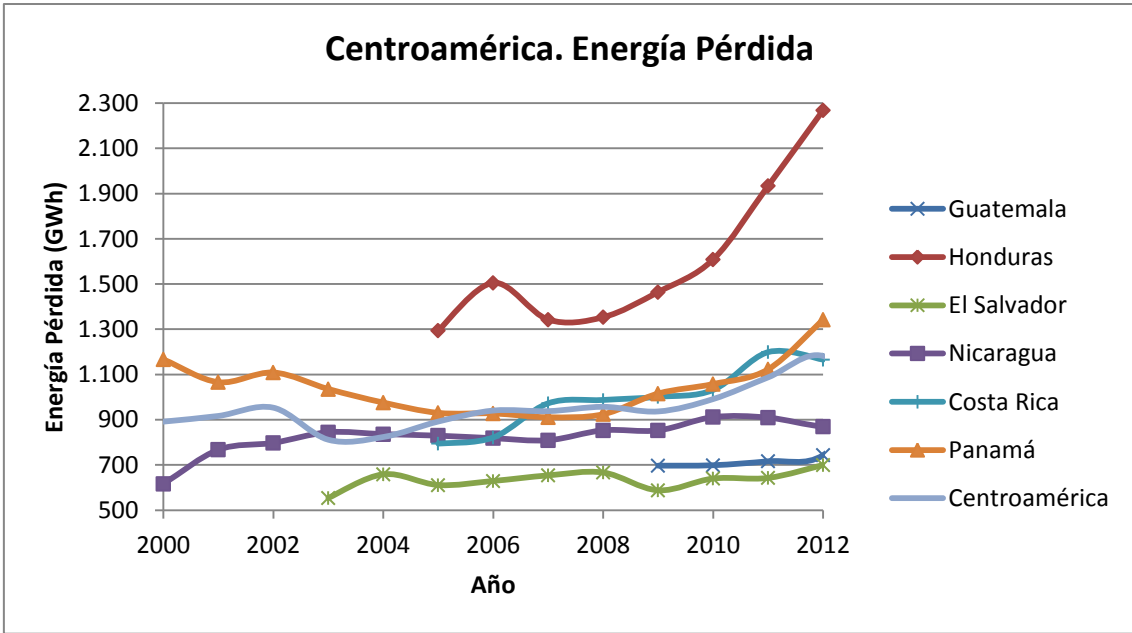


Figura 12. Pérdidas de energía en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014

La tendencia de crecimiento de la energía perdida, se debe al aumento en el consumo energético que experimentan todos los países centroamericanos, gracias al desarrollo industrial, comercial y habitacional. Dicha tendencia no es negativa, siempre y cuando se mantengan o disminuyan los porcentajes de pérdidas eléctricas.

Los valores de porcentaje y energía perdida están relacionados a un ingreso monetario, el cual se muestra en la siguiente gráfica, de acuerdo a los datos obtenidos.

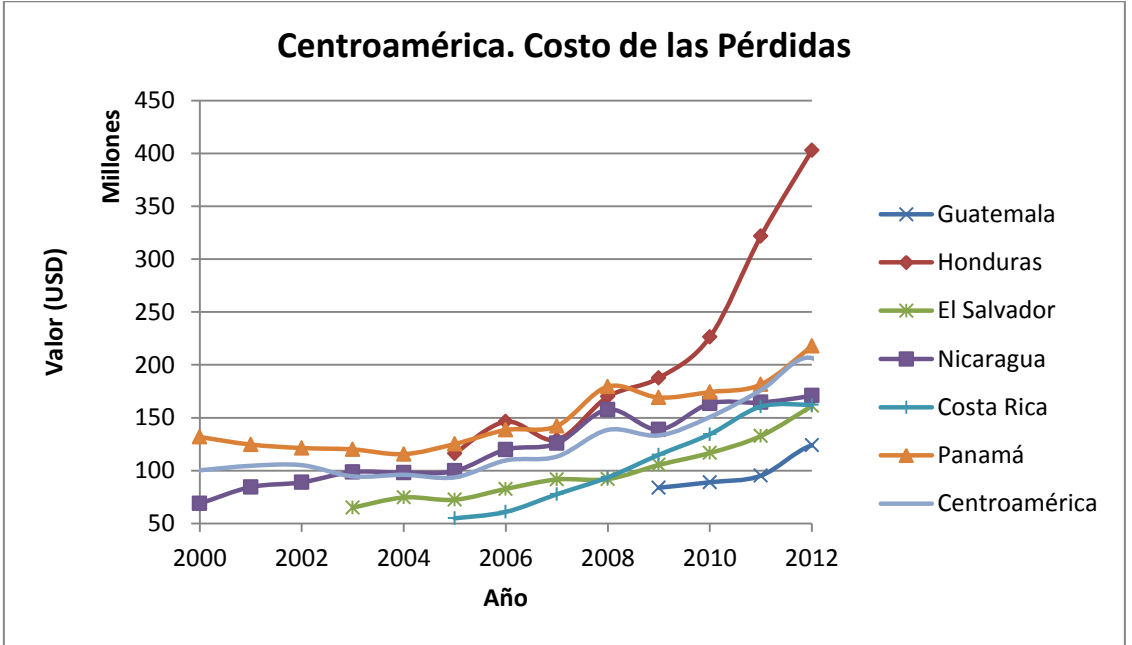


Figura 13. Costo de pérdidas de energía en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La tendencia de crecimiento del valor de las pérdidas es semejante a la curva de energía perdida; este valor se relaciona directamente el costo del kWh.

Congruentemente con las gráficas mostradas, el país más afectado por las pérdidas es Honduras, el cual para el año 2012, tiene 29,93 % de pérdidas (2 268 GWh). La cantidad de ingreso no percibido es de 402 millones de USD para el año 2012, en el caso que no tuviera pérdidas. Guatemala es el país donde los valores del costo de pérdidas son más bajos comparativamente, ya que para el año 2012 alcanzan el 13,65 %, representado 743,24 GWh. Estos costos siempre tendrán una tendencia al aumento, debido a que el valor del kWh está relacionado con la pérdida de energía, e influyen factores como la inflación, precio internacional del petróleo, entre otros.

Para relacionar las características de los sistemas eléctricos interconectados, en la siguiente figura se muestra la cantidad de energía consumida en cada país centroamericano.

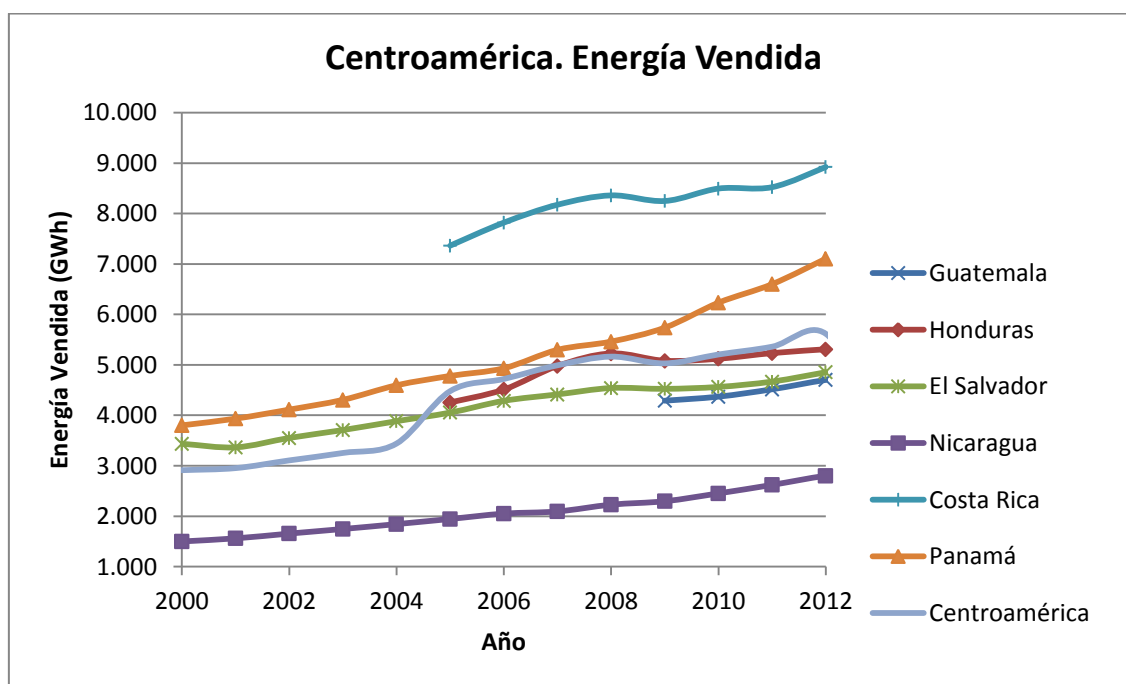


Figura 14. Energía vendida en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El aumento de la energía entregada a los consumidores es constante, como se indica en la gráfica anterior, la tendencia de crecimiento de todos los países centroamericanos es similar. También se muestra como Panamá ha aumentado su consumo energético, separándose de Honduras. Este aumento panameño se debe al desarrollo dado, sobre todo en el área central.

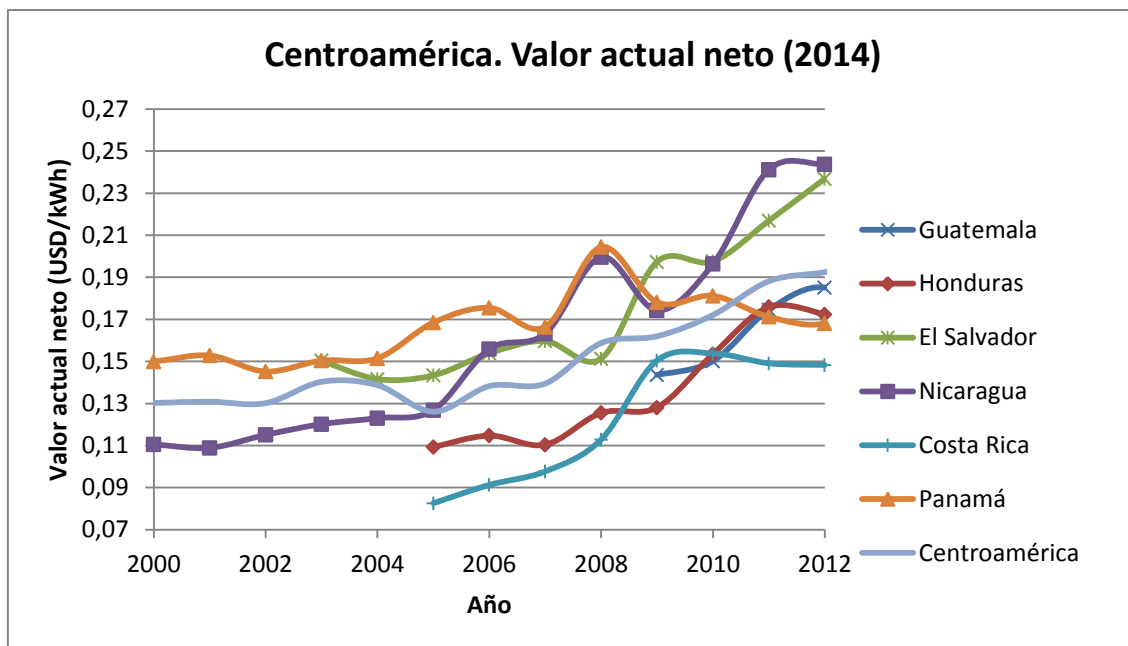


Figura 15. Valor actual neto del kWh, año 2014. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los precios del kWh de toda la zona, se ven reflejados comparativamente en la gráfica anterior. Nicaragua es el país que presenta mayor costo, seguido por El Salvador y en la posición más baja Costa Rica. Estos valores tienen concordancia con los porcentajes de pérdidas mencionados anteriormente. Los precios de Panamá indican una estabilidad relativa, a excepción del año 2008 donde existió un alza de precios.

El costo del kWh traído a valor actual para el año 2014, muestra una tendencia de crecimiento, impulsada por los factores como la inflación, precio del barril de petróleo, aumento de costos de construcción, operación y mantenimiento del sistema eléctrico, porcentaje de pérdidas eléctricas e impuestos.

Es evidente como el comportamiento de los precios están relacionados con el valor del barril de petróleo, el cual es la fuente principal en las plantas térmicas centroamericanas (38,75 % promedio centroamericano).



Figura 16. Precio del petróleo (Año vs USD/barril petróleo). Fuente: [9]

El país que mejor sigue el comportamiento del precio del petróleo es Nicaragua y El Salvador ya que su régimen eléctrico tiene una alta dependencia del petróleo (plantas térmicas 58,1 % y 39,9 % respectivamente). Otros como Costa Rica, que aunque posee baja dependencia para la generación eléctrica a partir del petróleo, los precios del crudo son altos, ya que no tienen ningún régimen especial de precios cuando se utilizan para la generación.

Para cumplir la meta establecida por la CEPAL en la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, de alcanzar un porcentaje de pérdidas eléctricas del 12 % en todos los países, se simula el caso como si en el año 2012 se hubiera logrado alcanzar la meta. Se muestra en el siguiente gráfico la cantidad de ingresos que hubiesen tenido los países.

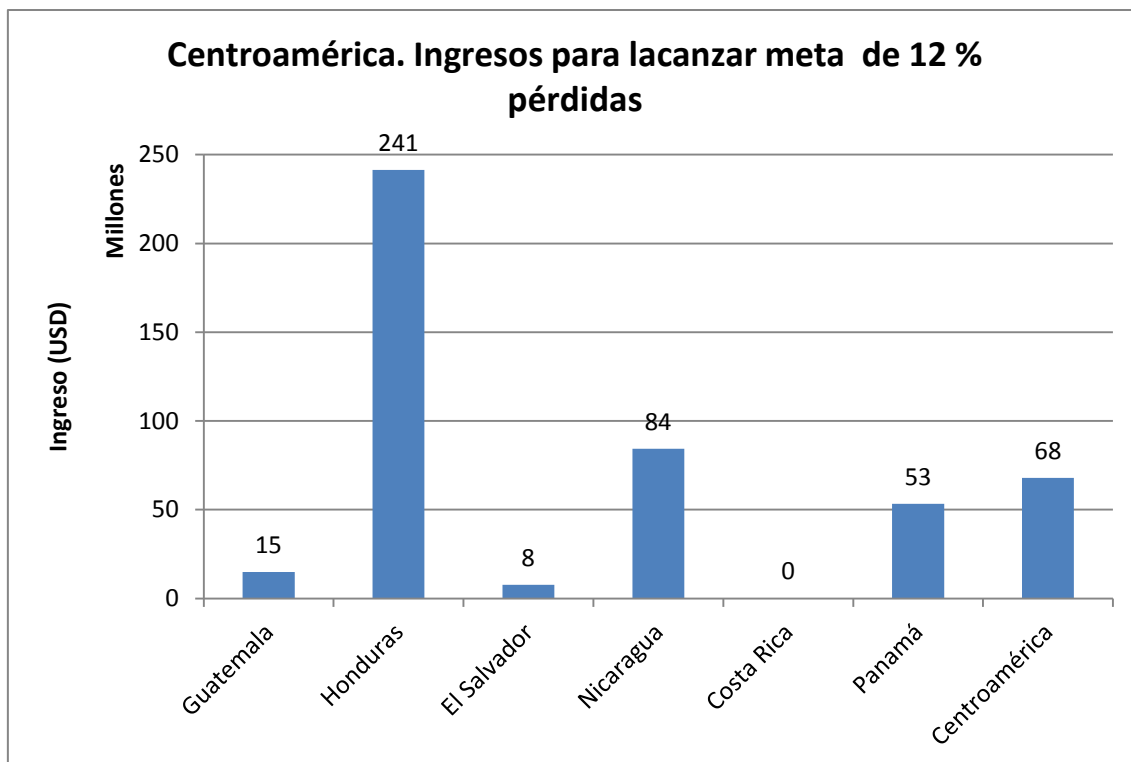


Figura 17. Ingreso percibido en caso de alcanzar la meta de 12 % de pérdidas. Año 2012.

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Se muestra claramente en la Figura 17, como Honduras al ser el país que tiene la mayor cantidad de pérdidas en el zona, también es el que más ingresos tendría (241 millones de USD) por lo que se abre un gran espacio para invertir en proyectos que mejoren la eficiencia. Países como Nicaragua (84 millones de USD) y Panamá (53 millones de USD) tienen un espacio de acción amplio donde pueden invertir en programas de mejora de eficiencia. En el caso de Guatemala (15 millones de USD) y El Salvador (8 millones de USD) están muy cerca de alcanzar la meta planteada. Costa Rica, que ha sobrepasado la meta fijada, no es requerido que realice inversiones en mejora, sino en mantenimiento.

Los valores anteriormente reflejados son el mayor motivante para realizar esta investigación, debido que a partir de este punto, las empresas del sector podrán discutir sobre el valor y el riesgo de la inversión que tendrán que realizar para alcanzar los porcentajes de pérdidas establecidos como meta.

También se modela el comportamiento de cada país, de acuerdo a su política tarifaria, la cual se detalla en los Anexos, según el porcentaje de pérdidas para el año 2012 y su comportamiento financiero.

La Figura 18, muestra la tendencia y ubicación para el año 2012, de los porcentajes de pérdidas reportados y su comportamiento en caso de un cambio.

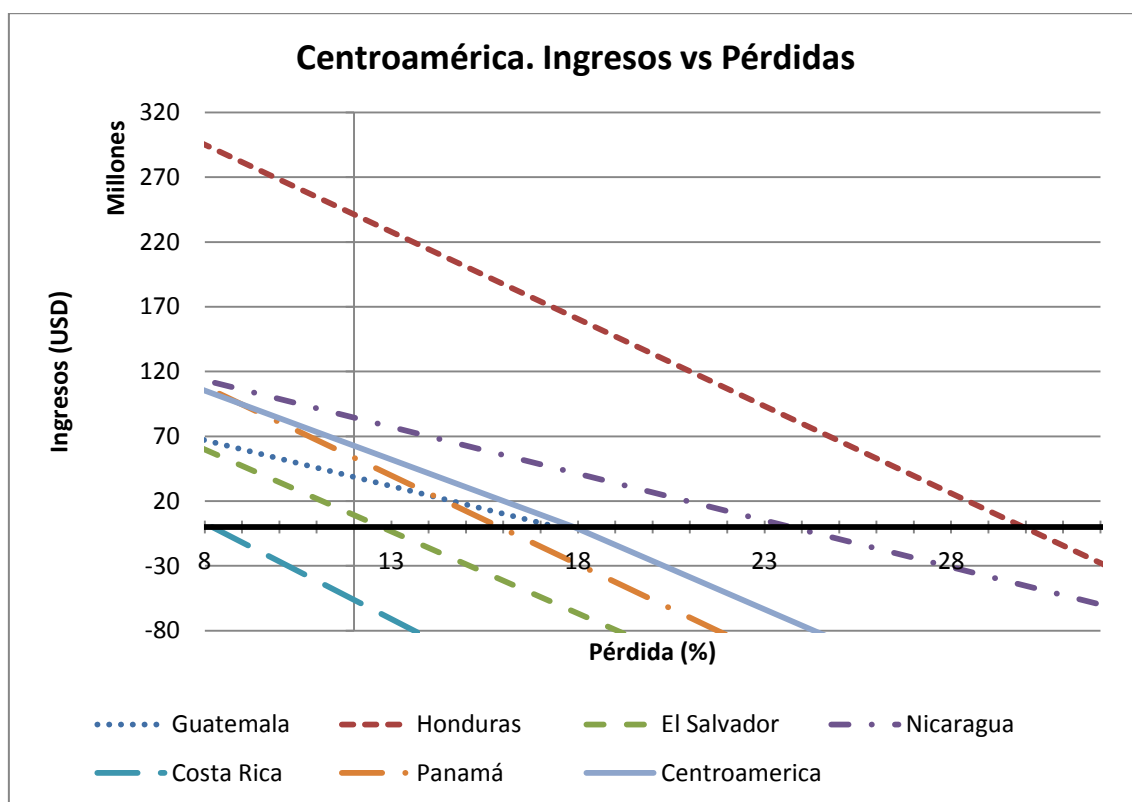


Figura 18. Ingresos monetarios vs pérdidas eléctricas en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El modelo propuesto en el gráfico anterior, indica la tendencia de ingresos que puede tener cada país relacionado al porcentaje de pérdidas eléctricas. Se grafica hasta un límite inferior de del 8 % ya que como se mencionó anteriormente, corresponde a la magnitud de un país desarrollado, sin embargo el modelo propuesto puede superar esta cifra.

Nuevamente se muestra en la Figura 18, a Honduras como el país que más oportunidad de trabajo en la disminución de las pérdidas tiene, mientras Costa Rica, por su modelo tarifario no tendría ninguna ganancia extra (ver análisis detallado de cada país en Anexos). Sin embargo, en caso de que las eficiencias disminuyan, todos los países pueden verse afectados económicamente, menos Guatemala que paga los sobrecargos por ineficiencias del sistema.

Si se cumple la meta de disminución de pérdidas eléctricas del 12 %, la cantidad de ingresos por país se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Ingresos por disminución de pérdidas hasta 12 % (USD). Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Promedio Centroamérica	TOTAL
2012	14 970 716	241 321 739	7 671 681	84 333 400	0	53 373 528	68 008 078	401 671 063

La totalidad del negocio por realizar la disminución es de 401 millones de USD, si se alcanza el 12 % establecido.

Las ecuaciones matemáticas del modelo financiero desarrollado se muestran a continuación, relacionado con la variable x el porcentaje de pérdidas y la variable y el valor del ingreso percibido para este porcentaje.

Tabla 4. Ecuaciones de la Figura 18. Fuente: Elaboración propia, 2014.

País	Ecuación	
Guatemala	$y = -7\,098\,432x + 709\,843\,222$	II
Honduras	$y = -13\,455\,697x + 1\,345\,569\,681$	III
El Salvador	$y = -12\,658\,274x + 1\,265\,827\,368$	IV
Nicaragua	$y = -7\,212\,235x + 721\,223\,454$	V
Costa Rica	$y = -14\,795\,796x + 1\,479\,579\,628$	VI
Panamá	$y = -13\,707\,654x + 1\,370\,765\,372$	VII
Centroamérica	$y = -12\,123\,280x + 1\,212\,327\,995$	VIII

En la siguiente grafica comparativa, se colocan en el eje x , punto 0, todas las líneas de tendencia de cada uno de los países (se han desplazado las líneas de manera horizontal), esto para realizar una comparación directa, de cómo afectan en los ingresos un cambio en la eficiencia del sistema interconectado eléctrico. Los valores ubicados a la izquierda del eje y significan ingresos por ahorro en las tarifas, mientras los valores a la derecha del eje y representan egresos por aumento de pérdidas en la eficiencia. Con respecto al eje x , entre mayor sea el valor representa un grado de ingreso también mayor, en cambio, cuando se encuentra por debajo del eje x , representa dejar de percibir ingresos.

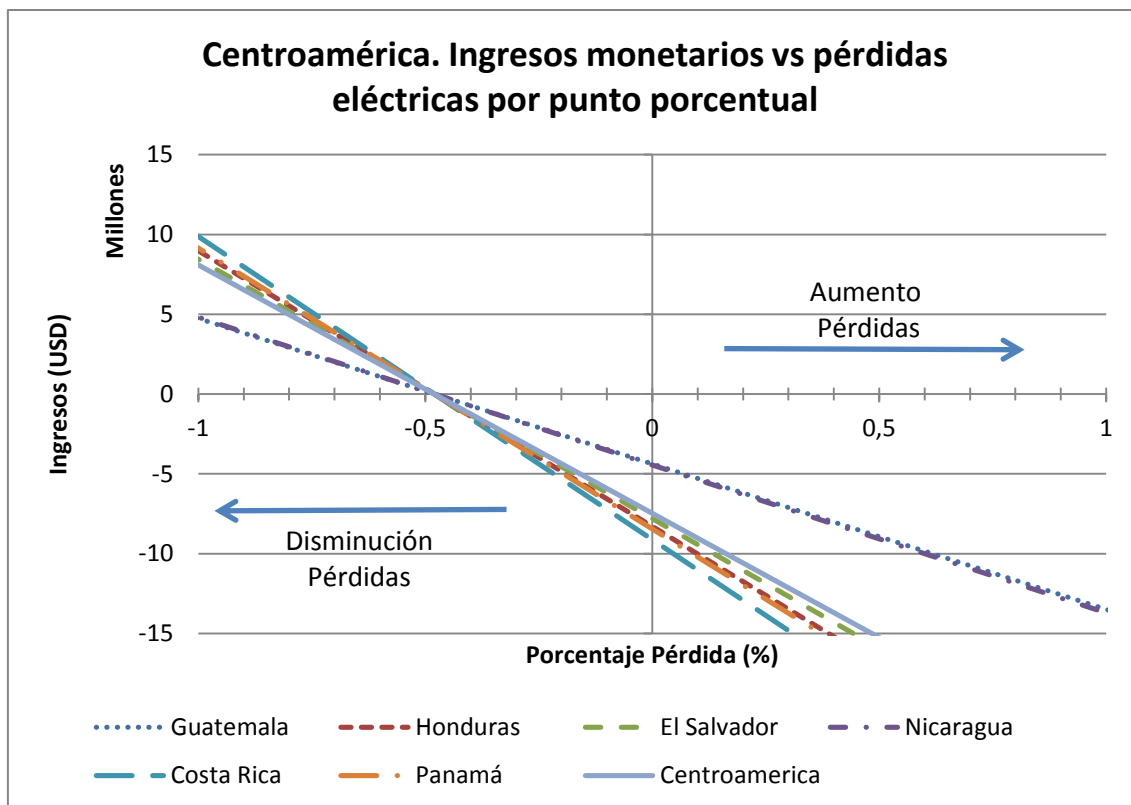


Figura 19. Ingresos vs Pérdidas en Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La gráfica anterior muestra una situación simulada si se modificara un punto porcentual de la pérdida eléctrica. Costa Rica es el país que podría presentar un mayor ahorro en los ingresos debido a un aumento de la eficiencia, representando casi 15 millones de USD. En el caso de Nicaragua, el aumento de un punto porcentual significan ingresos de alrededor de 7 millones de USD, convirtiéndose en uno de los países que cuenta con mayores posibilidades de aumentar su eficiencia.

Los demás países centroamericanos se comportan de manera similar, teniendo una media de ingreso de 12 millones de USD por cada punto porcentual que mejoren su eficiencia.

Existen tres factores que están afectando directamente el cambio en los ingresos: el costo del kWh, la cantidad de energía vendida y el porcentaje de pérdida. Estos factores son los que afectan directamente el modelo financiero propuesto. Se considera también que entre más eficiente sea un sistema, el costo de inversión en el aumento de la eficiencia será mayor.

Las ecuaciones correspondientes a la Figura 19 se muestran a continuación:

Tabla 5. Ecuaciones de la Figura 19. Fuente: Elaboración propia, 2014.

País	Ecuación	
Guatemala	$y = -7\,098\,432x$	IX
Honduras	$y = -13\,455\,697x$	X
El Salvador	$y = -12\,658\,274x$	XI
Nicaragua	$y = -7\,212\,235x$	XII
Costa Rica	$y = -14\,795\,796x$	XIII
Panamá	$y = -13\,707\,654x$	XIV
Centroamérica	$y = -12\,123\,280x$	XV

3. Observatorio FUNSEAM

La Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental (FUNSEAM) como centro de referencia líder en el debate energético y en la generación de opinión en la sociedad, se configura como un foro de discusión y un centro de análisis e investigación académica, a través de la cátedra de sostenibilidad energética de la Universitat de Barcelona. La Fundación asesora, tiene capacidad de aportar nuevas ideas, de mejorar la información e influir en la toma de decisiones públicas y privadas, tanto en el ámbito español como en el ámbito internacional, bajo su objetivo de difundir y divulgar el conocimiento, en aras de una mayor concienciación social sobre las cuestiones energéticas, se ha estado analizando cómo garantizar a futuro la eficiencia energética en un contexto social-económico.

El desarrollo de una herramienta interactiva, como lo sería el Observatorio de Pérdidas Eléctricas FUNSEAM, permitirá organizar y procesar la información de los principales indicadores energéticos relacionados a las pérdidas eléctricas, en el mercado centroamericano, en el ámbito de la sostenibilidad energética.

La disposición de esta herramienta tiene por finalidad desarrollar un espacio de discusión y debate para el análisis y evaluación de las organizaciones involucradas en el sector. Se busca promover y facilitar la amplia participación de los diferentes actores (instituciones, empresas, académicos, ciudadanos, entre otros) de manera que se pueda contar con información científica actualizada para la toma de decisiones.

La información especializada necesaria para la creación de un Observatorio de Pérdidas de Energía Eléctrica en Centroamérica para FUNSEAM, se encuentra en los Anexos de este estudio, en el cual están organizados por país. Los datos más relevantes que se requieren son²:

- País
- Área
- Población
- Potencia instalada
- Registro de ventas
- Densidad de energía por persona
- Registro de porcentaje de pérdida
- Registro de comportamiento del precio (kWh)
- Registro de cantidad de energía perdida
- Modelo de comportamiento de pérdida
- Registro del valor de las pérdidas

En la Figura 20 se muestra una representación de cómo se vería el Observatorio FUNSEAM una vez diseñado. La información deberá de presentarse de manera que el lector pueda tener un acceso fácil y gráfico a la información presentada.

² Estos datos se encuentran en los Anexos.

OBSERVATORIO



COSTA RICA AÑO 2012

Potencia instalada	2,723	MW
Demanda máxima	1,593	MW
Consumo energético	10,088	GWh
Población	4.8	millones de personas
Densidad de producción energía	2099	kWh/habitante
Pérdidas	11.6	%
Pérdidas de enegías	1165.7	GWh
Precio promedio	78.5	centavos USD/kWh

Organismos involucrados:



- Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)
- Dirección Sectorial de Energía (DSE)
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)
- Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)
- Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)
- Coopesca
- Coopeguanacaste
- Coopealfaro
- Coopesantos
- Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE)

Costa Rica Ingresos vs Eficiencia, Año 2012

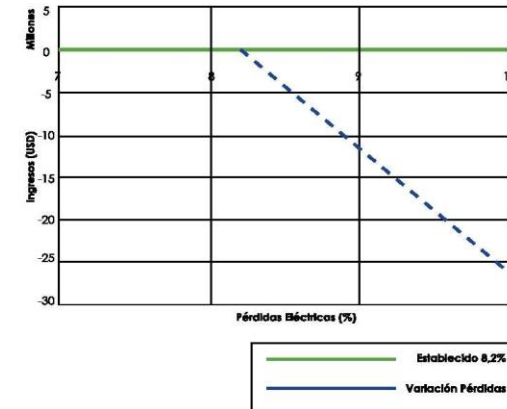


Figura 20. Observatorio FUNSEAM. Fuente: Elaboración propia, 2014.

4. Conclusiones

El modelo financiero propuesto, permite a los involucrados en el sector eléctrico, la toma de decisiones sobre las inversiones a realizar para la disminución de la cantidad de pérdidas eléctricas, seleccionando un nivel de pérdidas deseado y así obtener como resultado los beneficios financieros de esa modificación. Los elementos más importantes que afectan directamente al modelo son: el porcentaje de pérdidas, la energía suministrada al mercado y el costo del kWh.

El nivel de pérdidas eléctricas es diferente en cada país. El promedio centroamericano para el año 2012 corresponde a 17,9 %. Costa Rica (11,6 %), El Salvador (12,6 %), Guatemala (13,7 %), Panamá (15,9 %), Nicaragua (23,7 %) y Honduras (29,9 %). El comportamiento general de las pérdidas es hacia la baja. Los niveles de pérdidas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panamá son adecuados para países en vías de desarrollo. Nicaragua y Honduras tienen niveles muy altos de pérdidas, por lo que necesitan realizar inversiones inmediatamente para corregir este factor, de acuerdo con la meta de pérdidas eléctricas de 12 % del CEPAL, en la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020.

El modelo financiero representa los ingresos por país que se pueden obtener de acuerdo a la estructura tarifaria vigente. El análisis realizado con datos del año 2012, para alcanzar la meta de un 12 % de pérdidas eléctricas, presenta un ahorro a nivel centroamericano de casi 402 millones de USD. Para Guatemala representa 15 millones de USD, Honduras 241 millones de USD, El Salvador 7,6 millones de USD, Nicaragua 84 millones de USD, Panamá 53 millones de USD. En el caso de Costa Rica, los valores de pérdidas se encuentran por debajo de la meta propuesta, por lo que no representa un ahorro de acuerdo a la meta del 12 %.

Los modelos tarifarios en los países centroamericanos son diferentes, debido a que no existe homogeneidad en las legislaciones ni propuestas de desarrollo. En el caso de Guatemala, dentro de su modelo tarifario, se pagan las pérdidas que excedan las proyecciones. Honduras, El Salvador, Nicaragua y Panamá, logran tener mayores ingresos en caso de una disminución de las pérdidas y viceversa. El modelo de desarrollo de Costa Rica, tiene una estructura tarifaria, en la cual las empresas reportan a la autoridad reguladora correspondiente sus niveles de pérdidas reales, de manera que la tarifa se ajusta a un monto real y por lo tanto las ganancias por un cambio en las pérdidas, se trasladan al usuario final en su tarifa eléctrica.

Aunque las pérdidas eléctricas son parte de la estructura tarifaria de cada país, el porcentaje de influencia de éstas no es suficiente para mostrar una tendencia de cambio en el precio del kWh final.

Dentro de las legislaciones y las políticas públicas investigadas, no se encontraron fuertes evidencias para una disminución de las pérdidas eléctricas. Esto se refleja en los altos niveles presentes en Honduras y Nicaragua. La falta de contenido dentro de las leyes, hace que no se afronte la problemática de manera directa.

Para evitar las pérdidas eléctricas se requiere realizar tres acciones generales: la asignación de manera oportuna de los recursos financieros y físicos; la incorporación gradual de tecnologías avanzadas para la administración de la demanda como redes y medidores inteligentes; por último la modificación los marcos legales. El robo o hurto es el principal problema a corregir.

Un cambio en el modelo financiero, que sea de un uno por ciento, representa para Costa Rica 14,8 millones de USD, siendo el país con mayor sensibilidad a los cambios en las pérdidas eléctricas; mientras en el otro extremo, Nicaragua por cada punto porcentual de variación representa 7,2 millones de USD. Lo anterior debido al costo del kWh, a la cantidad de pérdidas y al consumo energético.

Los factores básicos que deben de estar presentes para realizar un Observatorio de Pérdidas Eléctricas en FUNSEAM son: la tarifa del kWh, la cantidad de energía vendida y el porcentaje de pérdida. Aparte de estos tres elementos básicos, se considera importante caracterizar el mercado eléctrico de cada país con datos de población, área, densidad de energía por persona, histórico porcentaje de pérdida, histórico comportamiento del precio del kWh, histórico de ventas de energía, histórico cantidad de energía perdida, modelo de comportamiento de ahorro de pérdidas (ecuaciones matemáticas).

5. Recomendaciones

Para que la obtención de la información y datos sea más eficiente y consistente debe realizarse en asociación con las organizaciones de distribución eléctrica, que tienen acceso a bases de datos actualizadas; así como la utilización de software especializado del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ó también, el software Enerfuture de la empresa Enerdata, de manera que la adquisición de datos sea más eficiente y consistente.

Continuar con la investigación en el área de pérdidas eléctricas, para su profundización, a partir de esta primera etapa donde se diseñó un modelo financiero lineal para cada país y año específico. En la segunda etapa, se propone desarrollar modelos detallados por cada sector tarifario según sea residencial, comercial o industrial. La tercera etapa de desarrollo sirve para la implementación de modelos para cada empresa de distribución centroamericana, incluyendo las estructuras tarifarias y pronósticos a largo plazo. Todo de la mano con las políticas de mitigación del cambio climático que incluyen la generación con energías renovables y aumento de la eficiencia en todas las etapas.

Estudiar las opciones tecnológicas avanzadas adecuadas para el desarrollo del transporte y la distribución de la energía en Centroamérica, teniendo en cuenta las *smart grids* y su entorno en el escenario de las *smart cities*.

6. Bibliografía

- [1] R. de Gracia Navarro, «La eficiencia en las redes: niveles de pérdidas y reducción de fraude energético».
- [2] R. Ramirez-Pisco, Regulación de la Actividad de la Distribución de Energía Eléctrica, Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya, 2010.
- [3] World Energy Council, 2014 World Energy Issues Monitor, 2014.
- [4] UN-SICA, Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, 2007.
- [5] Banco Mundial, «Datos del Banco Mundial,» 30 Julio 2014. [En línea]. Available: <http://datos.bancomundial.org/>. [Último acceso: 12 Agosto 2014].
- [6] CEPAL, Centroamérica: Estadísticas de Producción del Subsector Eléctrico, 2012.
- [7] Worldwatch Institute, La Ruta hacia el Futuro para la Energía Renovable en Centroamérica, 2013.
- [8] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Tarifas de Electricidad para Clientes Regulados, 2013.
- [9] «Precio Petroleo,» 14 Julio 2014. [En línea]. Available: <http://www.preciopetroleo.net/cotizacion-petroleo.html>. [Último acceso: 14 Julio 2014].
- [10] P. Antmann, Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector, World Bank Group, 2009.
- [11] Comisión de Integración Regional, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe., 2012.
- [12] Grupo de Trabajo de Planificación Regional (GTPIR), Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Periodo 2012-2027, 2012.
- [13] J. Stella, R. Regalini y C. Maragano, Indicadores para un programa integral de reducción de pérdidas (PIRP), Universidad Tecnológica Nacional.
- [14] Proyecto Mesoamerica, «Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamerica,» 07 Enero 2014. [En línea]. Available: <http://www.proyectomesoamerica.org>. [Último acceso: 25 Junio 2014].
- [15] Proyecto de Integración y Desarrollo Mesoamérica, «Portal Oficial del Proyecto Mesoamérica,» 7 Enero 2014. [En línea]. Available:

http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=173&Itemid=102. [Último acceso: 30 Julio 2014].

- [16] Ministerio de Energía y Minas. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, «Ley General de Electricidad,» 2007. [En línea]. Available: <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>. [Último acceso: 2014 Marzo 17].
- [17] Ministerio de Energía y Minas. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. División de Proyectos Estratégicos, Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022.
- [18] Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Marco Legal del Sub Sector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos, Guatemala, 2013.
- [19] López Portillo, Ana Gabriela <aglopez@cnee.gob.gt>. Jefe Departamento de Estudios Tarifarios, Gerencia de Tarifas. Comisión Nacional de Energía, «Marco Tarifario Eléctrico,» Guatemala, 29 de Mayo 2014.
- [20] Ministerio de Energía y Minas. Guatemala, «Robo de energía rebasa los Q250 millones al año,» 06 Marzo 2014. [En línea]. Available: <http://www.mem.gob.gt/2014/03/06/robo-de-energia-rebasa-los-q250-millones-al-ano/>. [Último acceso: 03 Julio 2014].
- [21] ElHeraldo.hn, «America Economía,» 09 Diciembre 2011. [En línea]. Available: <http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/sistema-electrico-de-honduras-es-el-peor-evaluado-de-centroamerica>. [Último acceso: 2014 Marzo 17].
- [22] ARECA, Análisis comparativo del marco regulatorio, incentivos y sistema tarifario de precios existentes, para la compra/generación de electricidad de plantas de energía renovable en Centroamérica y Panamá..
- [23] Honduprensa, 20 Marzo 2014. [En línea]. Available: <https://honduprensa.wordpress.com/tag/ley-general-de-la-industria-electrica/>. [Último acceso: 24 Marzo 2014].
- [24] K. Vasquez, «El Heraldo,» 21 Enero 2014. [En línea]. Available: <http://www.elheraldo.hn/csp/mediapool/sites/ElHeraldo/Economia/story.csp?cid=611117&sid=294&fid=216>. [Último acceso: 09 Julio 2014].
- [25] Empresa Nacional de Energía Eléctrica Honduras, «ENEE,» 3 Marzo 2014. [En línea]. Available: <http://www.enee.hn/index.php/noticias/92-salud-feria-2/402-enee-inicia-programa-permanente-de-control-de-perdidas-y-reduccion-de-la-mora-a-nivel-nacional>. [Último acceso: 28 Mayo 2014].
- [26] Empresa Nacional de Energía Eléctrica Honduras, «ENEE,» 7 Mayo 2014. [En línea]. Available: <http://www.enee.hn/index.php/noticias/92-salud-feria-2/431-la-enee->

continua-con-el-programa-de-control-de-perdidas-y-reduccion-de-la-mora-a-nivel-nacional. [Último acceso: 28 Mayo 2014].

- [27] Ley General de Electricidad, El Salvador, 1996.
- [28] Consejo Nacional de Energía. El Salvador, «Aspectos Generales,» [En línea]. Available: http://www.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=frontpage&Itemid=1. [Último acceso: 01 Julio 2014].
- [29] Ley General de Electricidad, El Salvador.
- [30] P. Benoit y J. M. Cayo, Desafíos y Oportunidades del Sector Energético en Centroamérica, División, 2010.
- [31] *Ley de reformas y adiciones a la Ley No. 272 "Ley de la Industria Eléctrica", a la ley 554, "Ley de Estabilidad Energética", de reformas a la ley No. 661, "Ley para la distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica"*, 19 de Junio, 2013.
- [32] Instituto Costarricense de Electricidad, Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional, del año 2013, Costa Rica, 2013.
- [33] CIER, «Regulación Sector Eléctrico,» 2013. [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/>. [Último acceso: 2 Abril 2014].
- [34] Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones., VI Plan Nacional de Energía 2012-2030, Costa Rica, 2011.
- [35] Instituto Costarricense de Electricidad, Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, Costa Rica, 2012.
- [36] Varios Señores Diputados, Proyecto de Ley: Ley General de Electricidad. Expediente No. 17.811, Costa Rica.
- [37] J. Coello Guevara y V. Morales Tremola, Estudio Mapeo de Energía y Clima en América Latina, Friedrich Ebert Stiftung, 2010.
- [38] Ley No. 6. Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, Panamá, 1997.
- [39] «Contrato No. 69-13 para la Concesión para la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica. Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.,» Panamá, 2013.
- [40] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Reglamento de Distribución y Comercialización., Panamá, 2010.

- [41] Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. ETESA, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013-2027, Panamá, 2013.
- [42] Trading Economics, [En línea]. Available: <http://www.tradingeconomics.com/united-states/inflation-cpi>. [Último acceso: 30 Abril 2014].
- [43] World Bank, «Electric power transmission and distribution losses (% of output),» 2014. [En línea]. Available: <http://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS/countries?display=map>. [Último acceso: 10 Julio 2014].
- [44] Energy Sector Management Assistance Program, América Central: Estudio programático regional para el sector energético - Módulo de aspectos generales y opciones, 2010.
- [45] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Boletín de Estadísticas Eléctricas N°14, El Salvador, 2012.
- [46] OLADE-ACDI-Universidad de Calgary, Competencia en Mercados Energéticos: Una Evaluación de la Reestructuración de los Mercados Energéticos en América Latina y el Caribe, 2004.
- [47] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Demanda, Panamá, 2013.
- [48] Corporación Andina de Fomento, Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe, CAF, Ed., 2013.
- [49] International Energy Agency, Key World Energy Statistic, 2013.
- [50] Emerging Energy Research, Latin America Wind Power Markets and Strategies: 2010-2025, 2010.
- [51] Organización Latinoamericana de Energía, Panomara General del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe, Ecuador, 2012.
- [52] Consejo Nacional de Energía -CNE-, Política Energética Nacional.
- [53] Poder Ejecutivo de Costa Rica, Proyecto de Ley: Ley General de Electricidad. Expediente No. 17.666, Costa Rica.
- [54] «RIE-012-2014 del 18 de marzo de 2014,» Costa Rica.
- [55] «Sustainable Energy For All,» [En línea]. Available: <http://www.se4all.org/>. [Último acceso: 11 Marzo 2014].
- [56] U. Al-mulali, H. Gholipour Fereidouni y J. Y.M. Lee, «Electricity consumption from renewable and non-renewable sources,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.

30, nº 290-298, 2014.

- [57] N. Apergis y J. E. Payne, «The renewable energy consumption–growth nexus in Central America,» *Applied Energy*, vol. 88, pp. 343-347, 2011.
- [58] D. Chattopadhyay, «Modelling renewable energy impact on the electricity market in India,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, pp. 9-22, 2014.
- [59] A. Ciarreta, M. P. Espinoza y C. Pizarro-Irizar, «Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market,» *Energy Policy*, 2014.
- [60] I. Diaz-Rainey y D. Tzavara, «Financing the decarbonized energy system through green electricity tariffs: A diffusion model of an induced consumer environmental market,» *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 79, nº 9, pp. 1693-1704, 2012.
- [61] P. Gacés, *Energía Sostenible - Perspectiva Regional: Centroamérica - América Latina y El Caribe*, San José, 2013.
- [62] C. Guzowski y M. Recalde, «Latin American electricity markets and renewable energy sources: The Argentinean and Chilean cases,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, nº 11, pp. 5813-5817, 2010.
- [63] D. Jacobs, N. Marzolf, J. R. Paredes, W. Rickerson y H. e. a. Flynn, «Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed-in tariff case,» *Energy Policy*, vol. 60, pp. 601-610, 2013.
- [64] R. Marín González, «Universidad de Costa Rica,» 20 Mayo 2014. [En línea]. Available: <http://www.ucr.ac.cr/noticias/2014/05/20/recomiendan-revision-de-modelo-tarifario-electrico.html>. [Último acceso: 01 Julio 2014].
- [65] B. Moreno, A. J. López y M. T. García-Álvarez,, «The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms,» *Energy*, pp. 307-313, 2012.
- [66] D. Möst y W. Fichtner, «Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading,» *Energy Policy*, vol. 38, pp. 2898-2910, 2010.
- [67] H. Nagayama, «Impacts on investments, and transmission/distribution loss through power sector reforms,» *Energy Policy*, nº 38, pp. 3453-3467, 2010.
- [68] T. Qi, X. Zhang y V. J. Karplus, «The energy and CO2 emissions impact of renewable energy development in China,» *Energy Policy*, nº 68, pp. 60-69, 2014.
- [69] M. M. Zuluaga y I. Dyrner, «Incentives for renewable energy in reformed Latin-American electricity markets: the Colombian case,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 15, nº 2, pp. 153-162, 2007.

III ANEXO 1

ESTADO DEL ARTE

A continuación se describen los conceptos e información más relevante para el desarrollo de este estudio.

1. Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas se refieren a las líneas de transmisión y distribución, en las cuales existen dos componentes: técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas ocurren de manera natural, por disipación eléctrica en los componentes de los sistemas como las mediciones y transformadores, así como los conductores, cables, interruptores y demás equipos. Estas pérdidas se manifiestan en forma de calor y pueden cuantificarse por medio de la siguiente ecuación:

$$Pérdidas = I^2 * R \quad \text{XVI}$$

Donde I es la intensidad de corriente y R es la resistencia eléctrica.

Dentro de los parámetros a tomar en cuenta para lograr un diseño conveniente de una línea eléctrica están: la selección adecuada del nivel de tensión; selección del conductor; longitud de línea; transformadores y factor de potencia [1].

Las pérdidas no técnicas son causadas por factores externos, como el robo eléctrico, cuentas no pagadas, errores de lectura, y se clasifican como pérdidas comerciales y administrativas [10].

Cuantificar las pérdidas en los sistemas de transmisión es relativamente fácil debido a la utilización de medidores en las subestaciones, sin embargo en cuanto a las líneas de distribución, no es económicamente factible colocar medidores en todos los puntos del sistema, es por esto que se utilizan métodos de diferencia de valores entre los entregado en las subestaciones y la energía vendida.

En los países latinoamericanos, a inicios de la década de 1990, el escenario eléctrico era caracterizado por tener empresas con un desempeño pobre y empresas nacionalizadas, tarifas subsidiadas, tanto para los clientes industriales como los residenciales. Entre los años 1985 y 2000 Latinoamérica fue la región con mayor desarrollo en relación al sector energético. En 1982, Chile se convirtió en el primer país en introducir reformas institucionales y regulatorias,

promocionando la eficiencia y sostenibilidad. Estas reformas fueron aplicadas a las empresas estatales, que luego fueron privatizadas.

Después de Chile, países como Argentina, Bolivia y Perú siguieron con reformas institucionales en el sector. A mediados de la década de 1990, Colombia y Brasil, y al finalizar la década, América Central y el Caribe (República Dominicana, El Salvador, Panamá, Guatemala y Nicaragua) lograron realizar el cambio en sus políticas.

Países como Costa Rica, Honduras, México, Paraguay, Uruguay y Venezuela no realizaron las reformas que otros países sí lograron hacer.

Entre 1996 y 1998, El Salvador, Guatemala, Panamá y Honduras aprobaron leyes para la creación de un nuevo marco regulatorio para sus propios países que abre el acceso a la transmisión eléctrica, competencia de mercados de generación y privatización de la distribución.

El principal motivo de las pérdidas técnicas de electricidad en Nicaragua y Honduras es la falta de inversión en el mantenimiento de las redes existentes de transmisión y distribución. Una ventaja de la generación local y distribuida de energía, es que los países disminuyen las pérdidas de transmisión y distribución al reducir la distancia entre la fuente de generación y el usuario final de la electricidad.

Las “mini-redes” de las cooperativas de energía tienen bajos niveles de pérdidas, porque los usuarios están directamente involucrados en la administración de la red y por tanto tienen interés en que esta funcione de manera eficiente. Mientras tanto, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica a pequeña escala para fines residenciales, comerciales o industriales, virtualmente no tienen pérdidas, porque estos sistemas pasan por alto la necesidad de distribuir la electricidad.

Para ayudar a reducir las pérdidas de las instalaciones a gran escala de generación renovable que se vinculan con la red de electricidad, idealmente deben estar cerca de redes fácilmente accesibles de transmisión y distribución. [7]

Dentro de los criterios para reducir las pérdidas técnicas están [1]:

- Determinar los rangos probables de demanda y patrones de comportamiento de la carga, en las diferentes secciones del sistema.
- Determinar los costos de la infraestructura del sistema en general, y los costos de operación y mantenimiento, tomando en consideración las diferentes clases de conductores.
- Seleccionar un patrón de comportamiento de la carga para diferentes condiciones de evaluación de las pérdidas del sistema.

- Calcular el valor presente de todos los costos (instalación, operación, mantenimiento y pérdidas), para las diferentes alternativas, y seleccionar la alternativa más económica que cumpla con los requerimientos a largo plazo.

También para las pérdidas no técnicas se recomiendan las siguientes acciones para controlar y reducir el fraude eléctrico [1]:

- Capacitación del personal.
- Inspectores o investigadores de fraude.
- Acción legal.
- Procedimientos administrativos.

Las pérdidas de este tipo se agravan en lugares con condiciones de pobreza extrema y en lugares sin ordenamiento urbanístico.

La importancia para las empresas de distribución de disminuir las pérdidas eléctricas son las siguientes [1]:

- Se difieren las futuras inversiones.
- Se reducen los costos fijos.
- Menores costos operativos.
- Se incrementan las ventas de energía, y por lo tanto mejoran las finanzas.
- Se mejoran los niveles de tensión.

2. Acceso a la electricidad

El acceso al servicio eléctrico de manera interconectada tiene niveles muy variados, reflejando la diferencia en el sistema de electrificación centroamericano. Costa Rica está a la cabeza en electrificación, y de último en la lista se encuentra Nicaragua. La lista se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Acceso a la electricidad en Centroamérica, año 2012. Fuente: [7]

	Población sin electricidad (millones)	Tasa global de electrificación (%)	Tasa de electrificación urbana (%)	Tasa de electrificación rural (%)
Guatemala	3,0	80	91	70
El Salvador	0,5	92	97	82
Honduras	1,5	80	99	60
Nicaragua	1,6	72	95	41
Costa Rica	0,0	99	100	98
Panamá	0,4	88	94	71
Centroamérica	7,1	85	96	70

A nivel de electrificación global, Costa Rica posee el 99 %, siendo un 100 % en las zonas urbanas y un 98 % de penetración en las zonas rurales.

Nicaragua, en el otro extremo, el nivel urbano tiene una alta tasa, llegando al 95 %, sin embargo a nivel rural solo cubre el 41 %, lo cual afecta el rendimiento global del país.

A nivel general, en Centroamérica existen más de siete millones de personas que no tienen acceso a la electricidad, estas personas por lo general se ubican en zonas de difícil acceso o pequeñas poblaciones alejadas de los centros de transmisión o distribución. Por este motivo es que se considera también el crecimiento de la red eléctrica, ya que los sistemas interconectados cada día tienen mayor penetración en el mercado y por lo tanto su crecimiento es inherente.

3. Registro de precios

A nivel centroamericano, las tasas de generación energética, tanto privada como pública, han aumentado de la mano con el desarrollo de la región. A continuación, en la Tabla 7 se muestran los datos de la capacidad instalada, así como la demanda máxima, la cual representa en parte la seguridad energética instalada de la zona. También se muestran los porcentajes de pérdidas globales para cada año transcurrido.

Tabla 7. Centroamérica: Oferta-demanda de potencia y suministro de energía eléctrica. Fuente: [6]

Año	Capacidad instalada	Demanda máxima	Generación neta		Exportación	Importación	Disponible	Auto producción	Energía no servida	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
			Pública	Privada								
	MW	MW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	%
1990	4 129,3	2 614,9	14 175,2	83,9	421,5	399,5	14 237,2	0,0	92,8	11 813,4	17,0	62,2
2000	7 258,3	4 772,4	13 370,6	13 584,8	1 478,6	1 467,3	26 652,0	292,1	16,2	22 599,1	15,2	63,8
2005	9 134,0	5 951,8	13 739,6	20 764,4	560,5	562,3	34 099,8	406,0	10,9	28 404,4	16,7	65,4
2006	9 368,9	6 285,1	14 790,3	21 589,9	217,6	218,5	36 080,5	300,6	90,0	30 202,9	16,3	65,5
2007	9 673,1	6 507,4	15 116,8	23 112,2	291,9	293,1	37 817,6	412,6	155,5	31 971,1	15,5	66,3
2008	10 245,5	6 655,4	16 130,4	23 014,7	304,3	295,8	38 813,8	322,8	6,3	32 885,4	15,3	66,6
2009	10,711,0	6 757,4	14 835,0	24 709,7	383,7	394,5	39 205,6	350,0	20,9	33 324,8	15,0	66,2
2010	11.205,3	6 957,8	16 334,0	24 334,1	360,4	701,8	40 646,8	362,8	20,6	34 579,7	14,9	66,7
2011	11,920,6	7,094,8	16,790,0	25.502,0	387,7	872,6	42.407,3	369,5	17,3	35,640,1	16,0	68,2
2012	12,447,7	7,379,3	16.288,1	27.993,5	359,7	536,3	44.294,5	463,0	4,5	36.996,1	16,5	68,5

De los datos anteriores, se evidencia como a partir del año 2000, la generación a nivel privada sobrepasa la generación del sector público, esto impulsado por las nuevas políticas de aperturas de mercados para incentivar la economía mencionadas anteriormente.

En la siguiente gráfica se muestra la energía total pérdida, alcanzando para el año 2012 valores de 7 306 GWh (16,5 %).

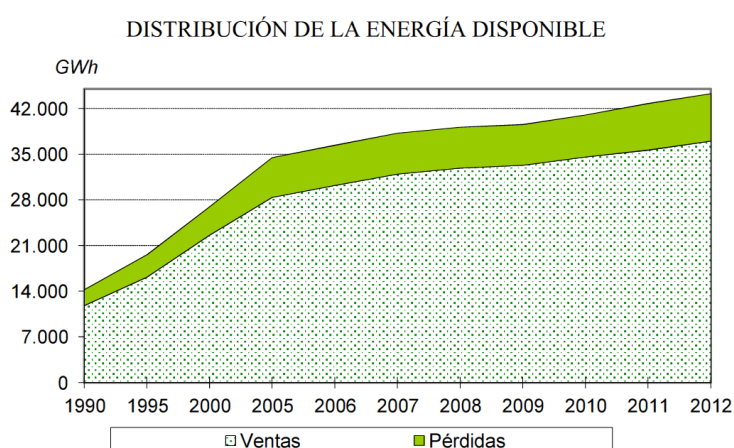


Figura 21. Distribución de la energía disponible. Fuente: [6]

A nivel energético, se muestra el siguiente balance resumen con los indicadores de generación, importación, generación tanto privada, exportación y ventas realizadas desde el año 1990.

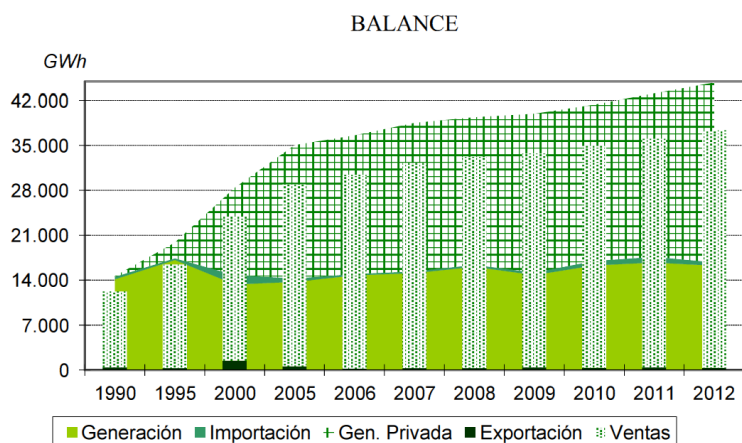


Figura 22. Balance energético para Centroamérica. Fuente: [6]

La generación privada continua creciendo, mientras la generación pública se mantiene estable, esto genera un ambiente de inversión adecuado, refleja la aportación de capital privado, lo que obliga a que los niveles de eficiencia en todo el proceso energético sean rentables.

Otra de las formas de caracterización de los mercados es por la distancia de sus redes, como se muestra a continuación.

Tabla 8. Longitud de líneas de alta tensión y potencia de transformadores. Año 2012. Fuente: [11]

	Tensión	Tensión
	100 kV-150 kV	151 kV-245 kV
Guatemala	297	766
El Salvador	1 072	299
Nicaragua	1 067	781
Costa Rica	659	1 483
Panamá	2 390	2 083

Nota: No se cuenta con información de Honduras.

Panamá debido a su gran extensión de terreno y forma geográfica es el país que posee mayores distancias de las redes de transporte, ya que las muchas de las plantas generadoras se encuentran la zona de Chiriquí (noroeste del país) y el gran centro de consumo es Ciudad de Panamá.

Los precios de electricidad históricos en Centroamérica, han tenido una tendencia al alza durante la mayor del tiempo estudiado, entre el año 2000 y 2012. Costa Rica es el país que presentó la menor tarifa eléctrica, sea tanto para clientes a nivel residencial, comercial o

industrial. Otros países como Panamá o Nicaragua, han mantenido un alto costo en la tarifa eléctrica. A continuación se muestran tres gráficas con la evolución de precios, tanto a nivel residencial, comercial como industrial.

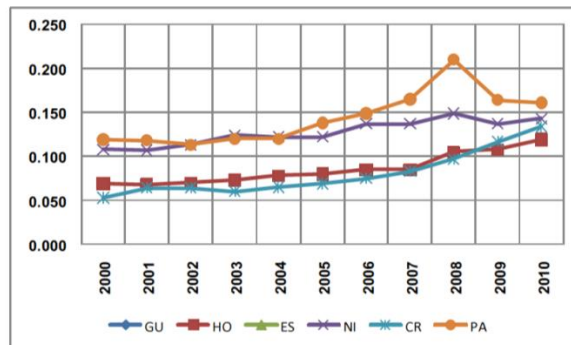


Figura 23. Precio de electricidad residencial (USD/kWh). Fuente: [12]

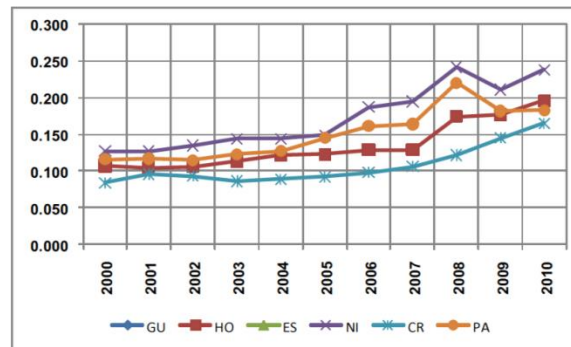


Figura 24. Precio de electricidad comercial (USD/kWh). Fuente: [12]

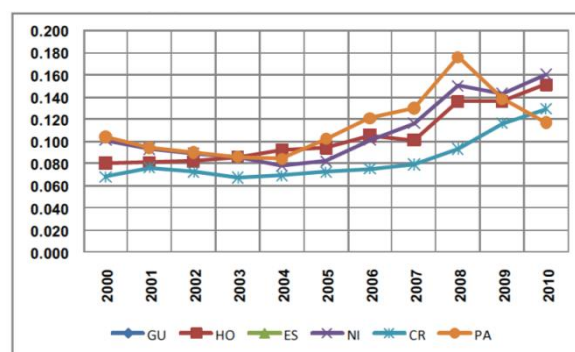


Figura 25. Precio de electricidad industrial (USD/kWh). Fuente: [12]

Se muestra también como Panamá ha bajado sus precios al sector industrial lo cual ha impactado en el desarrollo económico, tomando la delantera en la región y aprovechando la captación de capital extranjero invertido en el país.

4. Indicadores de suministro

De acuerdo con J. Stella, R. Regalini y C. Maragano [13], los indicadores para las pérdidas eléctricas, como ya se mencionó, se clasifican en técnicas y no técnicas, estos últimos consideran los hurtos, precios de compra y venta energética. A continuación se muestran los indicadores de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Tabla 9. Indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas (contratación y medición). Fuente: [13]

PÉRDIDAS TOTALES			
Abreviatura	Nombre	Ecuación	Unidad
<i>PT</i>	Pérdidas Totales	$PT = \left(\frac{E_o - E_f}{E_o} \right) * 100\%$ <i>E_o</i> es la Energía Operada <i>E_f</i> es la Energía Facturada	%
<i>PTE</i>	Pérdidas Totales	$PTE = E_o - E_f$	GWh
<i>PTPC</i>	Pérdidas Totales valorizadas a precio de compra	$PTPC = PTE * PC$ <i>PC</i> es el Precio de Compra	USD
<i>PTPV</i>	Pérdidas Totales valorizadas a precio de venta	$PTPV = PTE * PV$ <i>PV</i> es el Precio de Venta	USD
PÉRDIDAS TÉCNICAS			
<i>PTTS</i>	Pérdidas Técnicas Totales y en cada sistema de tensión	$PTTS = PTSAT + PTSMT + PTSBT$ $PTSAT = \frac{E_oAT}{E_o} * 100\%$ $PTSMT = \frac{E_oMT}{E_oAT} * 100\%$ $PTSBT = \frac{E_oBT}{E_oMT} * 100\%$ <i>E_{oAT}</i> es la Energía Operada en Alta Tensión <i>E_{oMT}</i> es la Energía Operada en Media Tensión <i>E_{oBT}</i> es la Energía Operada en Baja Tensión	%

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS				
<i>PNT</i>	Pérdidas Técnicas	No	$PNT = \frac{PTE - PTTS}{E_o} * 100\%$	%
<i>PNTE</i>	Pérdidas Técnicas	No	$PNTE = PTE - PTTS$	GWh
<i>PNTPC</i>	Pérdidas Técnicas valorizadas a precio de compra	No	$PNTPC = PNTE * PC$	USD
<i>PNTPV</i>	Pérdidas Totales valorizadas a precio de venta		$PNTPV = PNTE * PV$	USD

En la Tabla 10 se identifican las formas de cuantificar las pérdidas eléctricas de manera simple, tanto a nivel energético, como monetario, así como los diferentes tipos de pérdidas.

Tabla 10. Factores de pérdidas. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Factores de pérdidas			
Pérdidas	Tipo	Característica	Proporción
	Técnicas	Pérdidas en líneas eléctricas	60%
		Transformadores	40%
	No Técnicas (Contratación o medición)	Hurto o fraude	Mayor grado
		Error de facturación	Menor grado
		Cuentas no pagadas	-

Por lo que el sector que debe de ser atendido con prioridad son las pérdidas no técnicas por hurto o fraude, por ser el campo donde hay más espacio para la mejora. En las pérdidas técnicas, se considera que el campo de mejora es pequeño debido a que los diseños y la construcción se realizan bajo estrictas normas de calidad y normativas internacionales.

5. Problemática de las pérdidas eléctricas

El cambio a la generación local y distribuida de energía renovable desempeña un importante papel en reducir las pérdidas de electricidad en Centroamérica. Esto incluye las pérdidas técnicas, que ocurren durante la transmisión y distribución desde las plantas centralizadas de energía a través de grandes distancias, así como pérdidas no técnicas tales como conexiones ilegales.

Los niveles de pérdidas de Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá pueden llegar a ser comparables con los países semi-industrializados; solo Nicaragua y Honduras poseen niveles de pérdidas que superan la expectativa de la zona. Las pérdidas eléctricas de cada uno de estos países son cifras alarmantes, ya que la eficiencia energética entre la generación y la venta es sumamente baja, lo que repercute en los costos y las tarifas. Estas ineficiencias se deben a la baja inversión en mantenimiento de las redes de transmisión y distribución [7], la falta de políticas públicas concretas que ayuden a mejorarla y la falta de control en el consumo eléctrico.

Como apoyo al mejoramiento del nivel de pérdidas eléctricas, se plantea el uso de mini redes, las cuales tienen bajos niveles de pérdidas, ya que son los mismos dueños los que están involucrados en la administración. También la utilización de energías renovables, sea eólica o solar fotovoltaica, para fines residenciales, comerciales o industriales para autoconsumo.

Para las plantas energéticas de mayor tamaño, es recomendable que estén ubicadas en lugares cercanos a los centros de transmisión, para así disminuir pérdidas técnicas.

A nivel centroamericano, existen varios proyectos para impulsar la electrificación a nivel rural, que es el gran deficiente en la zona, como se mostró anteriormente. Caso de ejemplo es Guatemala, donde el Ministerio de Energía y Minas ha colaborado con el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) por más de 10 años, administrando el Plan de Electrificación Rural (PER), que requiere que los distribuidores de electricidad, desarrollen extensiones de red para electrificación rural en sus respectivas jurisdicciones [7]. La energía renovable distribuida ofrece una ruta de desarrollo de base local, que permite a las personas y a las comunidades participar estrechamente y controlar su propio suministro de energía.

Para el logro de los planes de expansión de las redes eléctricas, se toma como base la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), la cual es una interconexión de transmisión regional en Centroamérica, desde Guatemala hasta Panamá, con un voltaje de 230 kV. La capacidad de intercambio es de 300 MW, con una longitud de 1 788 km.



Figura 26. Diagrama de línea SIEPAC. Fuente: [11]

Esta línea de transmisión, permite a los países centroamericanos interconectarse entre sí, de manera que aumente la seguridad energética de la zona, lo que impulsa directamente la inversión de capital así como da posibilidades de crecimiento limitadas.

También existe la línea de conexión de Centroamérica con México, construida bajo el Proyecto Mesoamérica, con una capacidad actual de transmisión de 150 MW, y posibilidades de ampliarse hasta 200 MW, identificada en la Figura 26 con el número 2. Esta línea forma parte de la conexión continental, aprovechando así la línea del SIEPAC [14], sin embargo la conexión de todo el sistema todavía no ha sido realizado. Otra línea en proceso de diseño y construcción es la correspondiente a Panamá con Colombia, identificada con el número 3, la cual tiene una distancia de 600 km y potencia de transmisión de 400 MW [15], la cual vendría a interconectar todo el continente americano.

6. Entes involucrados

Las organizaciones comercializadoras más importantes a nivel centroamericano se detallan en la Tabla 11, donde están clasificadas por país.

Tabla 11. Principales empresas de distribución de Centroamérica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Empresa		País
Instituto Nacional de Electrificación	(INDE)	Guatemala
Empresa Nacional de Energía Eléctrica	(ENEE)	Honduras
Comisión Ejecutiva del Río Lempa	(CEL)	El Salvador
Empresa Transmisora de El Salvador	(ETESAL, S.A.)	El Salvador
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica	(ENATREL)	Nicaragua
Instituto Costarricense de Electricidad	(ICE)	Costa Rica
Empresa de Transmisión Eléctrica	(ETESA, S.A.)	Panamá

Estas organizaciones, en conjunto con otras de menor tamaño, tienen influencia en la detección, prevención y corrección de pérdidas eléctricas, ya que impactan directamente en las arcas de las compañías.

Otro actor aparte de las organizaciones de distribución que juegan un papel importante dentro de aumento de la eficiencia energética, son los entes reguladores nacionales, los cuales establecen los modelos tarifarios que pueden beneficiar tanto a la ciudadanía como a las mismas distribuidoras, esto depende del modelo de desarrollo social que tenga cada país centroamericano.

Una descripción más amplia por país se presenta a continuación:

- Guatemala
- ✓ Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)
- ✓ Dirección General de Energía (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- ✓ Administrador del Mercado Mayorista (AMM)
- ✓ Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

- Honduras
 - ✓ Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

- El Salvador
 - ✓ Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)
 - ✓ Consejo Nacional de Energía (CNE)
 - ✓ Unidad de Transacciones (UT)
 - ✓ Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)

- Nicaragua
 - ✓ Instituto Nicaragüense de Energía (INE)
 - ✓ Ministerio de Energía y Minas (MEM)
 - ✓ Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).

- Costa Rica
 - ✓ Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)
 - ✓ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)
 - ✓ Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)

- Panamá
 - ✓ Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
 - ✓ Secretaría de Energía y Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA)

Los institutos, ministerios y empresas mencionadas, podrán utilizar el modelo financiero diseñado en este estudio para la toma de decisiones, el cual tiene una base de análisis científico respaldado por datos actualizados y tomados de fuentes de información fiables. (ver también Anexo Ministerios, instituciones y empresas involucradas en el sector)

IV ANEXO 2

ANÁLISIS CENTROAMERICANO

A continuación se desarrolla el modelo para cada uno de los países centroamericanos.

1. Guatemala

1.1. Características del mercado

Las características de los mercados energéticos más relevantes para este estudio son: la potencia instalada, la potencia máxima demandada, el consumo y la densidad energética por habitante. La Tabla 12 muestra estos datos.

Tabla 12. Características del mercado eléctrico. Guatemala. Año 2012. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Potencia instalada	2 790,1	MW
Demanda máxima	1 533	MW
Consumo energético	10 087,9	GWh
Población	15,08	millones de personas
Densidad de energía	668,96	kWh/habitante

1.2. Legislaciones relacionadas

Ley General de Electricidad Guatemalteca menciona lo siguiente [16]:

Artículo 72. El Valor Agregado de Distribución (VAD) deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas:

- Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía;
- Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía;
- Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

Dentro del documento: *Planes de Expansión. Sistema Eléctrico Guatemalteco. Una visión a largo plazo*, se contempla el factor de pérdidas de energía en las líneas, como eje importante a resolver. La implementación de dicho Plan representa una reducción de las pérdidas de transmisión, que asciende a un total de 1 235,3 GWh. Las pérdidas de energía fueron valorizadas al costo marginal de la demanda que resulta del *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008–2022*, las cuales tendrán un costo aproximado de 109,6 millones

de USD para el período 2008–2022. A partir del año 2015, la construcción del *Plan de Expansión del Sistema de Transporte*, representa un ahorro por concepto de pérdidas de transmisión de aproximadamente 10,9 millones anuales USD. [17]

En el Mercado Mayorista, el resultado neto del cargo por pérdidas lo pagan los Participantes Productores y Exportadores de manera mensual, repartiendo el cargo por pérdidas total a pagar por todos ellos, en una forma proporcional a la energía consumida.

De acuerdo al Capítulo IV, Artículo 88, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, El Administrador del Mercado Mayorista deberá adicionar al costo de la compra *“El cargo por pérdidas como participante consumidor, más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en que compra en el nodo de la central”* esto para definir los precios y costos a trasladarse a tarifas de distribución. [18]

El modelo tarifario Guatemalteco, reconoce pérdidas eléctricas tanto a nivel energético, como de potencia. Este reconocimiento a las organizaciones de distribución es ajustado a una realidad, ya que no solo se pierde energía, sino que la potencia disponible para el consumidor se ve afectada y en mayor caso, para los grandes consumidores industriales.

Este sistema también favorece a empresas, ya que determina por medio de tarifa un monto específico a pagar trimestralmente por concepto de pérdidas. En caso de que la empresa aumente el nivel de pérdidas esperado, el Estado le reconoce un monto mayor ajustándose a las pérdidas reales, mientras que si la empresa tiene un grado mayor de eficiencia durante la distribución, las ganancias son para ella, impulsando por medio de tarifa la eficiencia, sin embargo tampoco se castiga una mala eficiencia.

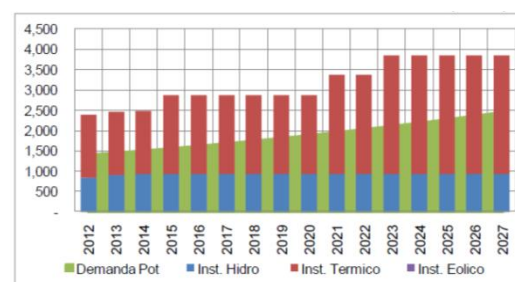
La tarifa eléctrica guatemalteca está compuesta de la siguiente manera:

- Costos de generación: son los costos relacionados al abastecimiento de los usuarios de la distribuidora, estos son las compras de potencia y energía que realiza la distribuidora. Los contratos de las distribuidoras cubren como mínimo dos años de abastecimiento.
- Costos de transporte: son los costos de las líneas y subestaciones de transmisión. Es de aclarar que aún cuando estos costos no se hayan pactado libremente, la autoridad reguladora establece el monto del peaje a pagar, compuesto por la anualidad de la inversión de las instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio de transporte, así como los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de esas instalaciones, los cuales serán como máximo el 3 % del costo total de la inversión de las instalaciones. Este valor que se revaloriza en un periodo de dos años.

- **Costos de distribución:** son los costos de las instalaciones óptimas y eficientes para la demanda de los usuarios de la distribuidora, además incluye los costos de operación (supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y operación de los bienes), costos de mantenimiento (supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes), costos administrativos (sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de inmuebles y otros relacionados con la administración). Estos costos serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cinco años y se considera el crecimiento previsto de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, longitudes de líneas y otros. Este valor se calcula cada cinco años.
- **Pérdidas:** son las pérdidas técnicas correspondientes a una red de distribución diseñada óptimamente, estas se dividen por nivel de tensión (baja y media tensión). De igual manera se reconoce un porcentaje de pérdidas no técnicas, en el nivel de baja tensión, correspondiente a una empresa eficiente [19].

1.3. Proyecciones energéticas

Las proyecciones de demanda de potencia eléctrica para Guatemala son correspondientes con la potencia instalada, para dar al país seguridad energética a nivel de potencia. Una base constante de energía hidroeléctrica en conjunto con plantas térmicas forman la mayoría de la generación.

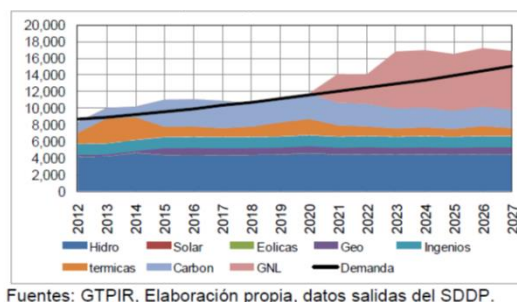


Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 27. Instalación anual (MW). Fuente: [12]

Esta potencia tiene una tendencia congruente con la demanda de energía, la cual se encuentra en el límite superior. Nuevamente, en la Figura 28 se presenta la amplia base de generación hidroeléctrica en conjunto con las térmicas, la producción energética considerable por parte

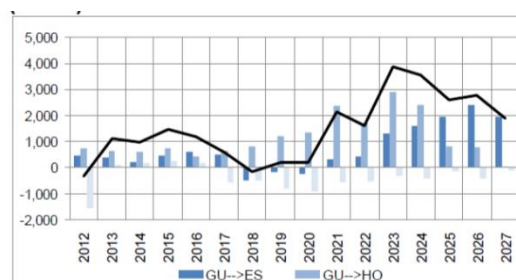
de los ingenios azucareros y la poca aportación de energía geotérmica. A partir del año 2020, se espera la introducción de la generación de gas natural licuado, y que coadyuvará en la liberación de la tensión sobre la demanda energética, creando un ambiente de seguridad energética.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 28. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12]

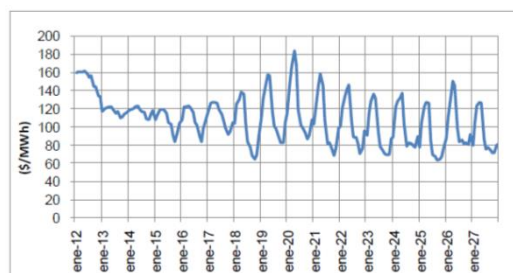
El comportamiento de los balances de intercambios energéticos son positivos en toda la proyección energética, sobre todo en las exportaciones hacia Honduras y en menor grado hacia El Salvador. En la Figura 29 no se consideran las transacciones realizadas con México por medio del proyecto Mesoamérica.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 29. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]

El comportamiento del precio del kWh es estable, con variabilidad dependiente de la estación climatológica, con una media de 110 USD/MWh, valor muy favorable para la competición eléctrica, como se muestra en la Figura 30.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 30. Costo marginal de demanda. Fuente: [12]

1.4. Análisis de datos

De acuerdo a los datos entregados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, en la Figura 31 se muestra el registro histórico del porcentaje de pérdidas desde el año 2009, el cual se caracteriza por un aumento en las pérdidas para el año 2013. Durante la mayor parte del tiempo (año 2009 a 2012) las pérdidas eléctricas se han mantenido en un nivel estable, entre el 13 % y el 14 %, los cuales son considerados porcentajes normales para países en vías de desarrollo. A partir del año 2013, aumenta en forma significativa el porcentaje de pérdidas del sistema hasta llegar al 17,45 % de pérdida.

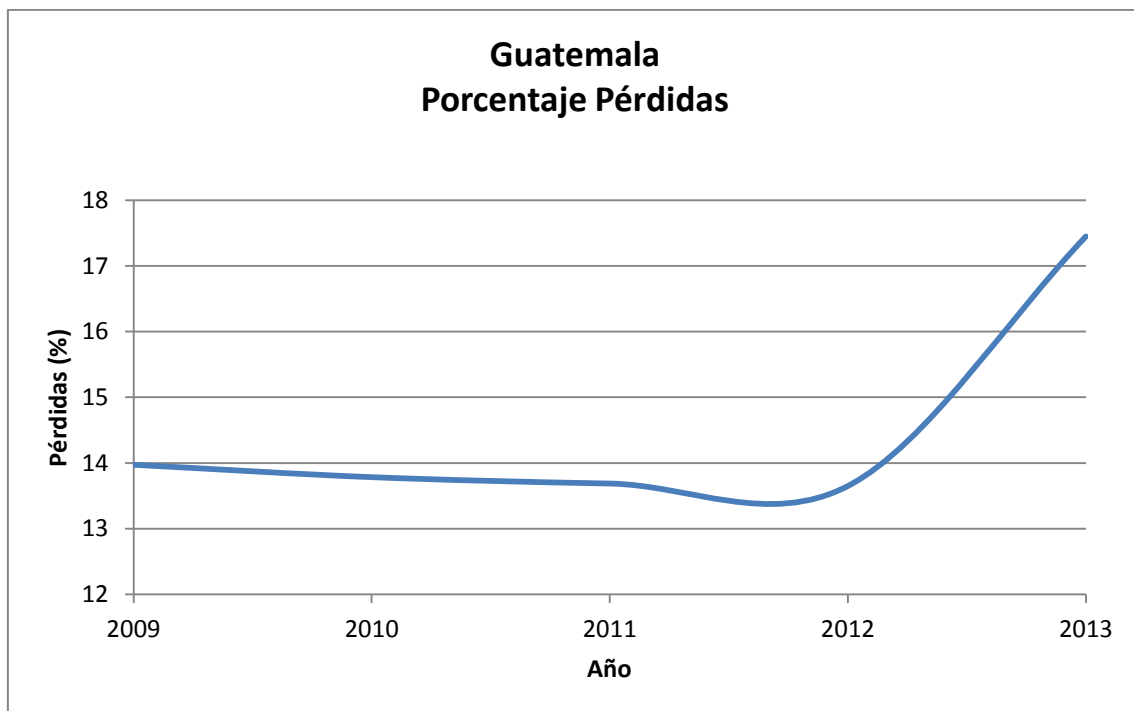


Figura 31. Porcentaje de pérdidas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la Figura 32, se presentan los datos referentes a la cantidad de energía perdida, los cuales tienen una tendencia similar al porcentaje de pérdida.

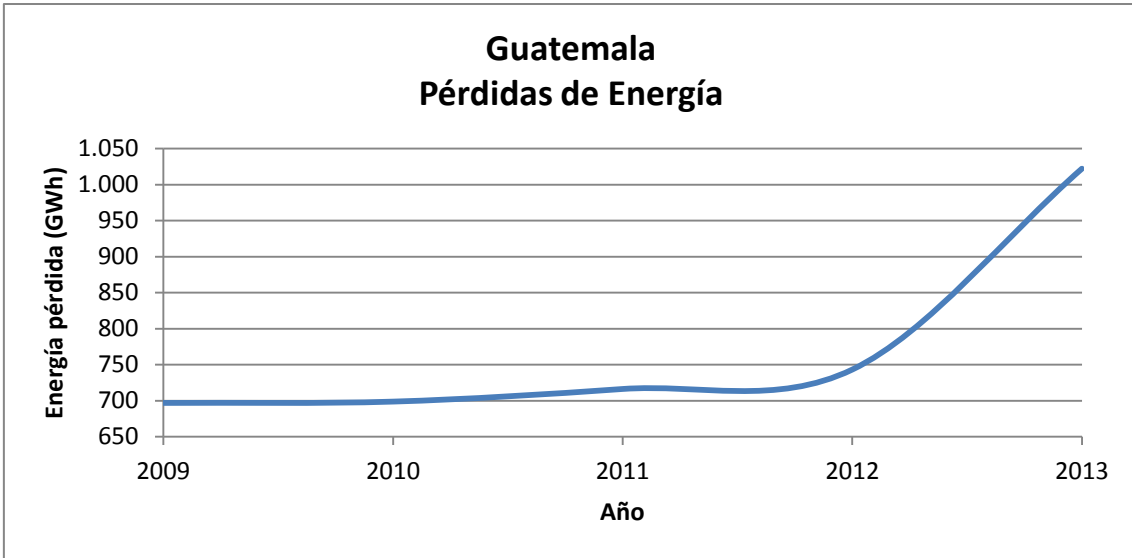


Figura 32. Pérdidas de energía. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La cantidad de energía representa el porcentaje de pérdidas anual, dado en la figura anterior. No se relaciona directamente con el porcentaje en la figura debido a que cada año el porcentaje significa diferente cantidad de energía, consecuencia de los consumos. Los valores de pérdidas son constantes, cercanos a 700 GWh durante el periodo 2009 a 2012, hasta aumentar a valores mayores de 1000 GWh para el año 2013. Los comportamientos de las curvas de porcentaje de pérdidas y energía por lo general serán muy similares pero no iguales.

En la Figura 33 se muestra el costo que representan las pérdidas.

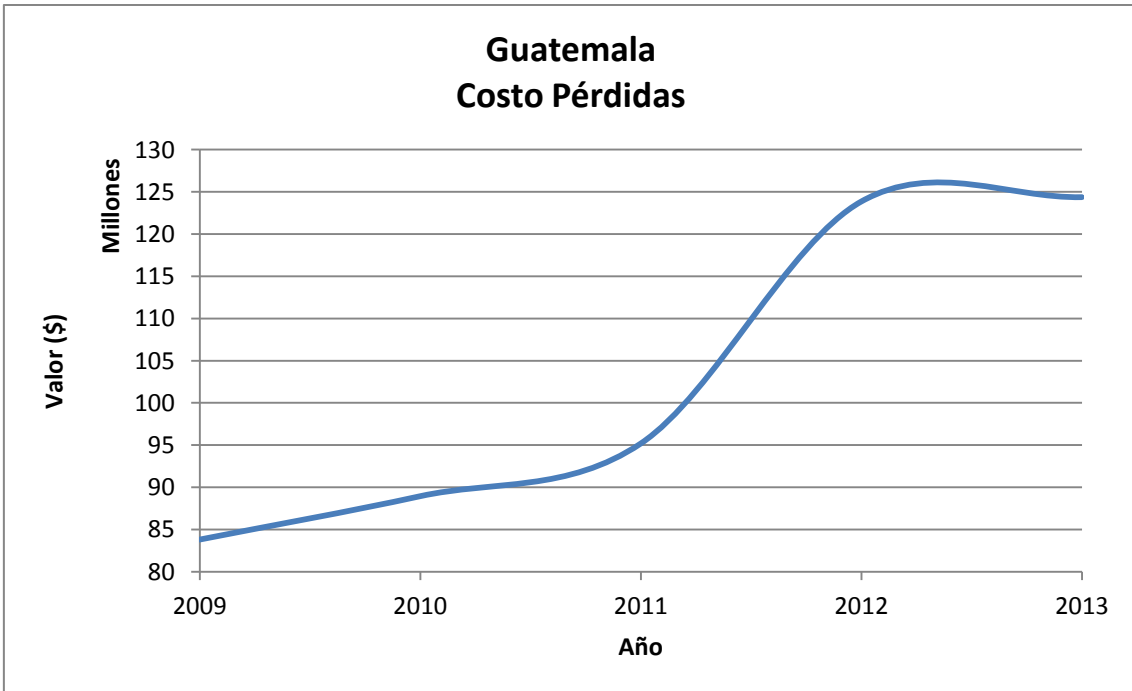


Figura 33. Costo de pérdidas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El costo financiero de las pérdidas debido a la ineficiencia de la distribución, tanto para pérdidas técnicas y no técnicas evidencia en la gráfica anterior. Este dato ha aumentado en los últimos años debido a múltiples factores, entre ellos el robo de electricidad (pérdida no técnica) que representa un monto cercano a los 32 millones de USD [20], así como se reportan pérdidas por energía no facturada por un valor de 82,5 millones de USD entre el año 2012 y 2013 [20].

En la Figura 34, se muestra de manera apilada la cantidad de ingresos totales anuales promedio para todo el país.

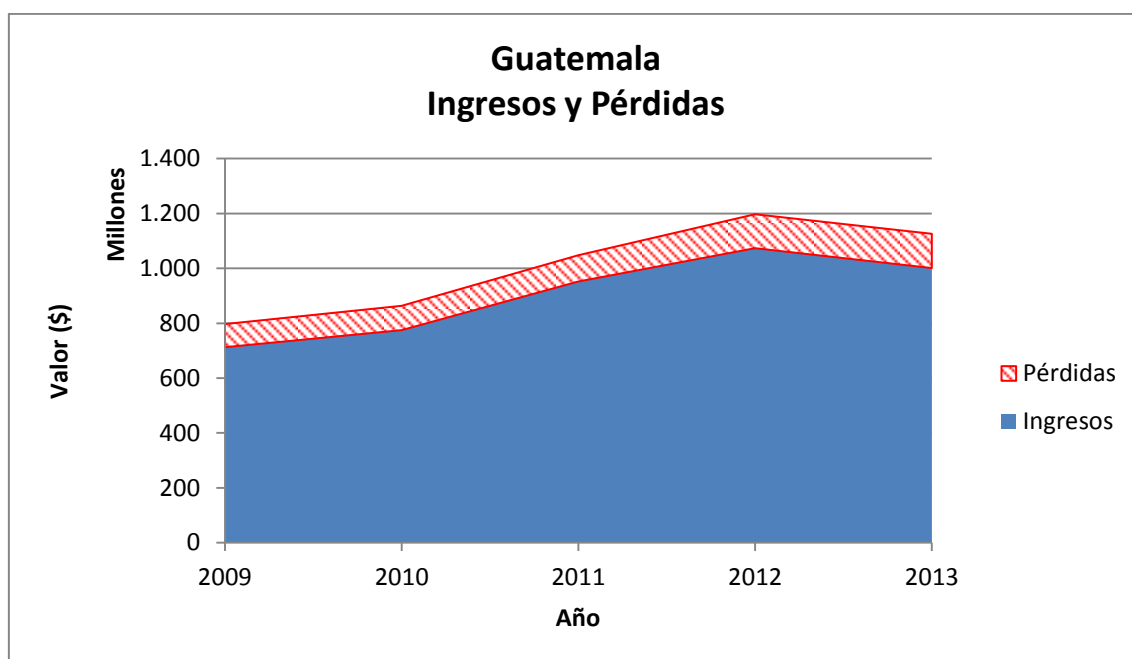


Figura 34. Ingresos y pérdidas económicas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El impacto de las pérdidas eléctricas en el negocio muestra los ingresos por año y el aumento que puede tener si se eliminaran las pérdidas en un 100%, teniendo la cantidad máxima de ingresos posibles en el año 2012 debido al costo del kWh en ese año, que es superior al presentado en 2013. Por este motivo se muestran los valores del kWh traídos a valor actual, para lograr una comparación directa entre las tarifas de los diferentes años.

La relación del precio del kWh en valor actual y la proporcionalidad en las pérdidas se muestran en la siguiente figura:

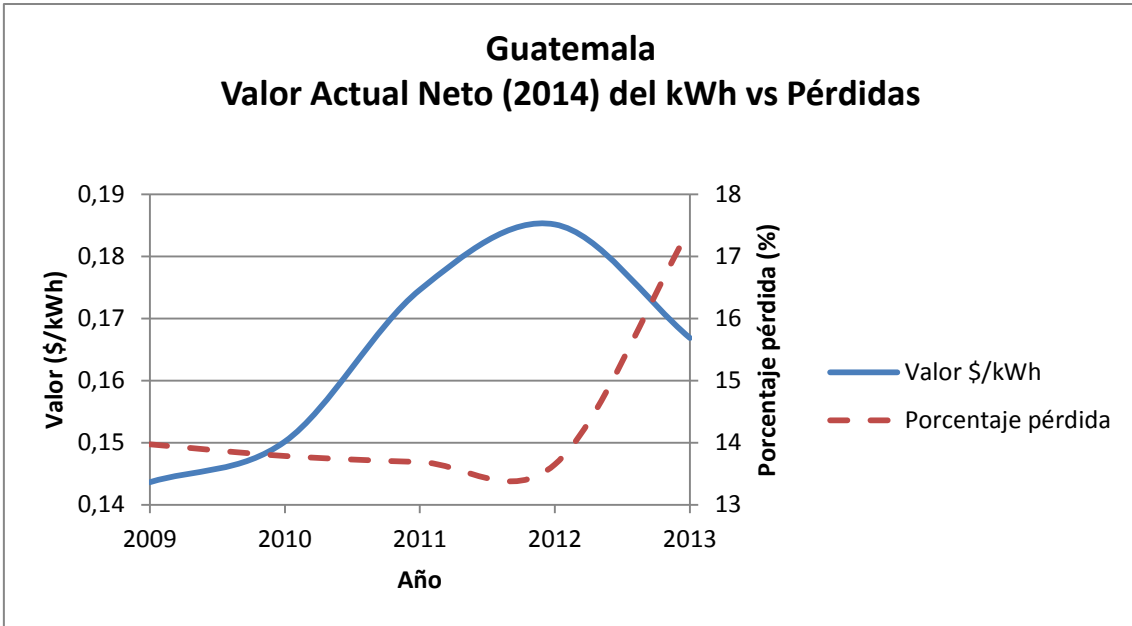


Figura 35. Costo de pérdidas. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los precios del kWh han sido actualizados para el año 2014, y se pueden comparar directamente cada uno de los años, ya que de otra manera el precio no correspondería a la realidad, debido a la afectación del tipo de cambio de moneda, y otros factores como la inflación.

Como se muestra en la Figura 35, se evidencia una relación inversamente proporcional, cuando la eficiencia aumenta (baja el porcentaje de pérdida) el costo del kWh aumenta (caso 2010 a 2012), mientras que cuando la eficiencia disminuye (aumenta el porcentaje de pérdida) el valor por unidad de energía disminuye, como se muestra en el caso del año 2009 y 2013.

La siguiente relación muestra el valor financiero de los ingresos en caso de variación del porcentaje de pérdidas.

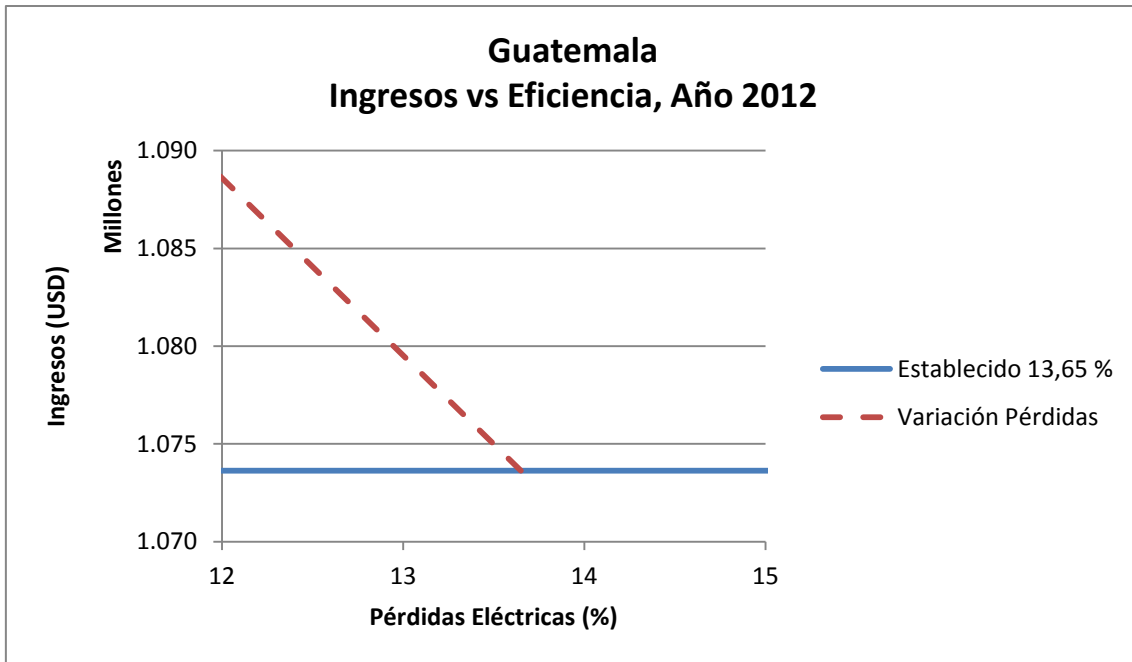


Figura 36. Ingresos vs eficiencia. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La gráfica anterior, muestra como para el año modelo seleccionado (2012), las pérdidas fueron de 13,65 %, lo cual representa un ingreso anual de 1 074 millones de USD. Una vez establecido ese ingreso, el modelo financiero propuesto proyecta las ganancias monetarias en caso de aumento de la eficiencia en la distribución por punto porcentual.

En Guatemala, el monto a pagar a las empresas de distribución lo establece la CNEE y se realizan ajustes trimestrales, de manera que si una empresa es más eficiente que el ajuste trimestral, estos ingresos son para beneficio de la misma, sin embargo, si la empresa distribuidora concurre en gastos mayores, estos son ajustados para evitar que tengan pérdidas económicas.

En la siguiente Figura 37 se presenta la cantidad de dinero por punto porcentual de ahorro en la eficiencia energética de la distribución.

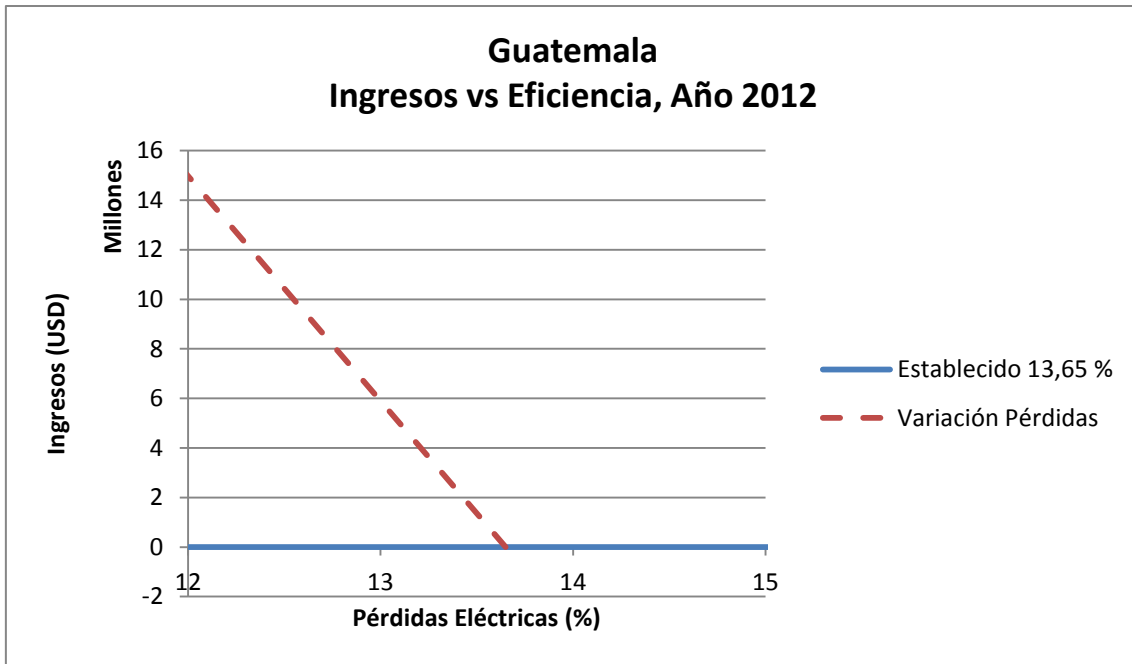


Figura 37. Ingresos vs eficiencia. Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Si aumenta la eficiencia hasta el 12 % en el año 2012, los ingresos para las empresas distribuidoras aumentarían hasta aproximadamente 15 millones de USD anuales. Este ingreso corresponde a la nueva diferencia entre la compra y venta de energía en el sistema interconectado.

La forma de la gráfica representa un modelo que incentiva en mediano grado el aumento de la eficiencia de la distribución eléctrica, esto porque no se castigan las deficiencias, y por ese motivo la curva no continúa hacia valores negativos como en otros países.

La ecuación correspondiente a la recta del modelo matemático propuesto es:

$$y = -7\,098\,432x + 709\,843\,222 \quad \text{II}$$

Los datos de la investigación realizada se encuentran en la Tabla 23.

2. Honduras

2.1. Características del mercado

La Tabla 13 presenta las características básicas del mercado hondureño.

Tabla 13. Características del mercado. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Potencia instalada	1 798,6	MW
Demanda máxima	1 282	MW
Consumo energético	7 565,5	GWh
Población	7,936	millones de personas
Densidad de producción energía	953,31	kWh/habitante

2.2. Legislaciones relacionadas

Entre las leyes y reglamentos que afectan directamente el sistema eléctrico hondureño se encuentra el reglamento de la Ley Marco del Subsector Eléctrico, en cuyo Artículo 45, se establece un nivel máximo de pérdidas del 15 %, como objetivo a alcanzar. Considera también las características de la zona como la densidad de abonados, distribución geográfica, distancias, vías de acceso y otros factores pertinentes.

El exceso de pérdidas se cuantifica en 621 GWh por año, lo que implica que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) está dejando de percibir anualmente 95,2 millones de USD para el año 2011 [21]. El modelo tarifario también indica que los generadores no pagan por las pérdidas eléctricas, ya que están incluidas en la factura del usuario final [22].

En enero del 2014, se aprobó la nueva Ley General de Industria Eléctrica, la cual dicta que la empresa estatal ENEE sea una sociedad anónima; los sindicalistas consideran que se está privatizando el mercado, además de que estiman alzas en los precios en un 30 % [23]. Esto es contrario a lo indicado por el la gerencia de la ENEE, que indica se espera una reducción del precio del kWh [24].

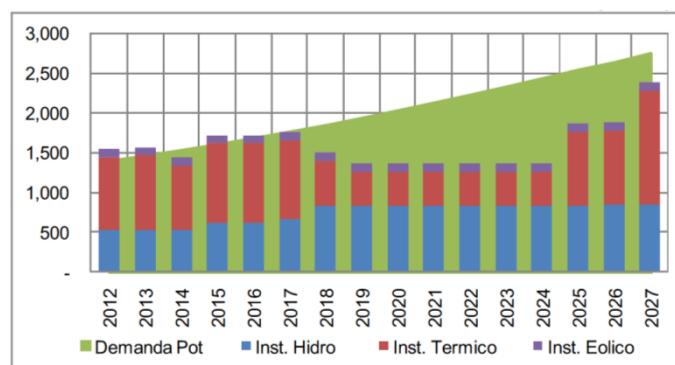
En marzo del 2014, la ENEE de acuerdo con el Plan de Control de Pérdidas y de la Mora, inició el Programa Permanente de Control de Pérdidas y Reducción de Mora a Nivel Nacional, con el objetivo de evaluar y controlar las pérdidas no técnicas, ya que se estima que nueve de cada diez medidores de consumo eléctrico son manipulados por el cliente [25]. El programa ha

tenido tal éxito, que hasta mayo del 2014 se ha recaudado alrededor de 5,6 millones de USD, por motivo de recuperación de mora y control de pérdidas [26].

2.3. Proyecciones energéticas

El mercado eléctrico hondureño tiene una alta presencia térmica, la cual tenderá a disminuir y para así ampliar la presencia hidroeléctrica. Los sistemas de generación eólica también tendrán una posición importante en la demanda de potencia nacional.

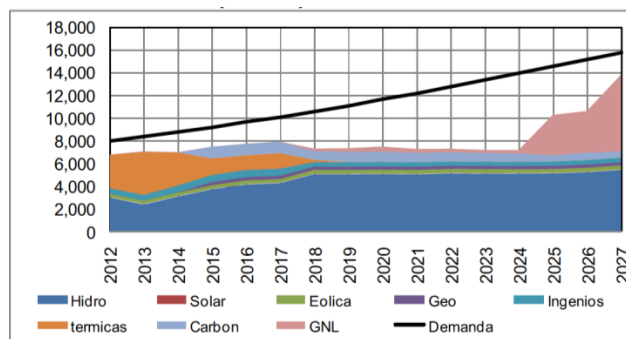
En Honduras, las estimaciones reflejan una baja en la producción de potencia debido a salida de plantas térmicas. Según las proyecciones a partir del año 2017, tal y como se muestra en la Figura 38, la demanda de potencia será mayor que la instalada, lo que implica una carencia energética a nivel nacional.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 38. Instalación anual (MW). Fuente: [12]

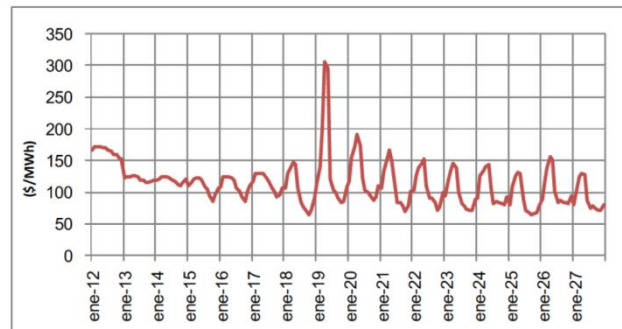
En la Figura 39 se muestra la predisposición a disminuir la dependencia térmica y el aumento hidroeléctrico. A partir del año 2017, la producción energética a partir de gas natural licuado iniciará. La seguridad energética no está garantizada bajo estos escenarios.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 39. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12]

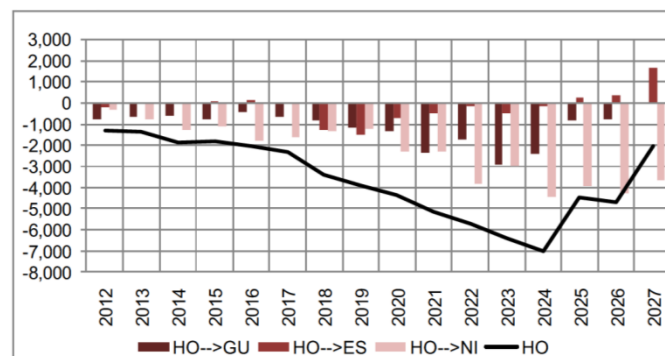
Con respecto a los costos, según la Figura 40, el precio del kWh, tendrá una disposición variable entre las épocas secas y lluviosas, con una fuerte alza en el año 2019.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 40. Costo marginal de demanda. Fuente: [12]

Los intercambios netos que realiza Honduras son con tres países limítrofes: Guatemala, El Salvador y Nicaragua. Estas transferencias energéticas han sido en su mayoría importaciones y en mayor cantidad con Nicaragua, como se muestra en la Figura 41.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 41. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]

2.4. Análisis de datos

El nivel de pérdidas eléctricas en Honduras se ha incrementado en comparación con los demás países centroamericanos, con valores cercanos al 30% para el año 2012. En la Figura 42 se muestra el registro histórico de las pérdidas eléctricas para todo el país.

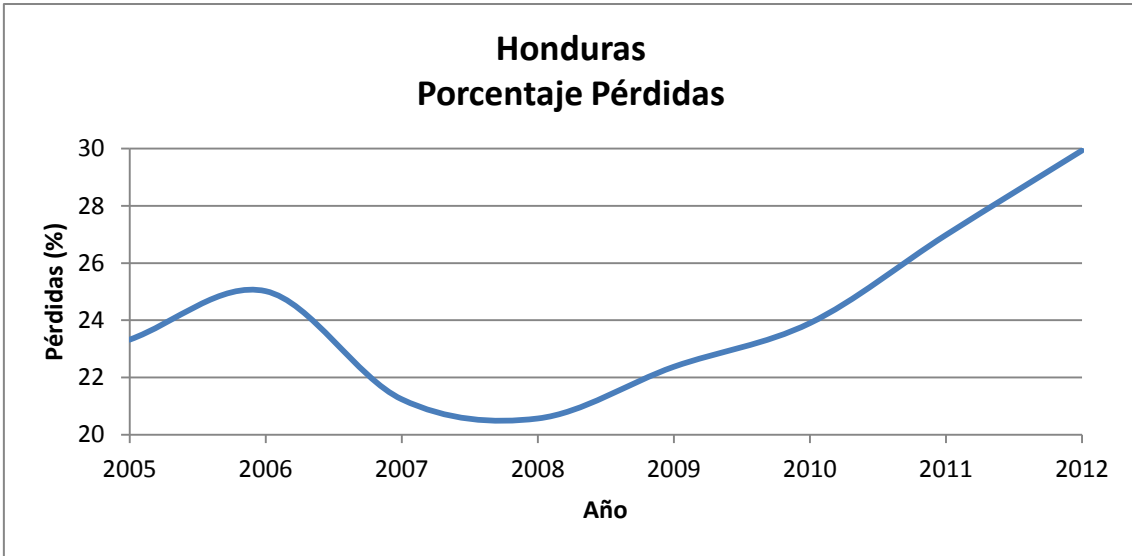


Figura 42. Porcentaje de pérdidas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Durante los años 2007 y 2008, se evidencia una disminución de las pérdidas, las cuales no pudieron mantenerse.

Estos niveles de energía perdida se representan en la Figura 43:

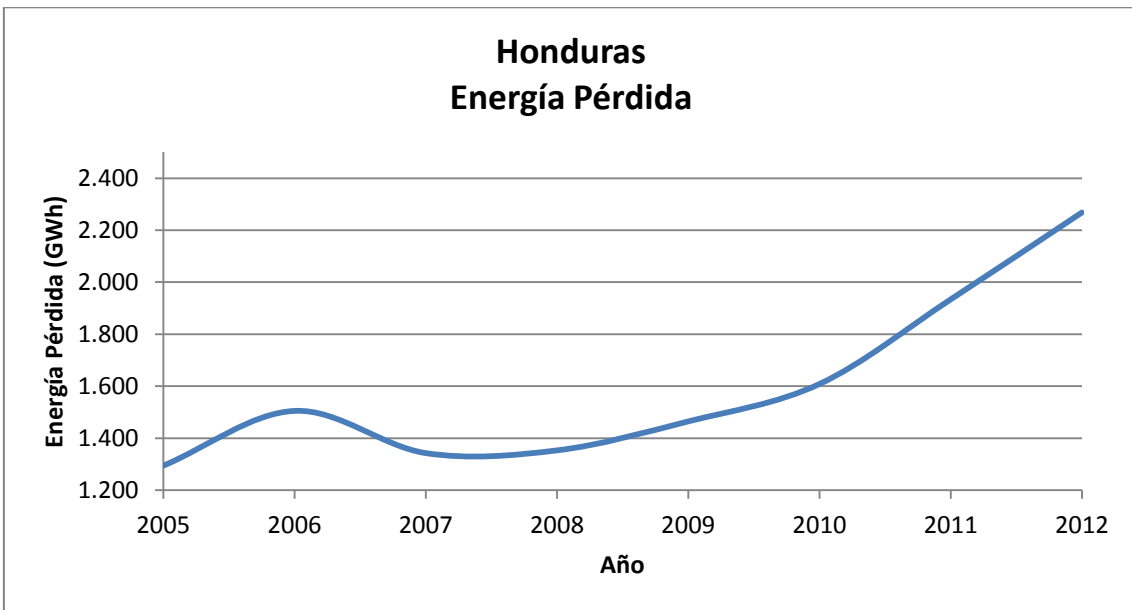


Figura 43. Pérdidas de energía. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El comportamiento del porcentaje de pérdidas eléctricas es congruente con la energía perdida, tanto en la disminución para el año 2007 y 2008, así como su tendencia hacia el aumento. Las dos figuras anteriores se comportan de manera similar debido a la inexistencia de fuertes variaciones en los consumos energéticos. De igual manera el valor de las pérdidas muestra la misma tendencia, según la Figura 44.

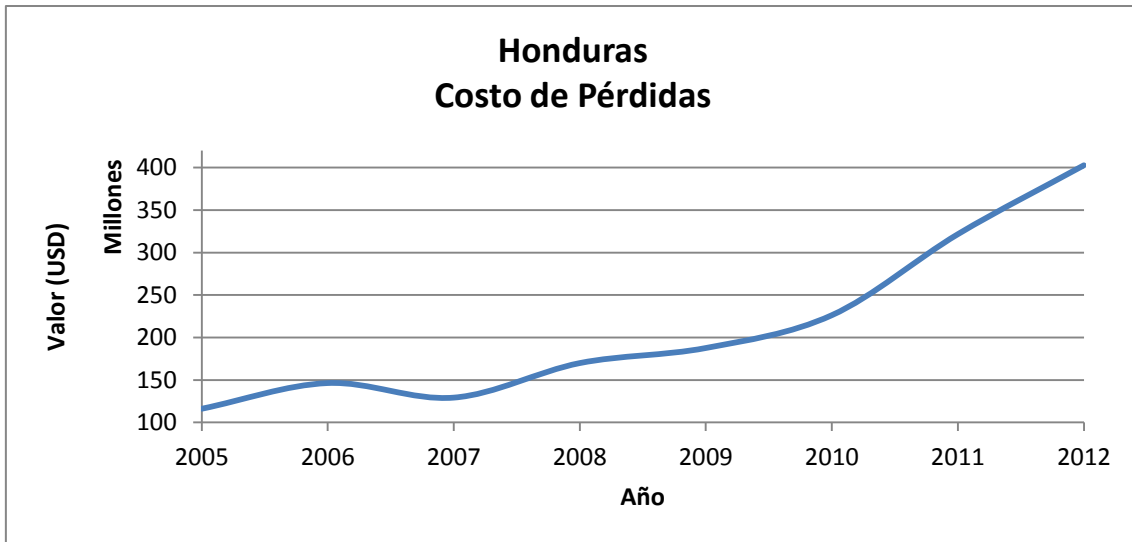


Figura 44. Costo de pérdidas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Las pérdidas mostradas para el año 2012, representan un valor de aproximadamente 400 millones de USD anuales. Desde el año 2007, el incremento del costo de las pérdidas se ha triplicado.

El valor total del sistema por motivo de ingresos financieros se muestra en la Figura 45.

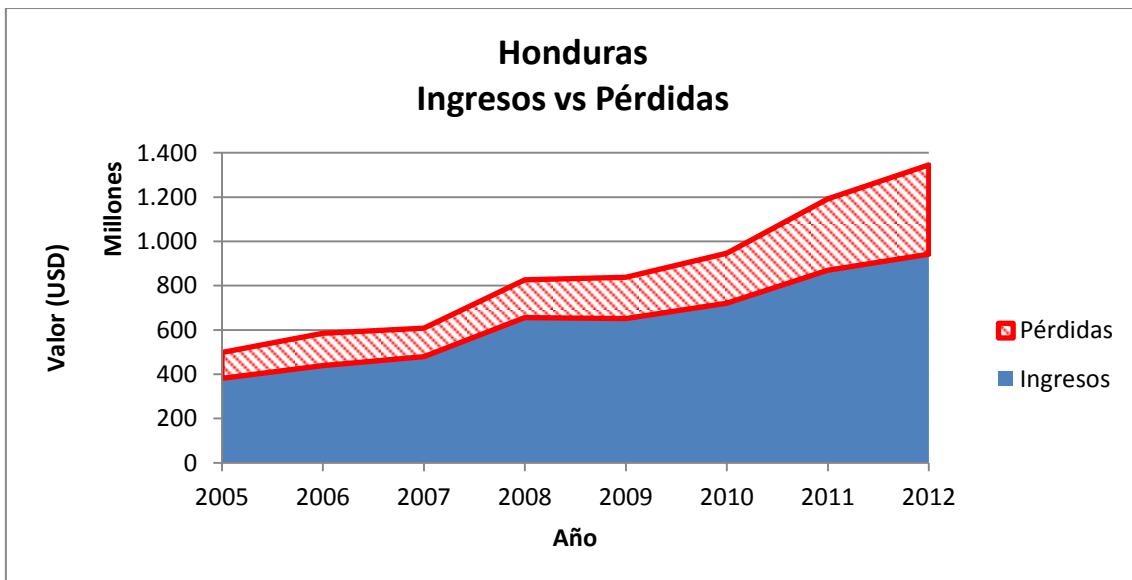


Figura 45. Ingresos y pérdidas económicas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la figura anterior se presentan los ingresos monetarios anuales obtenidos por las empresas de distribución eléctrica en Honduras, así como los ingresos que se hubieran obtenido en caso de no tener pérdidas, que para el año 2012 representan el 29,93 %.

El comportamiento del precio del kWh con respecto al nivel de pérdidas es directamente proporcional.

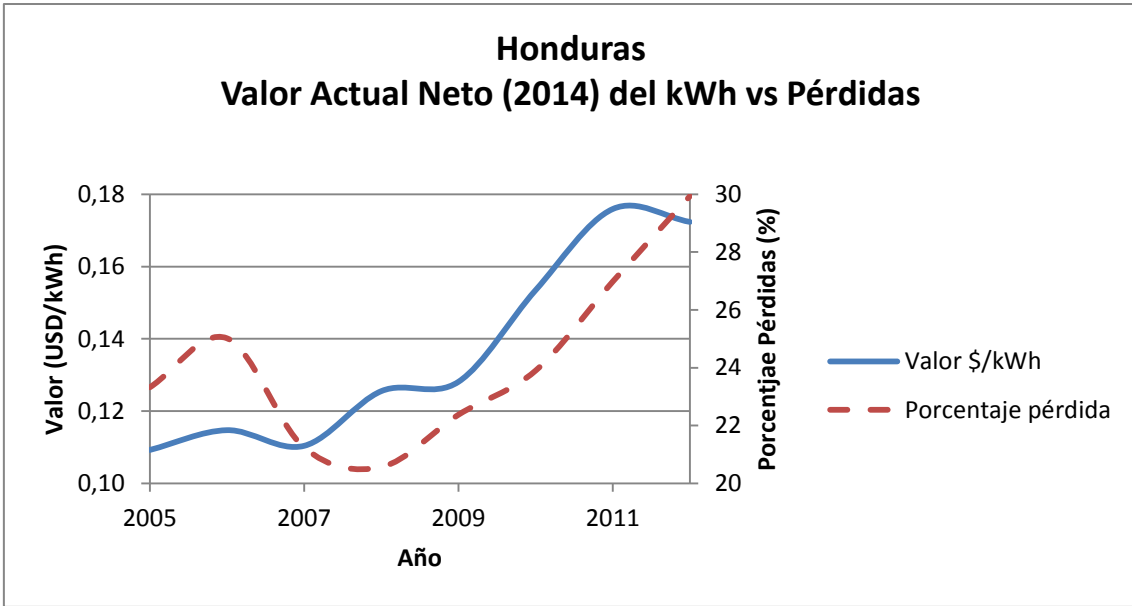


Figura 46. Costo de pérdidas. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la Figura 46 se observa la relación del precio actual neto para el año 2014 con el porcentaje de pérdidas respectivo de cada año. Se expone la relación establecida entre el año 2007 y el año 2011, al aumentar las pérdidas también lo hace la tarifa eléctrica.

A continuación, en la Figura 47, se muestra el modelo financiero aplicado a Honduras.

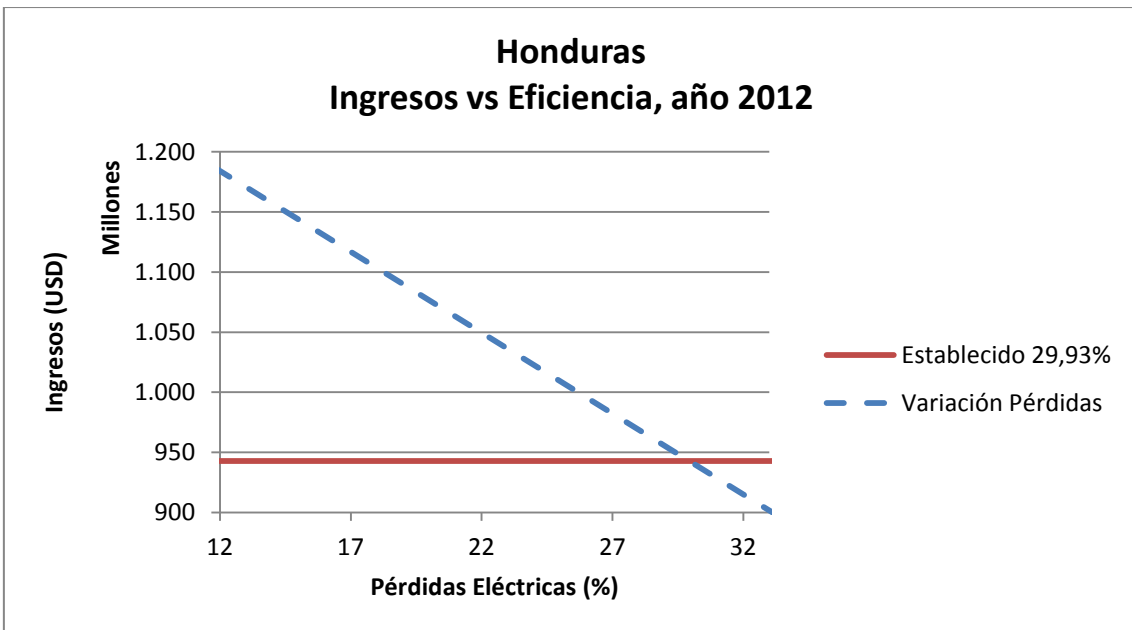


Figura 47. Ingresos vs eficiencia. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Mediante el modelo financiero se observa el aumento de la eficiencia del sistema es directamente proporcional a los beneficios monetarios para la empresa de distribución eléctrica.

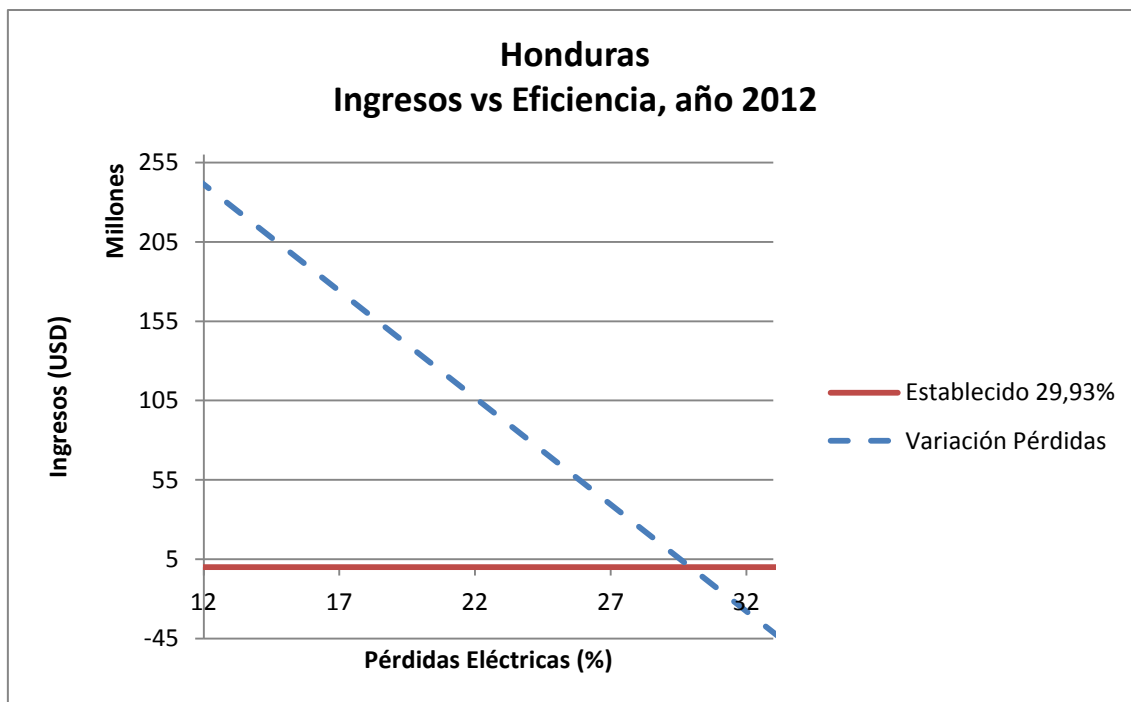


Figura 48. Ingresos vs eficiencia. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la Figura 48, el modelo desarrollado muestra como en caso de aumentar un punto porcentual la eficiencia del sistema eléctrico hondureño, se logran ingresos de alrededor de 13,4 millones de USD anuales. Ahora, si estas pérdidas se logran reducir a niveles normales de la media centroamericana para el año 2012 (16,5 %), los ingresos extras representan 180 millones de USD en ahorros. Estos ingresos son una fuerte inyección de dinero que podrían ahorrar las empresas de distribución, así como trasladar el beneficio al usuario final. De acuerdo con la meta establecida por la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 del 12 %, los ingresos serían de 241 millones de USD anuales.

La ecuación que define el modelo matemático para la proyección de los ingresos debido al cambio en la eficiencia es:

$$y = -13\,455\,697x + 1\,345\,569\,681 \quad \text{III}$$

Los datos de la investigación realizada se encuentran en la Tabla 24.

3. El Salvador

3.1. Características del mercado

Las características del mercado salvadoreño, país con un área geográfica relativamente pequeña (21 040 km²), son las siguientes:

Tabla 14. Características del mercado. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Potencia instalada	1 503,5	MW
Demanda máxima	975	MW
Consumo energético	6 011,5	GWh
Población	6,297	millones de personas
Densidad de producción energía	954,66	kWh/habitante

3.2. Legislaciones relacionadas

La legislación salvadoreña separa claramente los sistemas de transmisión de los de distribución, de la siguiente manera:

- **Trasmisión:** Dentro de la Ley General de Electricidad, se encuentra un actor denominado Unidad de Transacciones (UT), cuyo objetivo es operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema, asegurando la calidad mínima de los servicios y suministros y operar el mercado mayorista de energía eléctrica [27]. En el Artículo 47 de dicha Ley, se menciona que la UT determina el método para calcular las pérdidas, por las que cada generador debe ser responsable de acuerdo a su participación en el despacho programado y en el Mercado Regulador del Sistema.
- **Distribución:** En el Artículo 67 de la Ley General de Electricidad, se menciona: *“...en los métodos para la determinación de los cargos por el uso del sistema de distribución, se indica que el costo de operación y mantenimiento se utilizarán los costos anuales de operación, considerando costos locales y estándares internacionales de eficiencia, pérdidas medias de distribución de potencia y energía y el valor esperado de las compensaciones por fallas correspondientes a una red de distribución dimensionada y operada eficientemente, cuyos límites de compensación y pérdidas eléctricas serán establecidos por la SIGET.”*

Los porcentajes de pérdidas, se encuentran en la Norma para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, donde en el Artículo 10, se establece el método de cálculo del factor de pérdidas de energía para la red tanto de baja como de media tensión.

El modelo tarifario salvadoreño se compone de tres elementos principales [28]:

a) Componente del Precio de la Energía (PEN):

- Representa aproximadamente el 85% del Precio de la Energía Trasladable a Tarifa (PET).
- La demanda paga la energía que consume hora a hora.
- Remunera al generador sus costos variables de generación (Costos variables combustibles y no combustibles).

b) Componente de Cargos del Sistema (CSIS):

- Representa aproximadamente el 7 % del PET.
- La demanda paga servicios auxiliares, perdidas del sistema así como el servicio a la UT y SIGET.

c) Componente del Cargo por Capacidad (CPC):

- Calculado a partir del Precio base de Potencia (PBP).
- Representa aproximadamente el 8 % del PET.
- La demanda paga la potencia que los generadores pueden aportar en condiciones críticas.
- Remunera al generador los costos de inversión y costos fijos de operación.

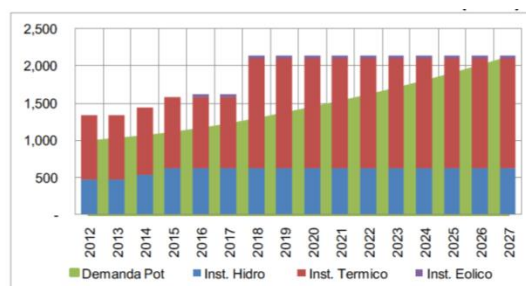
Dentro de las actuaciones para mejorar la eficiencia de los sistemas interconectados, la Ley General de Electricidad, Capítulo III, Sección II, Artículo 47, dice: *“La UT determinará el método para calcular las pérdidas por las que cada generador deberá ser responsable de acuerdo a su participación en el despacho programado y en el Mercado Regulador del Sistema. Los generadores podrán compensar dichas pérdidas a través de generación propia, de contratos con otros generadores o en el Mercado Regulador del Sistema”* [29].

También se menciona dentro de la ley, que el cargo por el uso del sistema de distribución, deberá de contemplar las pérdidas medias de distribución de potencia y energía establecidos por la Superintendencia General de Electricidad (SIGET) [29].

Como parte de las actuaciones que realiza el país para trabajar en la eficiencia energética, en el año 2010 se realizó una consultoría sobre la Estrategia a implementar en la revisión del cargo de distribución, cargo de comercialización y pliego tarifario correspondiente al quinquenio 2013-2017.

3.3. Proyecciones energéticas

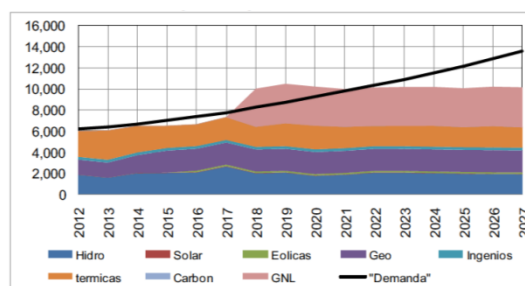
La potencia instalada en El Salvador, muestra un leve crecimiento, en los últimos años, hasta el año 2017. En el cual no se espera crezca la instalación de mayor potencia, poniendo en riesgo la seguridad energética del país debido a la no instalación de nuevas plantas eléctricas, según se observa en la Figura 49.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 49. Instalación anual (MW). Fuente: [12]

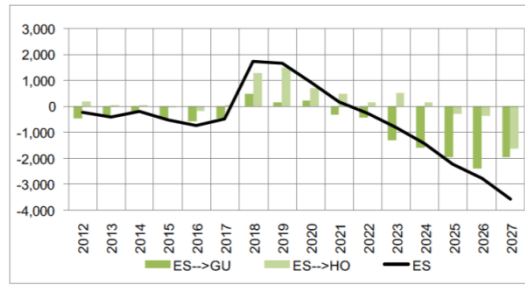
La generación por tipo de fuente de energía, está repartida en proporciones similares por la hidroeléctrica y térmica y se observa una influencia de geotermia. A partir del año 2017, se espera la introducción dentro de la matriz eléctrica del gas natural licuado, como fuente de generación y que éste llegue a representar la proporción más grande del mercado. También se muestra en la Figura 50 como la demanda eléctrica puede superar a partir del año 2022 la generación.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 50. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12]

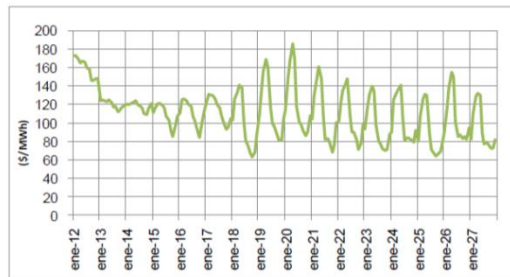
El balance de transacciones energéticas internacionales de este país centroamericano son negativas hasta el año 2017, luego se espera un repunte gracias a exportaciones hacia Honduras durante tres años debido a la introducción del gas natural licuado, pero a partir del año 2021, requerirá importar energía desde su vecino Guatemala.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 51. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]

De acuerdo a las estimaciones del precio del kWh, este flucturará con una media de 110 USD/MWh, de acuerdo al comportamiento de las estaciones climatologicas, al igual que todos los demás países centroamericanos, según se evidencia en la Figura 52.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 52. Costo marginal de demanda. Fuente: [12]

3.4. Análisis de datos

Las pérdidas eléctricas en El Salvador presentan valores que oscilan entre 14,5 % (año 2004) y 11,5 % (año 2009), presentando valores normales para un país en vías de desarrollo, como se muestra a continuación en la Figura 53.

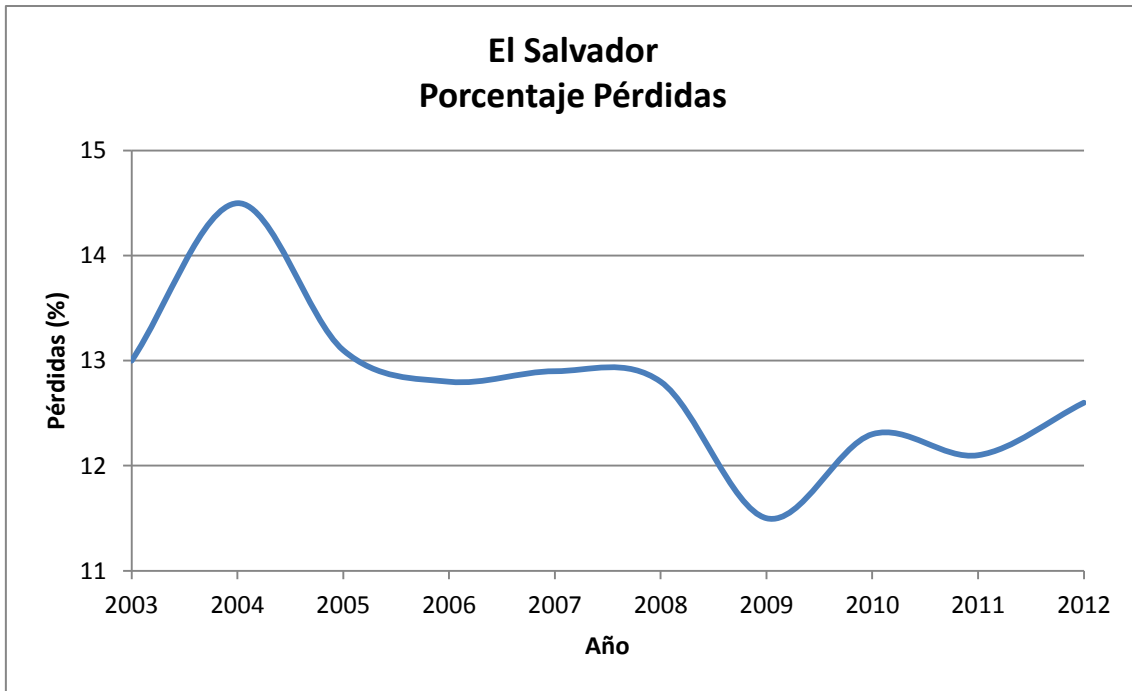


Figura 53. Porcentaje de pérdidas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Estos valores porcentuales de pérdidas se han mantenido estables, sin embargo el comportamiento de la energía perdida no, como se nota en la Figura 54, donde se observa la variabilidad de consumo energético y la baja importante que hubo en el año 2009, debido a la afectación de la crisis financiera mundial.

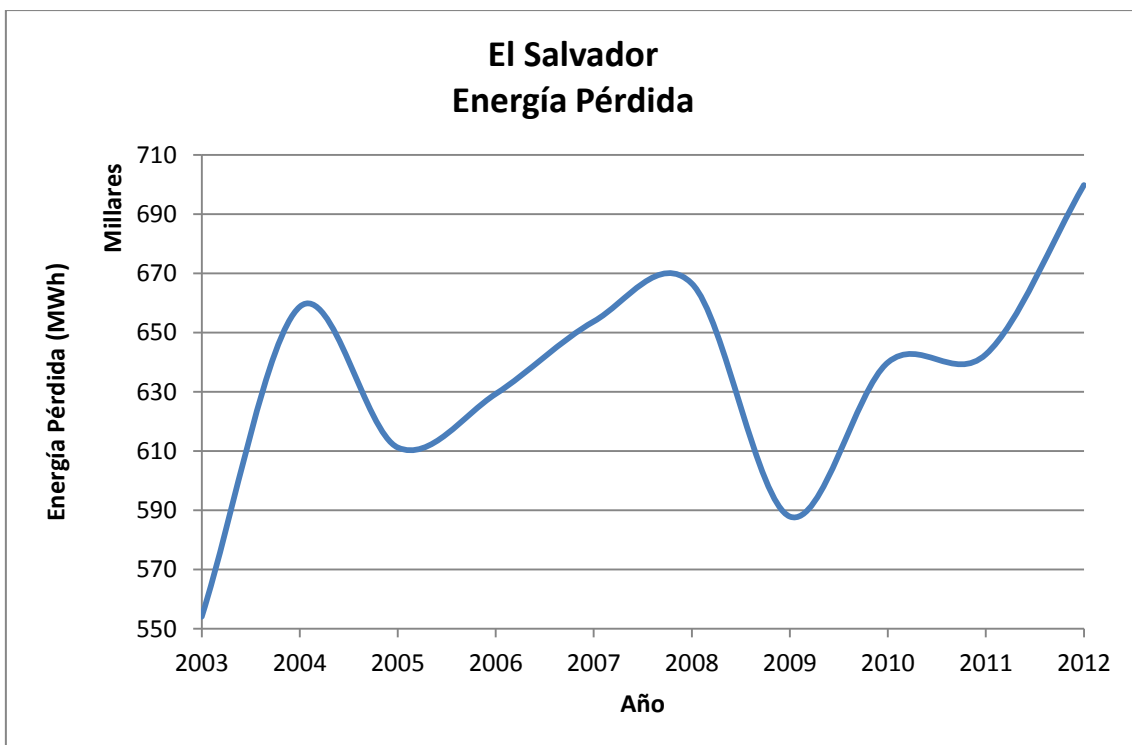


Figura 54. Pérdidas de energía. Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la siguiente Figura 55 se nota el crecimiento económico del negocio, sobrepasando ingresos por más de 1 000 millones de USD.

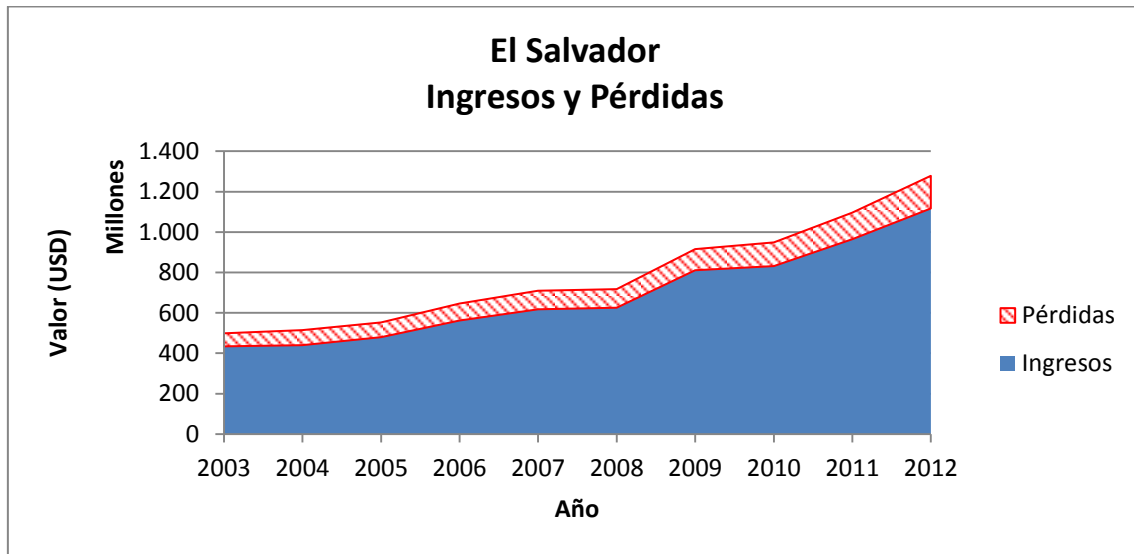


Figura 55. Ingresos y pérdidas económicas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El monto de las pérdidas equivale a más de 160 millones de USD para el año 2012, como se muestra en la Figura 56.

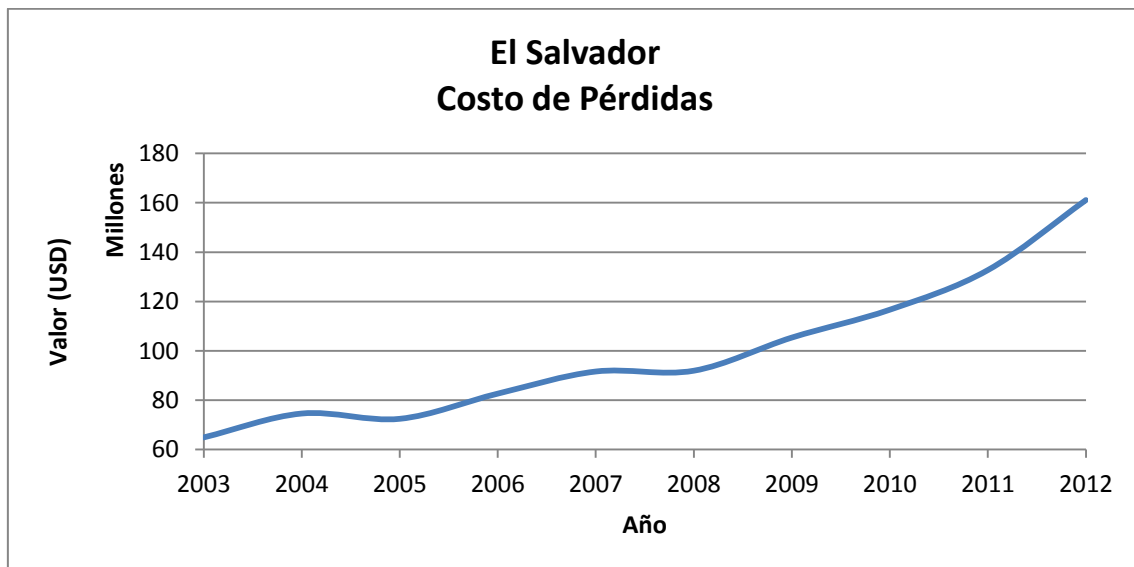


Figura 56. Costo de pérdidas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

También se nota el comportamiento del valor del kWh actualizado, y como éste ha alcanzado hasta los 0,2369 USD/kWh para el año 2012. El comportamiento de las pérdidas en este caso no presenta una tendencia influyente en la tarifa eléctrica, como sí sucede en otros países centroamericanos.

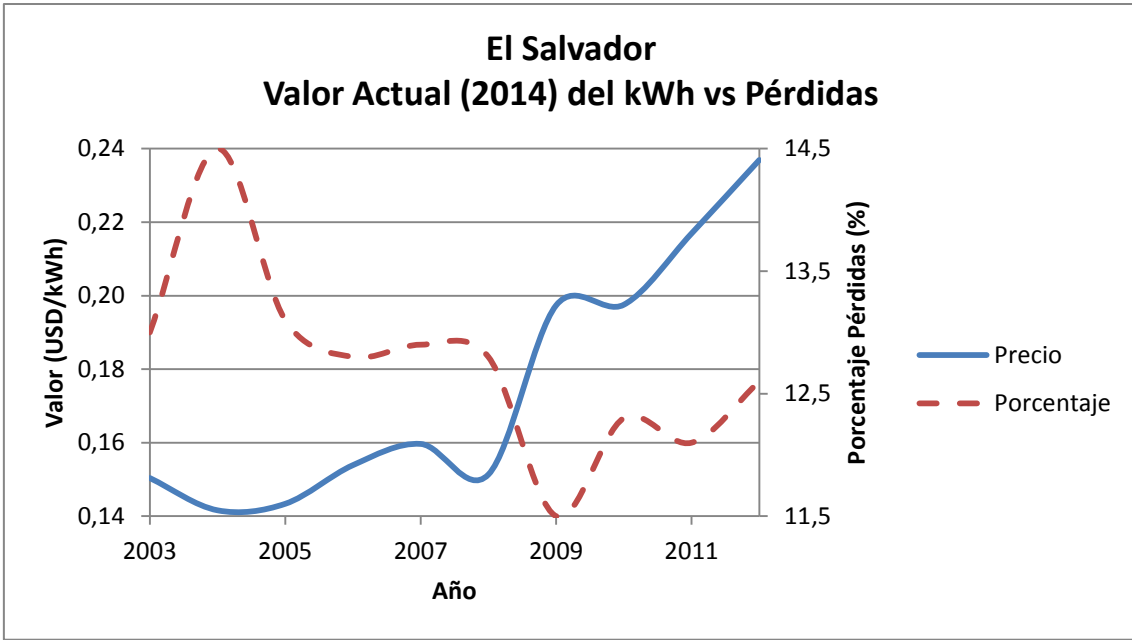


Figura 57. Costo de pérdidas. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El modelo financiero desarrollado presenta la siguiente tendencia, según la Figura 58, donde se observa el comportamiento de los ingresos debido al cambio en las pérdidas eléctricas de El Salvador:

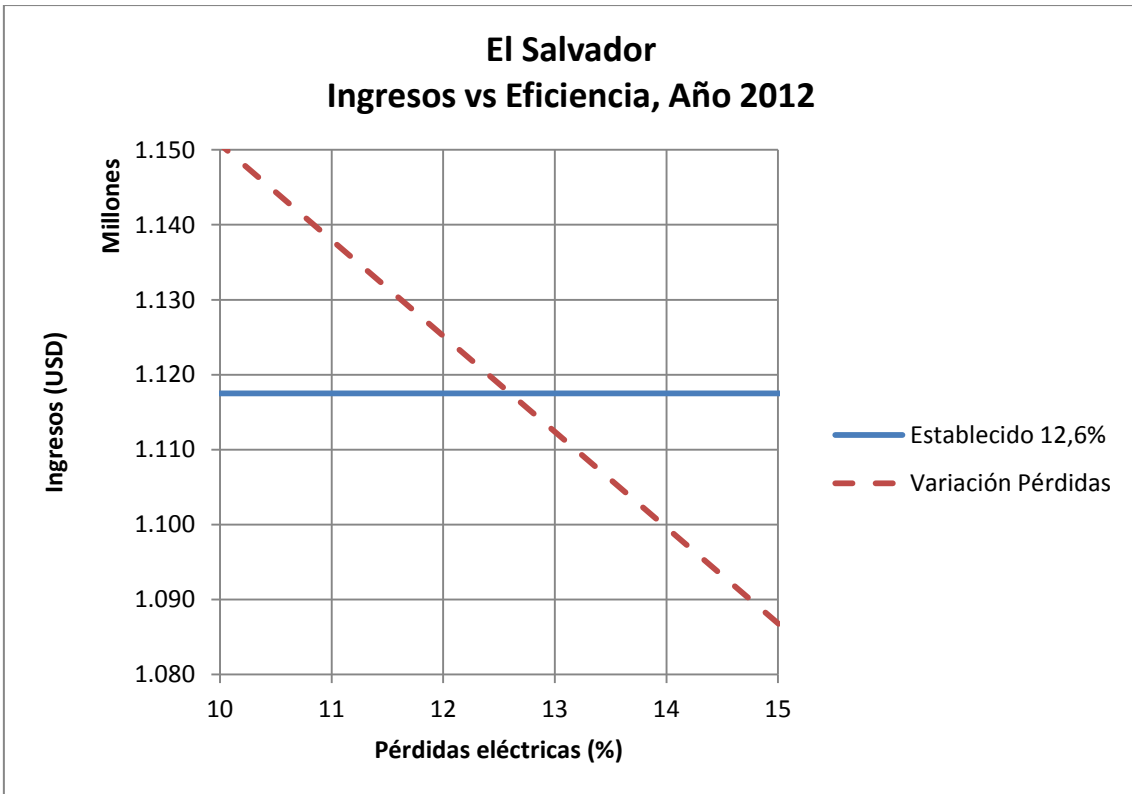


Figura 58. Ingresos vs eficiencia. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

También se muestra en el siguiente modelo, los ingresos en caso de una disminución en el porcentaje de pérdidas eléctricas en El Salvador.

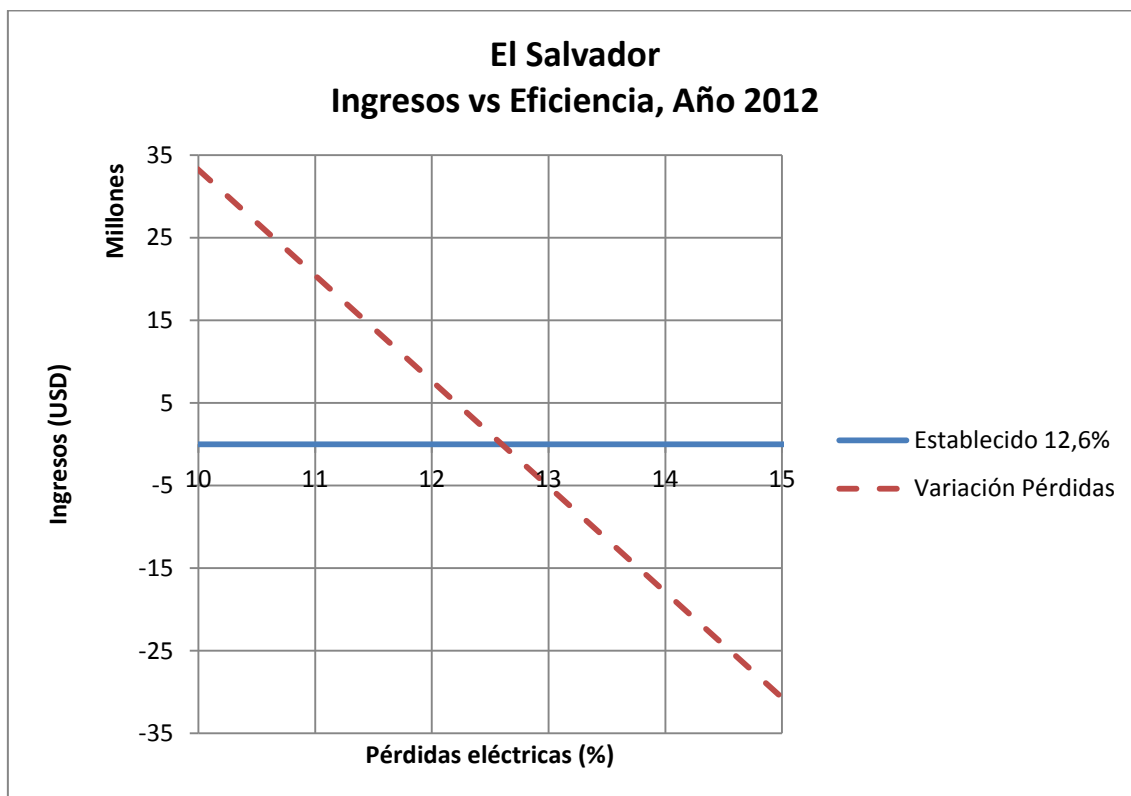


Figura 59. Ingresos vs eficiencia. El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El valor de pérdidas de este país centroamericano es cercano al 12 % propuesto, por lo que el grado de inversión a realizar es menor, ya que los ingresos varían únicamente 7,6 millones de USD anuales. Sin embargo, dado que El Salvador está cercano a cumplir la meta centroamericana, puede proponerse rebajar aún más las ineficiencias y ser más competitivos logrando niveles de países desarrollados.

En el caso de que alcanzara un 10 % de pérdidas energéticas en sus sistemas interconectados, los ingresos correspondientes serían de 33 millones de USD.

La ecuación correspondiente al modelo de la Figura 58 es:

$$y = -12\,658\,274x + 1\,265\,827\,368 \quad \text{IV}$$

Los datos de la investigación realizada se encuentran en la Tabla 25.

4. Nicaragua

4.1. Características del mercado

Las características del mercado nicaragüense son las siguientes:

Tabla 15. Características del mercado. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Potencia instalada	1 266,8	MW
Demanda máxima	609,9	MW
Consumo energético	3 642,8	GWh
Población	5,992	millones de personas
Densidad de producción energía	607,94	kWh/habitante

4.2. Legislaciones relacionadas

El Plan de Acción del Sector Energético y Minero en Nicaragua 2012-2017, define como ejes estratégicos el acceso universal a la energía; la eficiencia energética; y la diversificación de la matriz energética.

Las pérdidas en Nicaragua son muy altas, por encima del 20 %, en general relacionada a robo de electricidad y fraude, debido a la falta de prácticas comerciales adecuadas y falta de apoyo político [30].

En la Reforma a la Ley de la Industria Eléctrica, No. 272, en el Capítulo Primero, Artículo 113, dice: *“el costo del sistema eléctrico a nivel de distribución que servirán de base para la definición de la tarifa a los consumidores finales regulados tomarán en cuenta lo siguiente:... 3) Los niveles de pérdidas de energía y potencia características de un distribuidor eficiente”* [31].

También se modifica en el Capítulo Tercero, del Artículo 4, punto f): *“El factor de Expansión de Pérdidas reconocido en tarifas (FEP) será ajustado a 1.160 durante un primer periodo de doce meses, contados a partir de la vigencia de la presente Ley, a 1.150 durante un segundo periodo comprendido entre el mes trece al mes cuarenta y ocho, y a 1.140 durante un periodo comprendido entre el mes cuarenta y nueve al mes sesenta inclusive”*. [31]

De esta manera se establece vía ley de la República el factor de pérdidas para realizar la facturación eléctrica a los clientes.

En el punto f) del mismo artículo se hace referencia a que si *“los incrementos del Factor de Expansión de Pérdidas y subsidio para asentamientos humanos espontáneos y barrios*

económicamente vulnerables, son insuficientes para lograr la sostenibilidad financiera de las distribuidoras eléctricas, el Estado de Nicaragua se compromete a promover una reforma de compensación financiera...” [31]. La Ley fue publicada el día 19 de Junio de 2013.

Según la Resolución No. 14-2000 del Consejo de Dirección del Instituto Nicaragüense de Energía, dentro de la Normativa de Tarifas, en el Título 2, Capítulo 2.6., TRF 2.6.1. y 2.6.2. se indica que se fijarán valores de pérdidas de energía y potencia reconocida, de una Empresa de Distribución eficiente por nivel de tensión, y se deberá tener en cuenta un plan de reducción de pérdidas. También se trata la temática de Traslado de Costos de Pérdidas Reconocidas para cada nivel de tensión de la red, donde los costos serán trasladados al nivel de demanda de cada categoría de cliente. Se indica que los costos de la red de baja y media tensión, serán trasladados directamente a los clientes que demandan en esos niveles, mientras que los costos de la red de media tensión y de las subestaciones transformadoras de media y baja tensión, se multiplicarán por factores de traslado de costos que tengan en cuenta el efecto de las pérdidas en la red.

En el Capítulo 5.3 de la misma Ley, en el apartado de Factor de Pérdida, define el objeto, como el aumento del precio que paga el consumidor final por el abastecimiento de potencia y energía; de forma tal que compense los costos adicionales necesarios para atender la mayor compra requerida, dadas las pérdidas reconocidas. Este factor se determina como las pérdidas físicas entre el ingreso a la red de distribución y el suministro en el nivel de tensión, entre la potencia.

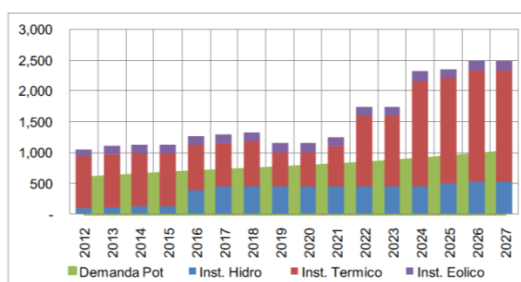
Así el gobierno nicaragüense obliga a las empresas de distribución a realizar inversiones por 75 millones de USD en un periodo de cinco años plazo en su área de concesión, específicos en los aspectos de mejoramiento de calidad, control del suministro eléctrico, y disminución de las pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas.

Las reformas a la Ley No. 661, dan un plazo de gracia de 180 días a partir de la entrada en vigor de la reforma (19 de Junio 2013) para los clientes, consumidores o usuarios en situación de sustracción de energía, que de su propia voluntad y previo a la detección de sustracción, soliciten la normalización de su situación ante las empresas distribuidoras; y aquellos clientes y consumidores en situación de mora en el pago de sus facturas, que de su propia voluntad comparezcan a suscribir un acuerdo de pago con las empresas distribuidoras de energía, no se les facturarán intereses acumulados a la fecha [31].

Otra acción tomada para mejorar los sistemas eléctricos nicaragüenses, es el préstamo del Bando Interamericano de Desarrollo (BID) por un monto de 45 millones de USD para apoyar la sostenibilidad financiera y operativa del sector.

4.3. Proyecciones energéticas

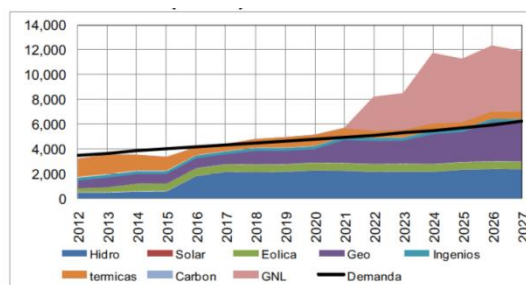
Nicaragua, para su generación energética depende de las plantas térmicas y con una incipiente de plantas hidroeléctricas y la introducción de plantas eólicas, según se observa en la Figura 60.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 60. Instalación anual (MW). Fuente: [12]

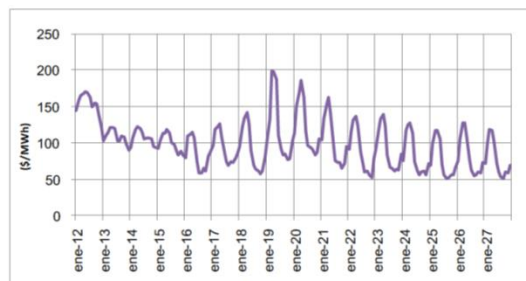
Se espera que en el mediano plazo la producción térmica sea reducida y aumente la hidroeléctrica, geotermia y gas licuado, aunque a nivel de potencia siempre será más importante la térmica. De cumplirse con la proyección de la construcción del canal interoceánico, se requerirá de un alto consumo energético en su proceso de construcción, de operación y mantenimiento, el cual incrementará la demanda energética.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 61. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12]

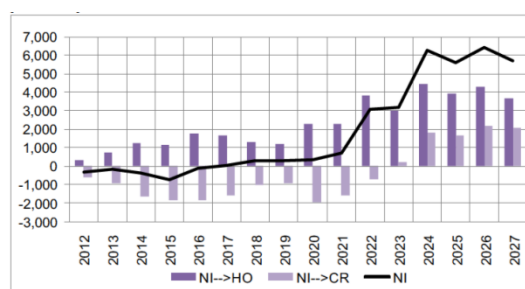
Con respecto a los costos de la demanda energética, según la Figura 62, estos presentan una alta variabilidad, que dependen de la estación climatológica, debido a la influencia de las plantas hidroeléctricas en la matriz eléctrica, con tendencia al alza hacia el año 2019 y luego una disminución progresiva.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 62. Costo marginal de demanda. Fuente: [12]

Nicaragua tiene importaciones de energía eléctrica desde Costa Rica, pero al mismo tiempo realiza exportaciones hacia Honduras, las cuales tienden al aumento, de acuerdo a la Figura 63.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 63. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]

4.4. Análisis de datos

Las pérdidas eléctricas en el mercado nicaragüense presentan una notable baja con un promedio del 1 % anual, considerando el 33 % en el año 2003 hasta el 23 % en el año 2013. De seguir con esta tendencia, se alcanzaría la meta centroamericana del 12 % en pérdidas hasta el año 2024 y no el año 2020 que es la propuesta.

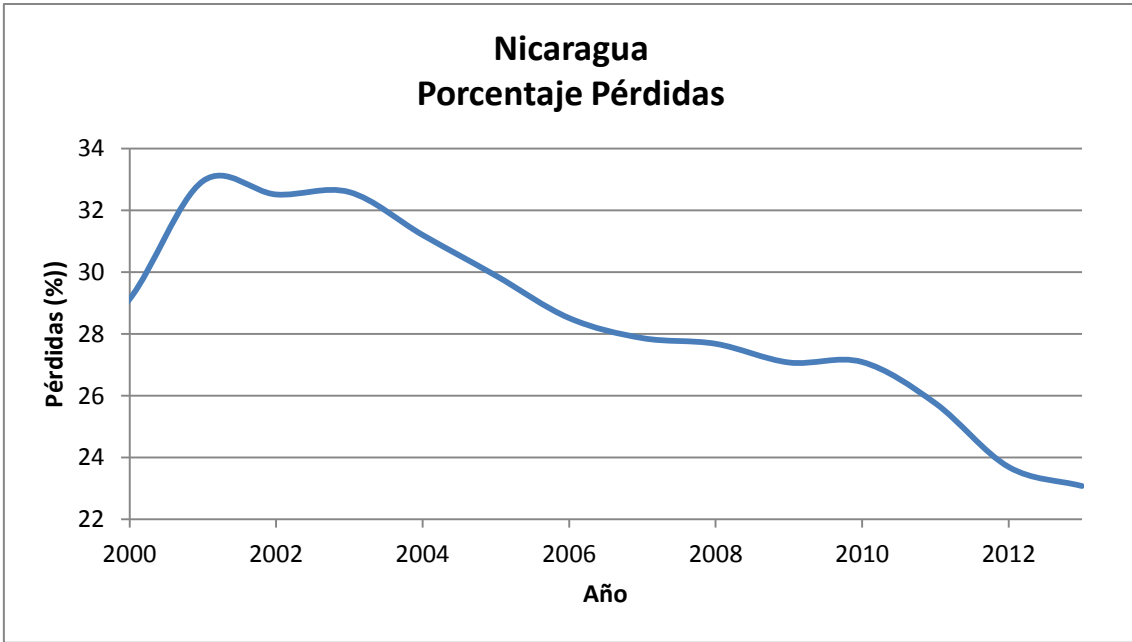


Figura 64. Porcentaje de pérdidas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la Figura 65 se observa que la energía perdida es estable cuando se mira dicho indicador, lo cual representa que ha existido un aumento considerable del consumo energético.

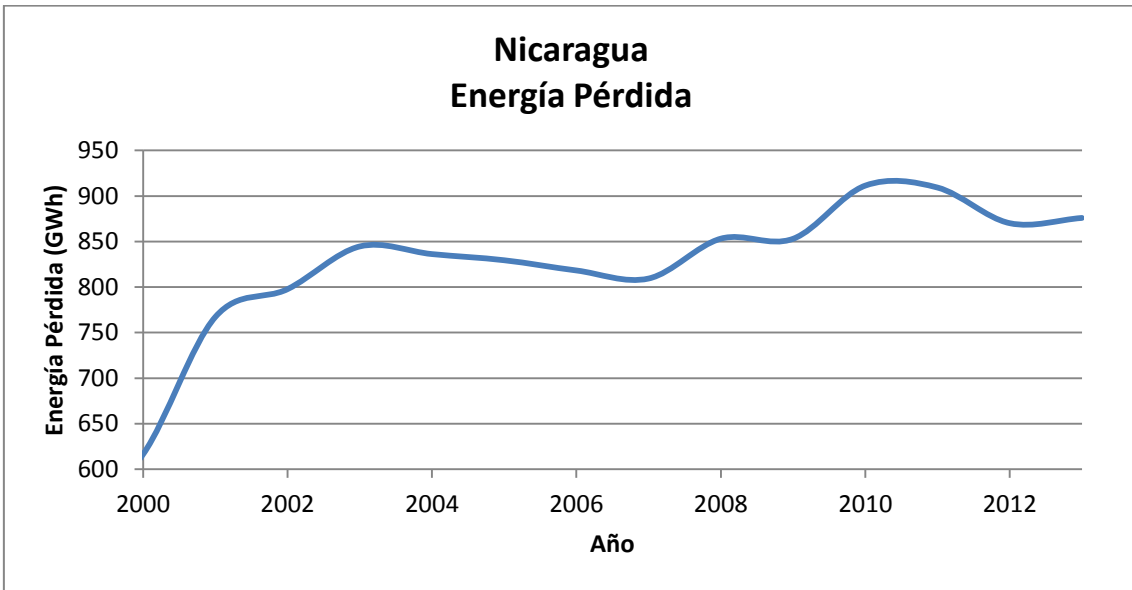


Figura 65. Pérdidas de energía. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la Figura 66 se muestra el valor de las pérdidas en el sistema si este fuera 100 % eficiente. La tendencia es en aumento ya que está directamente relacionado al costo del kWh.

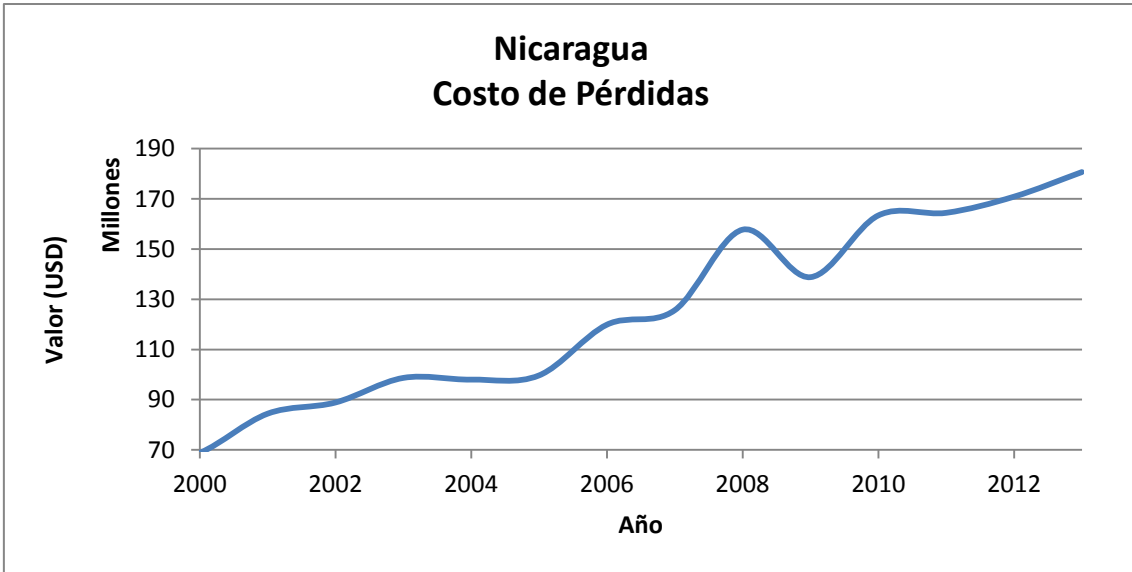


Figura 66. Costo de pérdidas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Las curvas de ingresos y valor del kWh presentan una tendencia similar, así como la tarifa eléctrica que es inversamente proporcional al porcentaje de pérdida, según se observa en la Figura 67.

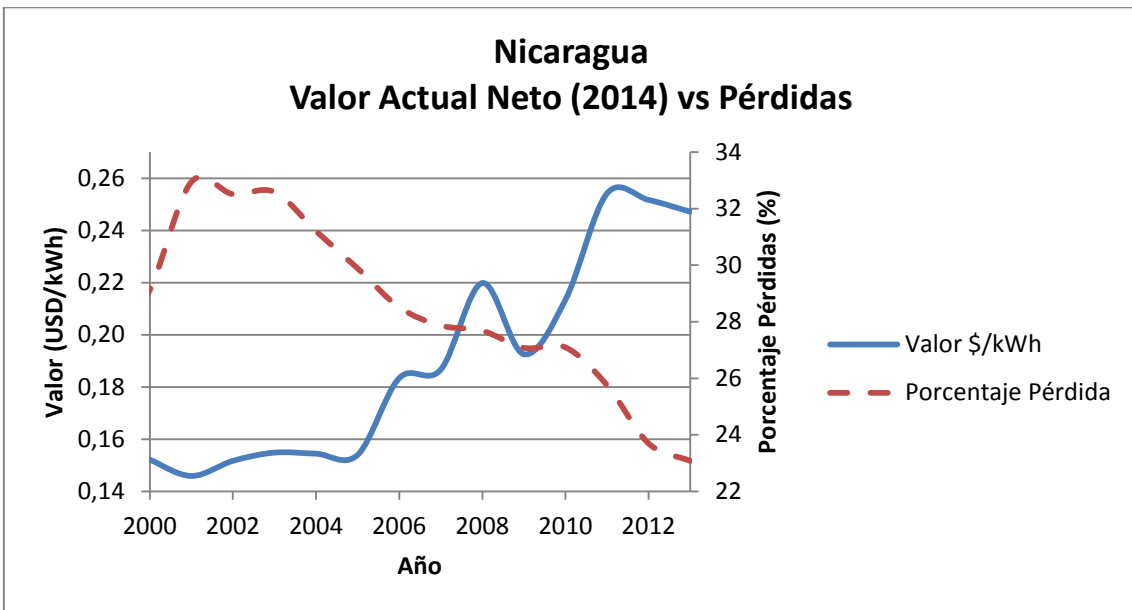


Figura 67. Costo de pérdidas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El negocio eléctrico tal y como se muestra en la Figura 68, con una tendencia al aumento de los ingresos, aunque se presenten altos valores de pérdidas.

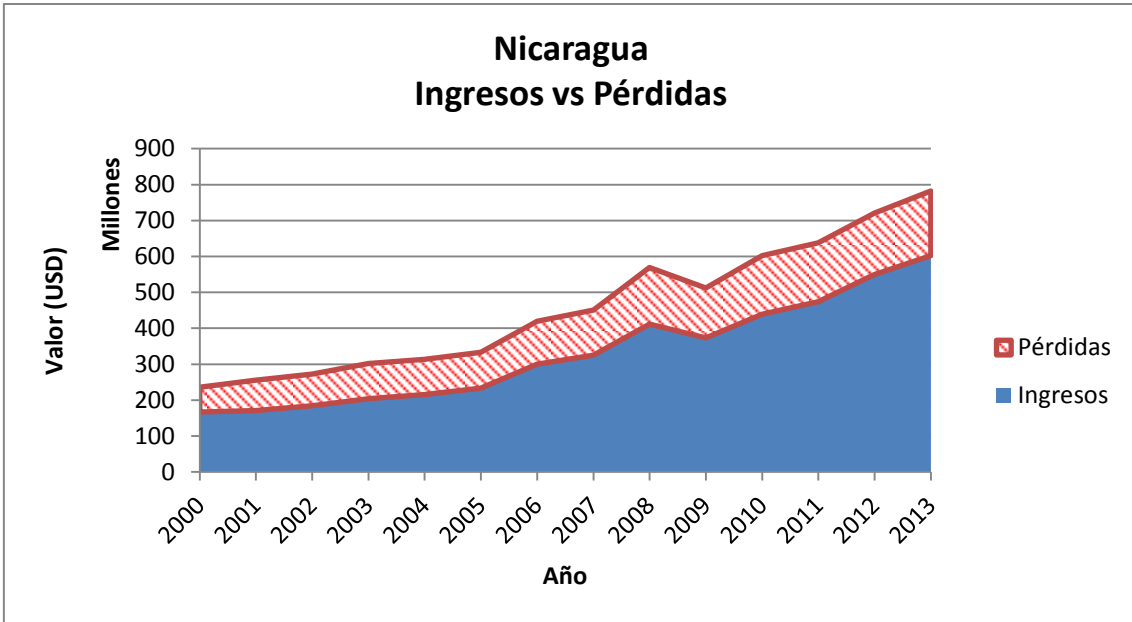


Figura 68. Ingresos y pérdidas Económicas. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La Figura 69 es el modelo propuesto para la estimación de ingresos percibidos en caso de un cambio en el porcentaje de pérdida.

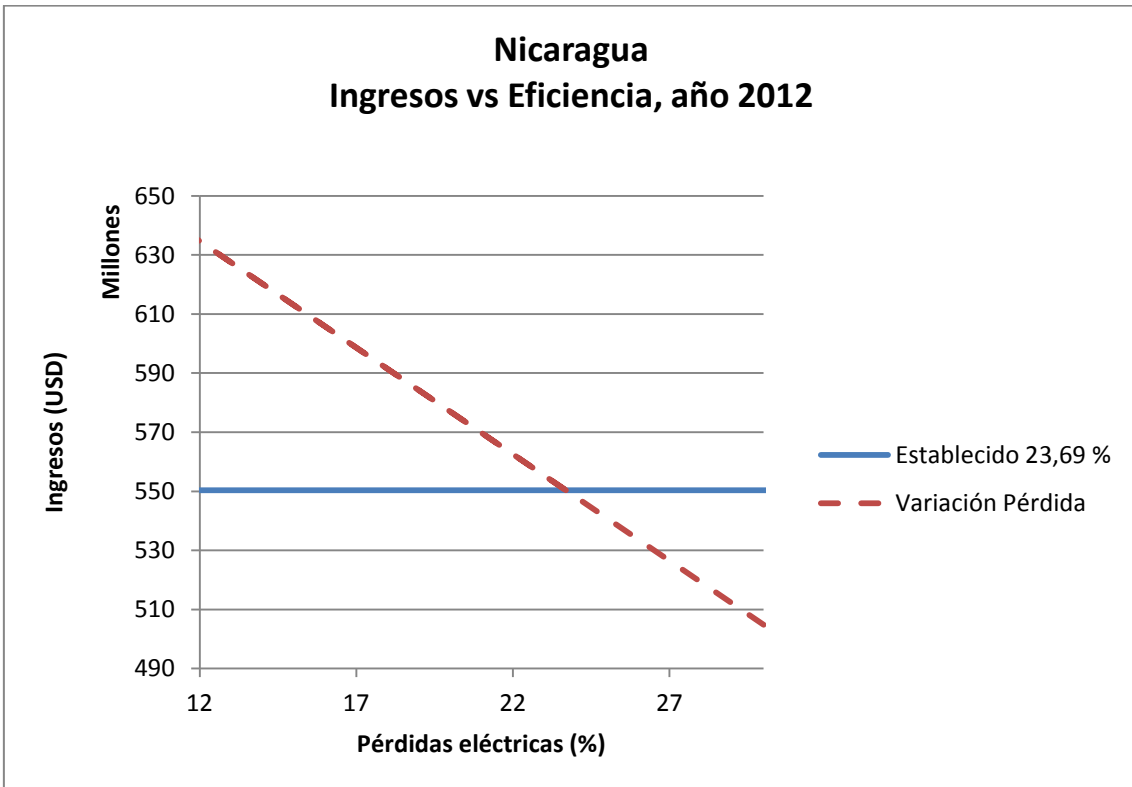


Figura 69. Ingresos vs eficiencia. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Como se muestra, las oportunidades de disminución de pérdidas en Nicaragua son muchas, siendo atractivo debido al alto impacto que tendría.

La Figura 70 corresponde a la ecuación:

$$y = -7\,212\,235x + 721\,223\,454 \quad \forall$$

Y se observa el modelo de proyección financiera en caso de disminución de las pérdidas eléctricas para Nicaragua.

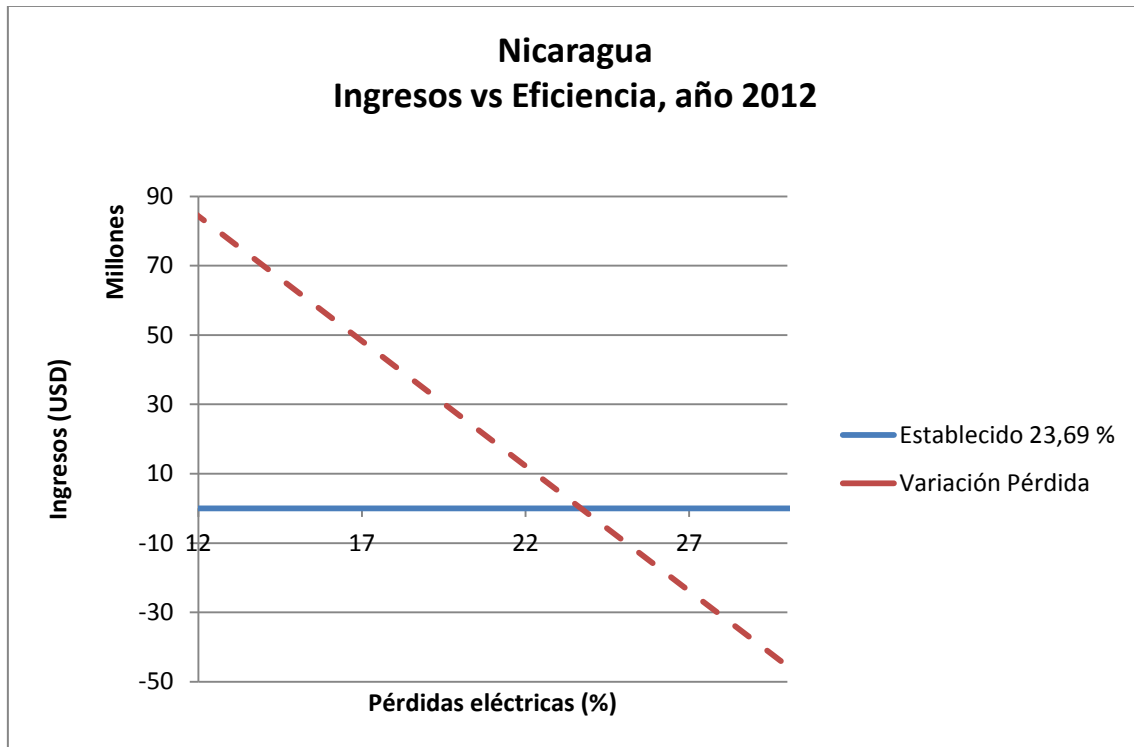


Figura 70. Ingresos vs eficiencia. Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Bajo el modelo financiero propuesto, la oportunidad de aumento de ingreso por punto porcentual de mejora de la eficiencia en Nicaragua, es más de 7 millones de USD anuales. Para alcanzar la meta del 12 % de pérdidas, los beneficios serán de más de 84 millones de USD anuales.

Los datos de la investigación realizada se encuentran en la Tabla 26.

5. Costa Rica

5.1. Características del mercado

Las características básicas del mercado costarricense son las siguientes:

Tabla 16. Características del mercado. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Potencia instalada	2 723,2	MW
Demanda máxima	1 593,1	MW
Consumo energético	10 087,9	GWh
Población	4,805	millones de personas
Densidad de producción energía	2 099,46	kWh/habitante

5.2. Legislaciones relacionadas

El porcentaje de pérdidas del sistema de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), empresa con mayor influencia en el país en el sector energético y de las demás empresas distribuidoras para los años 2013 y 2014 es estimado en 8,2% por parte de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). En el caso de que el porcentaje de pérdidas de la empresa sea mayor al de la industria, se utiliza el de la industria, si es menor se utiliza el obtenido para la empresa [32].

Según la legislación, las empresas distribuidoras deben entregar un informe donde identifiquen las pérdidas, tanto del sistema de generación, como del sistema de distribución, separadas en: técnicas y no técnicas e incluir un plan de reducción de las mismas en el corto plazo.

Por lo tanto, Costa Rica no premia la eficiencia en la distribución con un ingreso económico extra para las empresas en el largo plazo, pero si castiga la falta de eficiencia. Esto debido al modelo de desarrollo social-económico que lo caracteriza.

En el país, no se aplica el criterio de remuneración al distribuidor por mayor eficiencia derivada del aumento de economías de escala. Las fijaciones tarifarias, que pueden incrementar o disminuir la tarifa vigente, son realizadas de manera ordinaria o extraordinaria, según se comentó anteriormente [33].

Con respecto a las pérdidas eléctricas, no se contempla ninguna acción concreta para disminuir las pérdidas energéticas dentro del VI Plan Nacional de Energía 2012-2030, realizado por el

Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones en Diciembre 2011 [34], así como tampoco se contempla específicamente las pérdidas eléctricas dentro del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad, periodo 2012-2024 [35].

En la Asamblea Legislativa de la República se espera una Propuesta de Ley General de Electricidad, iniciativa realizada por el Poder Ejecutivo (año 2010 a 2014), Expediente No. 17.666, en la cual considera que: *“La tarifa eléctrica al consumidor final no podrá reflejar ningún tipo de subsidio cruzado entre niveles de tensión eléctrica. Las tarifas eléctricas deberán reflejar, como mínimo, las condiciones técnicas de suministro (alta, media y baja tensión), así como las pérdidas eléctricas asociadas a estos niveles de tensión y calidad eléctrica”* [29]. En mayo 2014 se da un cambio de legislatura en el país, por lo que se está a la espera de futuras actuaciones en la Ley, así como de los cambios que se realicen a la propuesta de anterior y a otra propuesta realizada por varios diputados según el expediente No. 17.811, donde tampoco consideran las pérdidas producidas en la distribución ni transmisión [36].

Según las legislaciones relacionadas al sector eléctrico y la disminución de las pérdidas, la Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía (Ley No. 7447 del año 1994) aclara lo siguiente:

- Consolida la participación del Estado en la promoción y la ejecución gradual del programa de uso racional de la energía.
- Propone el establecimiento de mecanismos para alcanzar el uso eficiente de la energía, basándose en: la obligación de ejecutar proyectos de uso racional de la energía en empresas de alto consumo; el control sobre los equipos y las instalaciones que incidan en la demanda energética; y el establecimiento de un sistema que informe a los usuarios de su consumo energético.

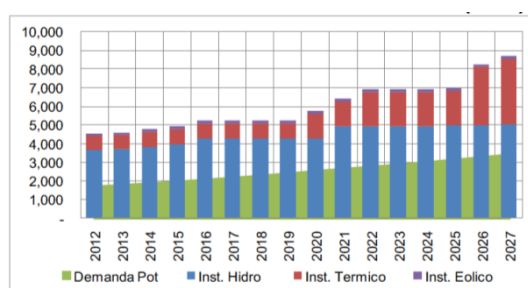
También en el Reglamento para la Regulación del Uso Racional de la Energía (Decreto 25584-MINAE-H-P de 1996) se establecen disposiciones, requisitos y procedimientos que regulan el uso racional de la energía, incluyendo incentivos para empresas que ahorran energía y niveles mínimos de eficiencia para equipos que consuman energía [37].

Dentro del Plan Nacional de Energía 2008-2021 de la Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), se busca ofrecer un suministro energético confiable, enfatizado en fuentes renovables autóctonas, haciendo un uso eficiente de los recursos en la oferta y en la demanda, se promueve el desarrollo de la infraestructura necesaria y la constante investigación e innovación de las instituciones y empresas. Entre los principios del plan, se incluye el abastecimiento energético a un costo razonable, suficiente y

oportuno; la reducción de la dependencia de los hidrocarburos; y el uso de fuentes autóctonas de energía.

5.3. Proyecciones energéticas

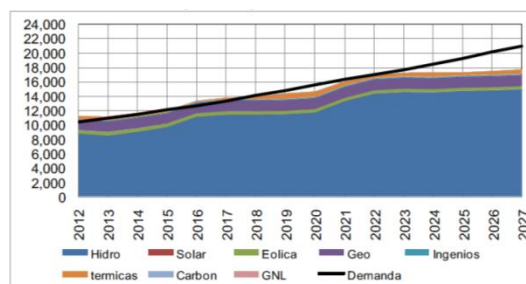
En la Figura 71 se muestra el aumento de la instalación de potencia del país, con una base hidroeléctrica y un aporte térmico utilizado para satisfacer la demanda en los consumos picos y durante la época seca. La demanda de potencia tiene un valor de casi la mitad de la potencia establecida, lo que genera seguridad energética al país y le permite continuar el camino del desarrollo económico.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 71. Instalación anual (MW). Fuente: [12]

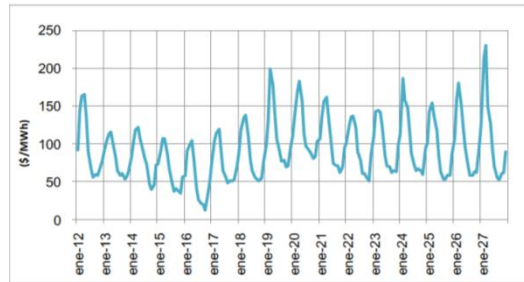
De acuerdo con la Figura 72, la demanda energética presenta una pendiente positiva constante, casi lineal, la cual es basada en plantas hidroeléctricas y también una base geotérmica de alta entalpía. Existe un aporte de las plantas eólicas, una pequeña aportación de los ingenios azucareros y se muestra un inicio de producción solar. En Costa Rica, de acuerdo a estas proyecciones no se estima realizar un cambio al gas natural licuado, como sí lo tienen previsto los demás países de la zona.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 72. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12]

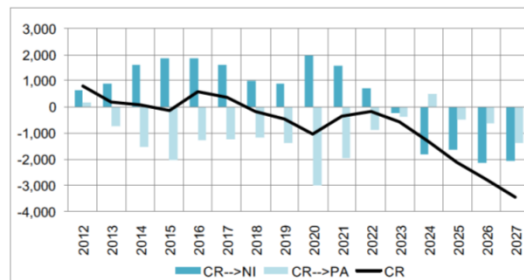
Al igual que los demás países centroamericanos, el valor del costo de la demanda varía dependiendo de la temporada climática del año, por lo que en época lluviosa los precios bajan y en época seca aumentan, debido a la alta dependencia de las plantas hidroeléctricas, como se muestra en la Figura 72.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 73. Costo marginal de demanda. Fuente: [12]

Según la Figura 74, el balance de intercambios energéticos para Costa Rica es positivo hasta el año 2017, con exportaciones energéticas a Nicaragua e importaciones de Panamá. Los sistemas de transmisión internacionales como SIEPAC, permiten importar mayor cantidad de energía y se espera para el año 2022 hacerlo desde Nicaragua debido a la ampliación de su capacidad instalar plantas de gas natural licuado y que Costa Rica no las tiene.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 74. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]

5.4. Análisis de datos

Costa Rica ha logrado manejar el más bajo nivel de pérdidas eléctricas en los países de la región. Para el año 2012, tiene un valor de 11,6 % y en años anteriores niveles de hasta 9,5 % (año 2006). Ver Figura 75. Estos porcentajes son comparables con países desarrollados.

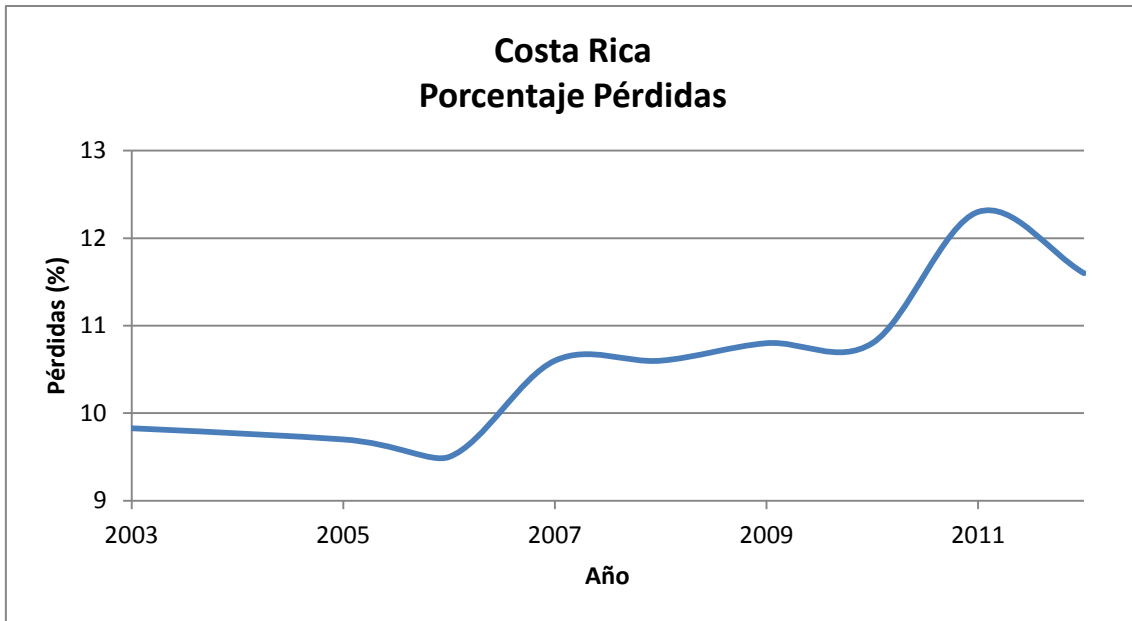


Figura 75. Porcentaje de pérdidas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los porcentajes de pérdidas se ven reflejados en unidades de energía en la Figura 76, donde se observa un crecimiento constante de la energía perdida, sin embargo los porcentaje se mantienen, lo que significa que ha existido un aumento constante de consumo energético, símbolo de desarrollo.

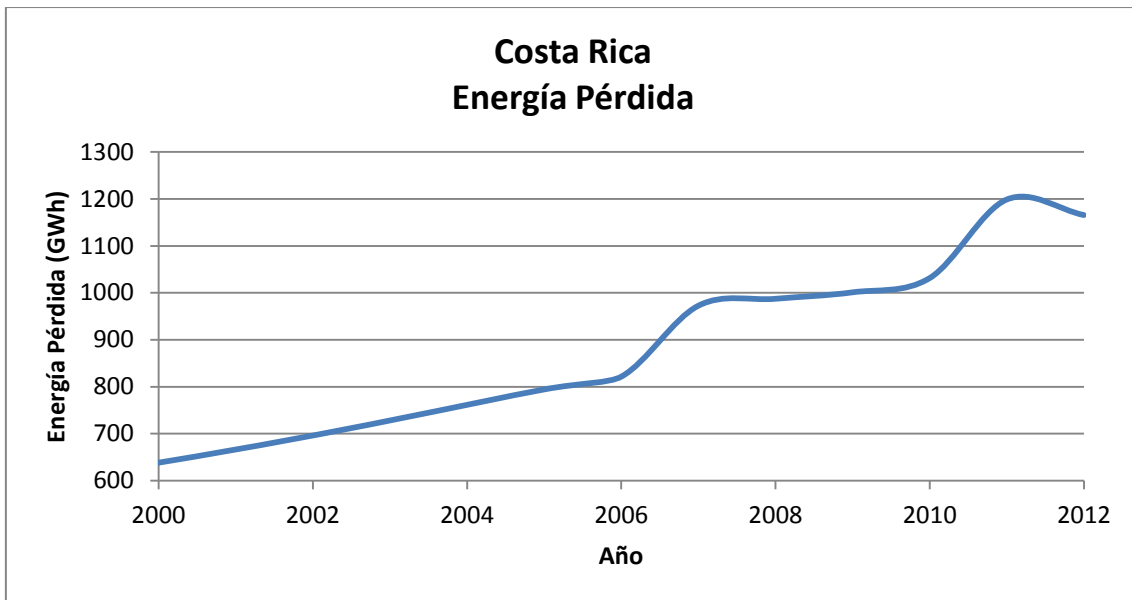


Figura 76. Pérdidas de energía. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La máxima de energía perdida se tuvo en el año 2011, alcanzando niveles de hasta 1 200 GWh. La cantidad de energía perdida representada en valores económicos se muestra en la Figura 77, con valores topes de hasta 162 millones de USD.

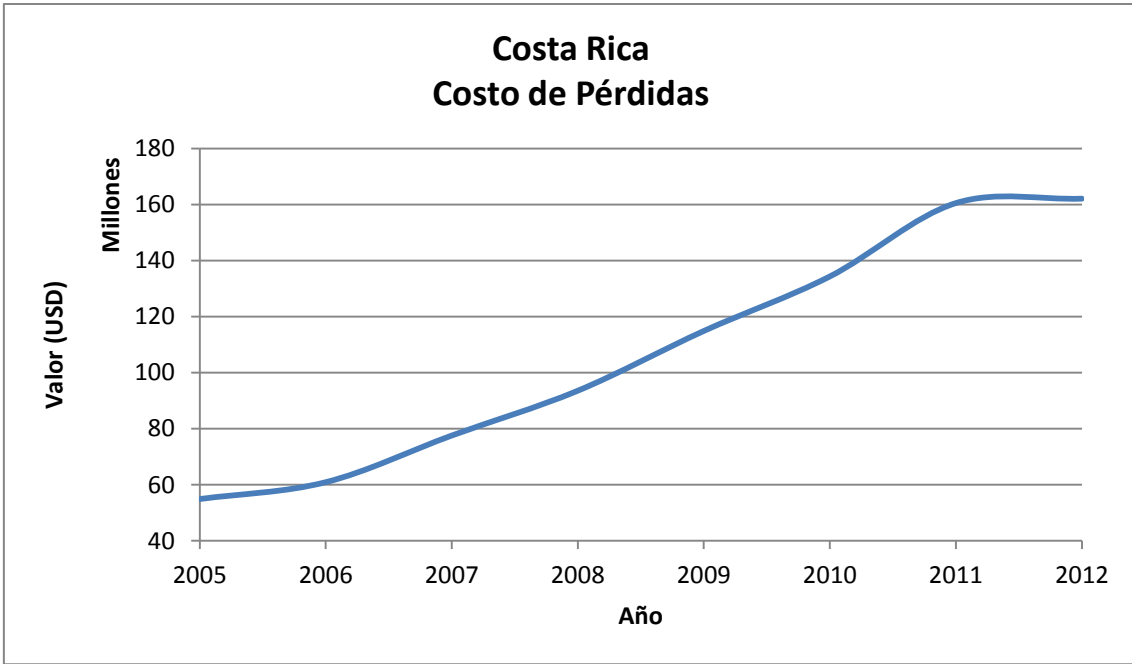


Figura 77. Costo de pérdidas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Esta cantidad también se ve reflejada en la Figura 78, donde se muestra la totalidad del negocio eléctrico por concepto de venta de energía. Costa Rica alcanza valores de hasta 1 500 millones de USD.

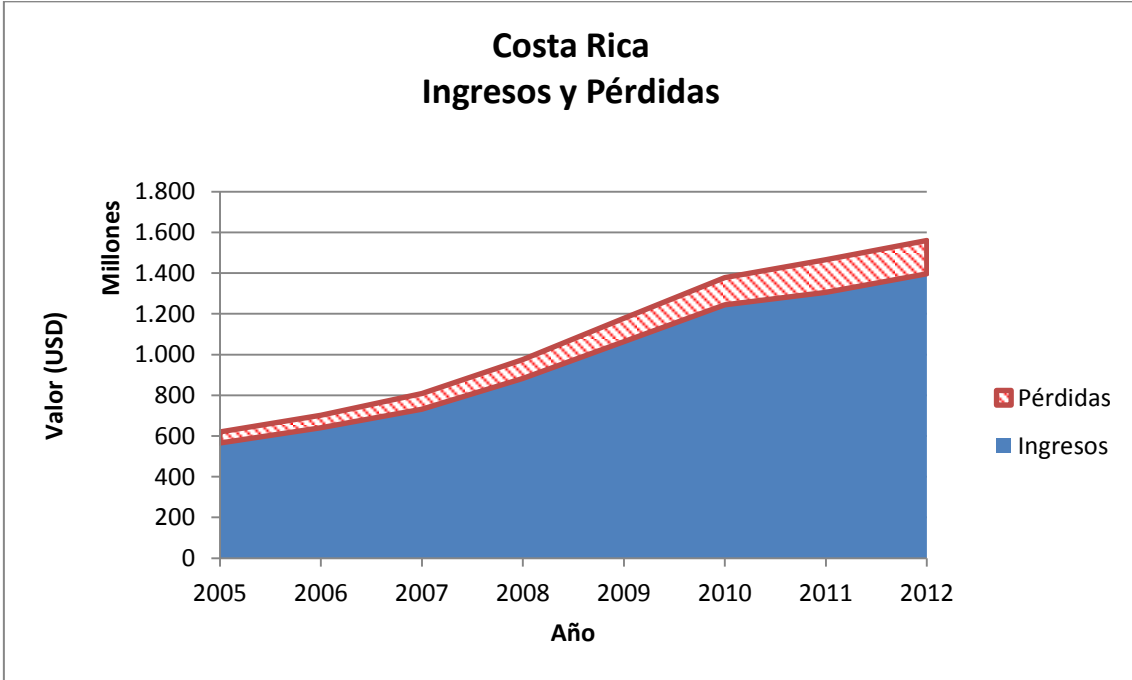


Figura 78. Ingresos y pérdidas económicas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la Figura 79 se muestra como varía el precio del kWh promedio año a año y como también varía el porcentaje de pérdidas. Para este caso no existe una relación entre el precio del kWh hora establecido y el nivel de pérdidas.

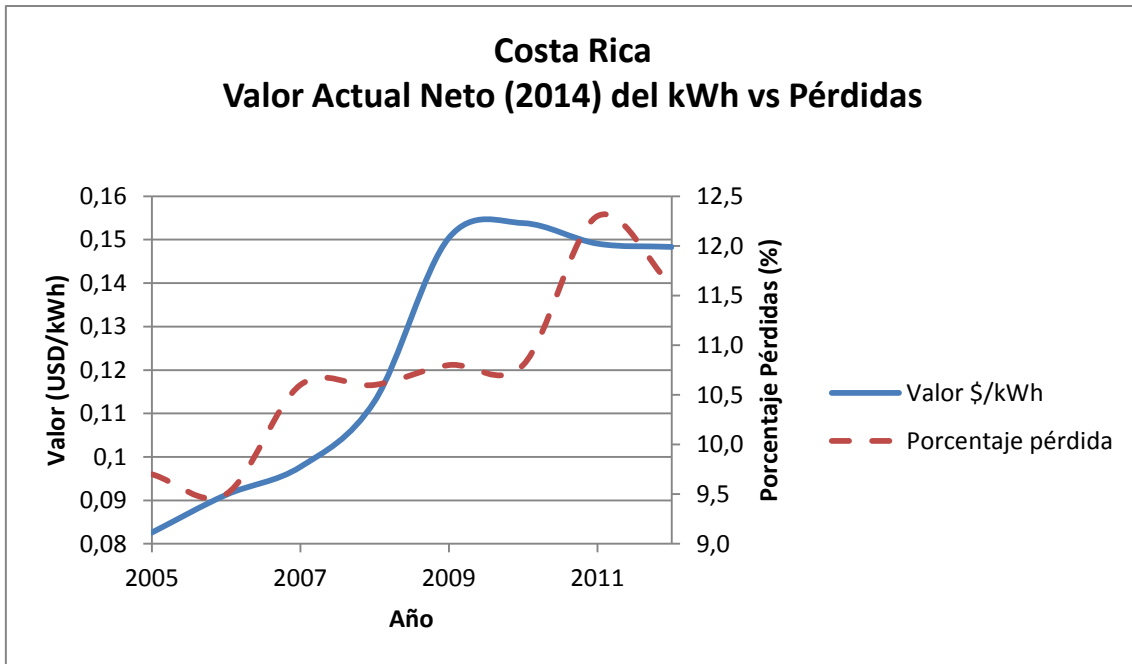


Figura 79. Costo de pérdidas. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Debido al modelo tarifario, la ARESEP establece el porcentaje de pérdidas eléctricas que para el año 2012 correspondía a 8,2 % como tope, por lo que este valor es lo máximo que las empresas pueden cobrar a sus clientes, sin embargo si la empresa es más eficiente puede solicitar a ARESEP una modificación tarifaria, de esta manera el costo del kWh se reduce, beneficiando a los clientes.

El modelo matemático propuesto para Costa Rica muestra un pendiente únicamente en la zona de pérdidas, como se nota también en la Figura 80.

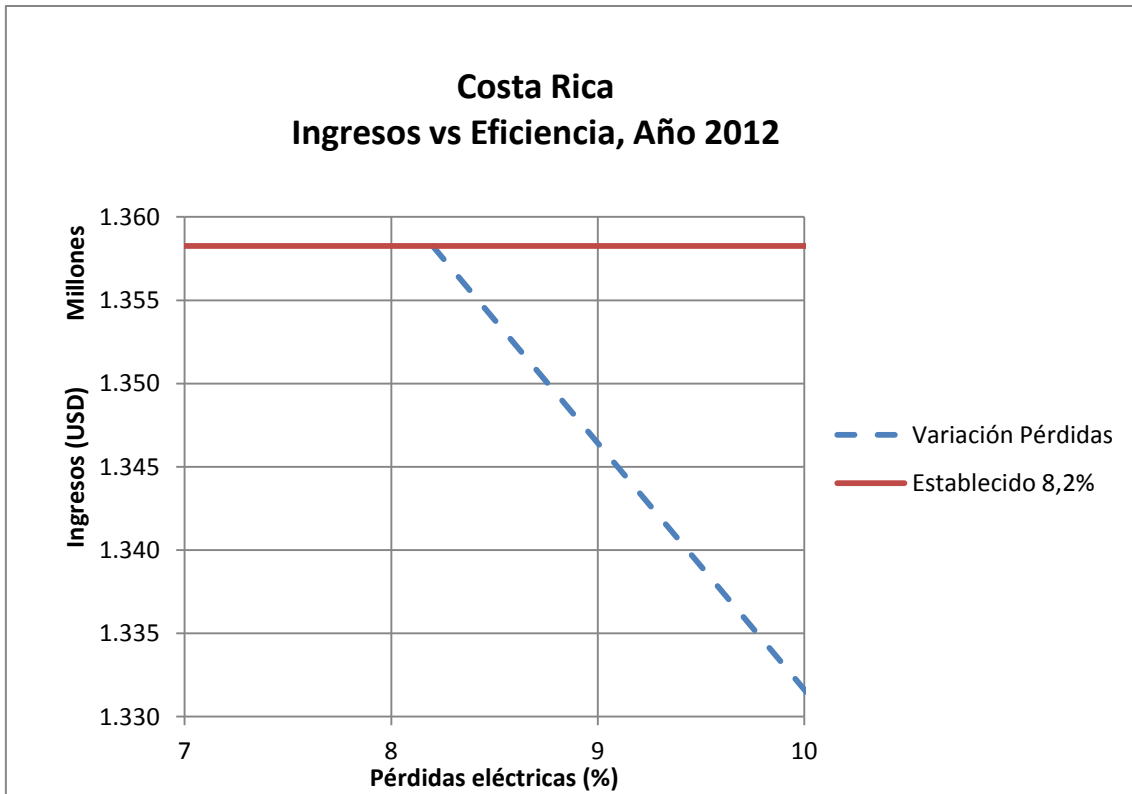


Figura 80. Ingresos vs eficiencia. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Por esta razón, las empresas de distribución eléctrica, solo pueden tener pérdidas de facturación en caso de que sus pérdidas eléctricas sean mayores a lo establecido por la ARESEP. Es importante destacar que las empresas tienen carácter social, por lo que siempre deben de operar a costo óptimo.

La ecuación correspondiente es:

$$y = -14\,795\,796x + 1\,479\,579\,628 \quad \text{VI}$$

Si para el año 2012, a nivel general, las empresas de distribución costarricense mostraran una pérdida de un 1 % menos eficiente que lo establecido por la ARESEP, sus pérdidas rondarían 14,7 millones de USD anuales.

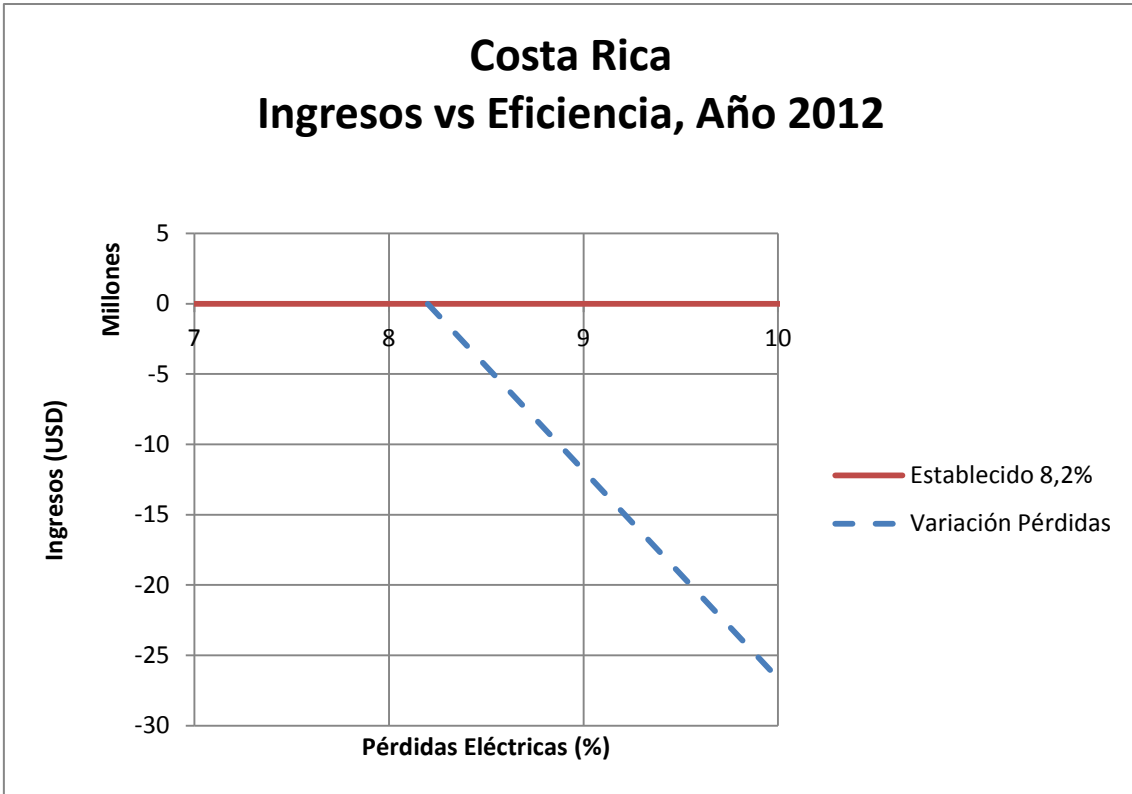


Figura 81. Ingresos vs eficiencia. Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Cuando los valores de pérdidas son pequeños y adecuados según la red existente, el coste de mejorar esa eficiencia es cada vez mayor, por lo que la inversión se vuelve más costosa.

Los datos de la investigación realizada se encuentran en la Tabla 27.

6. Panamá

6.1. Características del mercado

Las características del mercado panameño son las siguientes:

Tabla 17. Características del mercado. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Potencia instalada	2 370,7	MW
Demanda máxima	1 386	MW
Consumo energético	8 162,4	GWh
Población	3,802	millones de personas
Densidad de producción energía	2 146,87	kWh/habitante

6.2. Legislaciones relacionadas

La privatización del sector eléctrico en el año 1998, mejoró el control de las pérdidas de electricidad en Panamá, pasando del 25 % en 1990 a aproximadamente 14,5 % en el año 2011.

Según la Ley No. 6, de 1997, Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, en el Capítulo III, Artículo 103, sobre el Valor Agregado de Distribución, indica que las empresas de distribución tienen excluido el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución [38].

Dentro de los contratos de distribución eléctrica firmados en el año 2013, se hace mención a que: *“se deberá hacer un diagnóstico de las condiciones del sistema de distribución y de las conexiones de los clientes con el objetivo de establecer un programa que permita disminuir dichas pérdidas en el mediano plazo”* [39]. Sin embargo, en otros contratos de concesión con las mismas características firmados en los años 2013 y 1998, no poseen este párrafo y no consideran las pérdidas eléctricas (Contratos No. 70-13 y No. 71-13 para el año 2013).

El Reglamento de Distribución y Comercialización, Título IV, menciona que el régimen tarifario del servicio público de distribución y comercialización, si indica el procedimiento de cálculo de las pérdidas para poder involucrarlas dentro del régimen tarifario, tanto de distribución como transmisión [40].

Los modelos aplicados por diferentes empresas de distribución eléctrica para alcanzar un mercado sustentable, llevan a cabo acciones de regulación, administración comercial, acciones

técnicas, entrenamiento y administración de contratistas externos, compromisos comunales y acciones legales [10].

Las acciones se logran descomponer en los siguientes segmentos:

Regulación

- Trabajo conjunto con las autoridades políticas respectivas así como la autoridad reguladora del servicio prestado.
- Estructuración de tarifas las cuales apoyen el financiamiento de las compañías de distribución
- Tarifas que reflejen los costos de un suministro eficiente de acuerdo a la calidad, asegurando un equilibrio justo y razonable entre los consumidores y el suplidor.
- Generación de fondos suficientes para subsidiar los clientes de bajo recursos que hayan sido identificados por las autoridades respectivas, de manera que las tarifas sean escalonadas dependiendo de la categoría del consumidor.
- Uso de tecnologías que asegure el desarrollo sustentable y un bajo costo.

Administración Comercial

- Implementación de políticas para el servicio al cliente y pagos de deudas antiguas.
- Incremento del número de puntos de contacto con el cliente.
- Administración integral de mediciones, cuentas, conexión y desconexión debido a cuentas no pagadas e inspección de medidores.
- Propaganda para la toma de conciencia de que la electricidad es un bien comercial con un precio establecido.
- Implementación de programas de comunicación que provean al cliente información transparente sobre sus derechos y obligaciones.

Acciones técnicas

- Construcción de redes de distribución menos vulnerables a la manipulación y conexiones irregulares.
- Evaluaciones sistemáticas en busca de conexiones irregulares.
- Uso de cajas de seguridad que eviten la manipulación de los medidores.
- Monitoreo del consumo del alumbrado público.

Entrenamiento y administración de contratistas externos

- Aseguramiento del comportamiento ético de los trabajadores.
- Entrenamiento continuo y provisión de las herramientas adecuadas.
- Certificación de los contratistas en calidad, ambiente y salud ocupacional.
- Implementación de los procedimientos de monitoreo de los contratistas externos.

Compromiso comunal

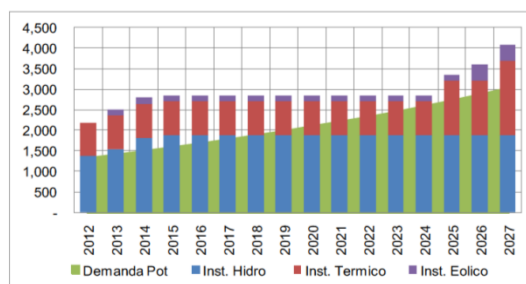
- Realización de contacto directo y abierto con las comunidades, sus líderes y autoridades para la creación de conciencia que la electricidad es un bien comercial y por lo tanto tiene un precio.
- Diseño y ejecución de campañas para el fortalecimiento de una cultura de eficiencia en el pago respectivo de la factura eléctrica y preservación de la infraestructura eléctrica.

Acciones legales

- Trabajo en conjunto con los departamentos de justicia para asegurar acciones legales en caso de robo.
- Aseguramiento de la acción policial cuando se requiera.
- Recuperación de facturas eléctricas sin pago.

6.3. Proyecciones energéticas

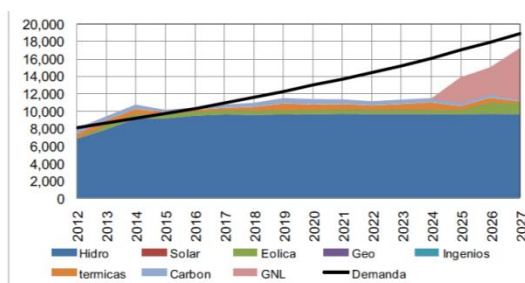
La estructura de generación eléctrica panameña, tiene una alta base hidroeléctrica, le sigue la aportación por medio de plantas térmicas y una pequeña instalación de plantas de generación eólica. Las proyecciones de demanda energética de potencia, según la Figura 82, se encuentran en una zona segura, pero de acuerdo a las estimaciones para el año 2023 y 2024 existe posibilidad de desabastecimiento energético en cuanto la potencia.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 82. Instalación anual (MW). Fuente: [12]

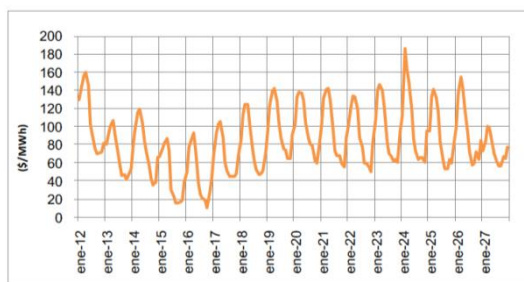
La demanda energética, según la evidencia en la Figura 83, a partir del año 2017 no podrá ser cubierta, por lo que es urgente la toma de medidas correctivas para la mejora de la situación. Es notable la introducción de gas natural licuado para la producción energética a partir del año 2024, como muchos otros países centroamericanos.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 83. Generación por tipo de fuente (GWh). Fuente: [12]

Aunque exista un alto riesgo de desabastecimiento energético, el comportamiento esperado del precio de la energía eléctrica se encuentra dentro de rangos normales y se muestran diferencias entre las estaciones climatológicas, según muestra la Figura 84.

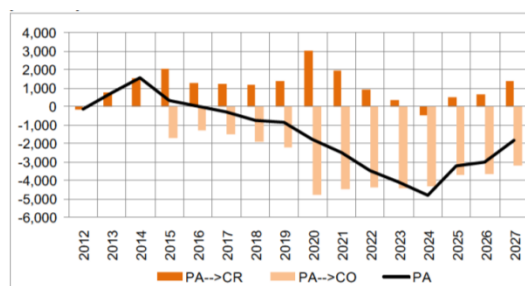


Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 84. Costo marginal de demanda. Fuente: [12]

Con respecto al balance de intercambios energéticos, la importación energética será necesaria para satisfacer la demanda en la medida de lo posible, en su mayoría proveniente de Colombia, que tiene el proyecto de construcción de la nueva línea de transmisión, que consta

de 600 km y una potencia de 400 MW en corriente directa [15], con la finalidad de interconectar todo el continente americano. Ver Figura 85.



Fuentes: GTPIR, Elaboración propia, datos salidas del SDDP.

Figura 85. Intercambios netos (GWh). Fuente: [12]

6.4. Análisis de datos

El comportamiento de las pérdidas eléctricas en Panamá ha sido la disminución después de la privatización del mercado, lo que ha beneficiado este factor, como se muestra en la Figura 86.

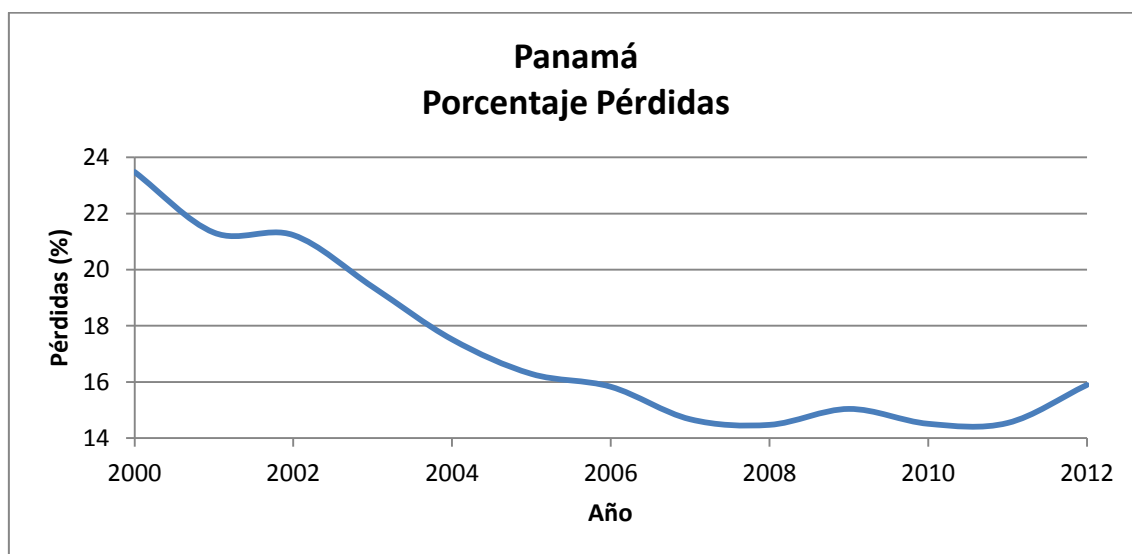


Figura 86. Porcentaje de pérdidas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El valor para el año 2012 corresponde a 15,89 % de pérdidas eléctricas, situándose en una posición normal para los países en vías de desarrollo y cercano a la meta del 12 % para el año 2020.

Existe un aumento en las pérdidas eléctricas desde el año 2010 debido a la instalación de nuevas plantas de energía con ubicaciones alejadas de los grandes centros de consumo. La utilización de las nuevas plantas hidroeléctricas y eólicas en las zonas de Chiriquí y Bocas del

Toro, ubicadas en el extremo oeste del país, lo que hace que las pérdidas en el transporte aumenten, ya que se disminuye la utilización de las plantas térmicas que están ubicadas cerca del centro de carga nacional.

Los niveles de pérdidas se relacionan con la siguiente cantidad de energía perdida en la Figura 87.

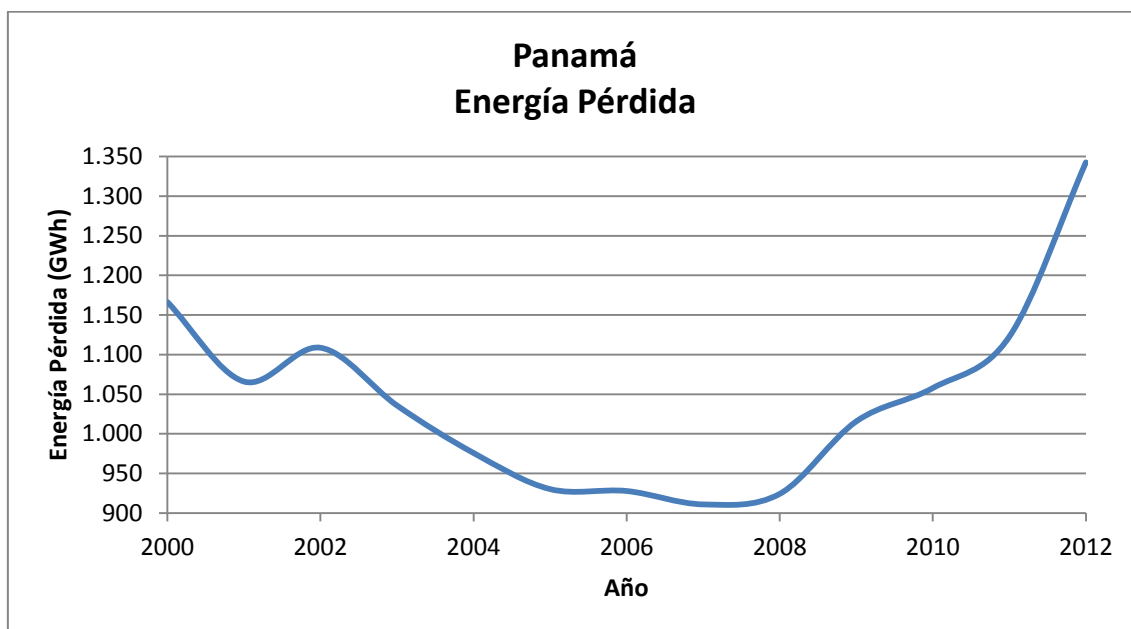


Figura 87. Pérdidas de energía. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los niveles de pérdidas se han mantenido estables hasta el año 2007, posterior a ese año, la cantidad de energía perdida va en aumento debido a la fuerte demanda energética que conlleva el desarrollo que tiene Panamá.

Según las proyecciones realizadas por las autoridades panameñas, se generan tres escenarios, que prevén una disminución de las pérdidas totales debido al incremento del flujo eléctrico y un esfuerzo para controlar las pérdidas no-técnicas, realizando mejores prácticas por parte de las empresas de distribución [41].

De igual manera, como ha aumentado el consumo también lo han hecho los costos de las pérdidas, como se muestra en la Figura 88.

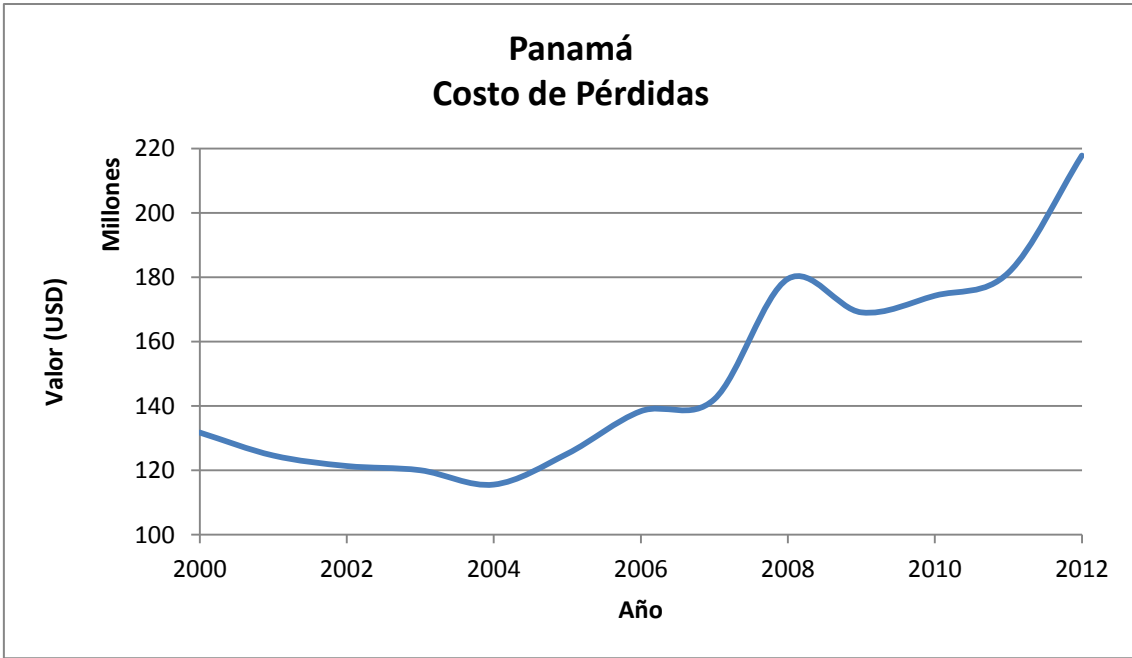


Figura 88. Costo de pérdidas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Estos datos también se ven reflejados en el valor total del negocio eléctrico que sobrepasa los 1 000 millones anuales, según la Figura 89.

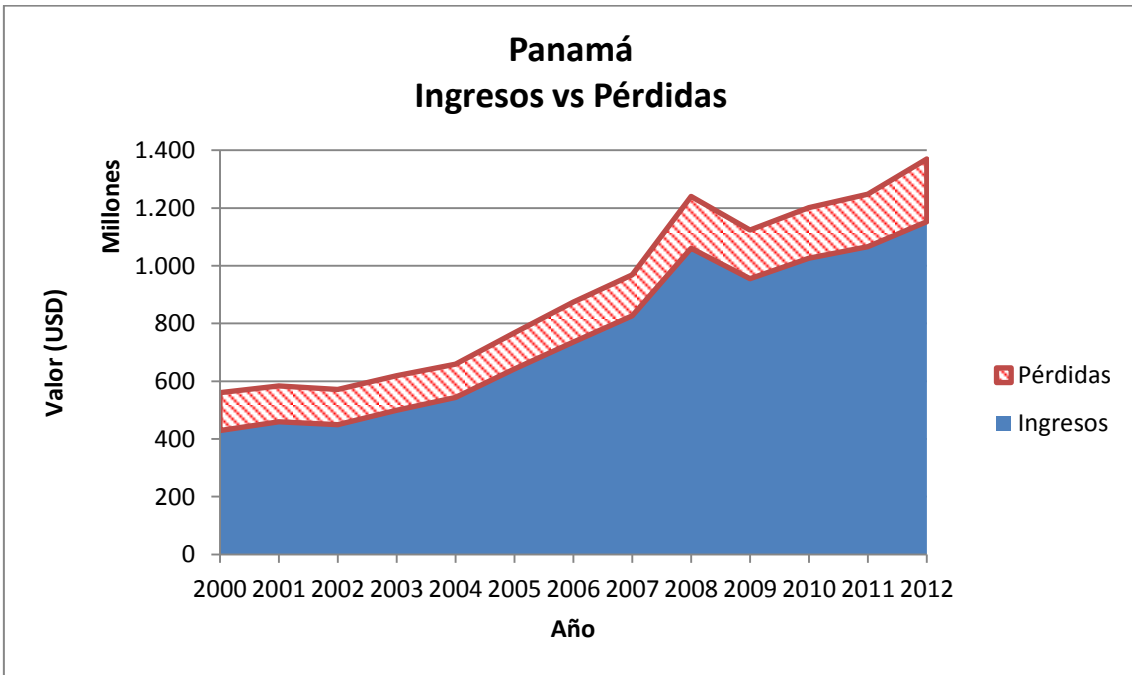


Figura 89. Ingresos y pérdidas económicas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

El comportamiento del valor del kWh para Panamá muestra una tendencia inversamente proporcional al porcentaje de pérdidas, por lo que el precio sube cuando las pérdidas son menores y viceversa, como se evidencia en la Figura 90.

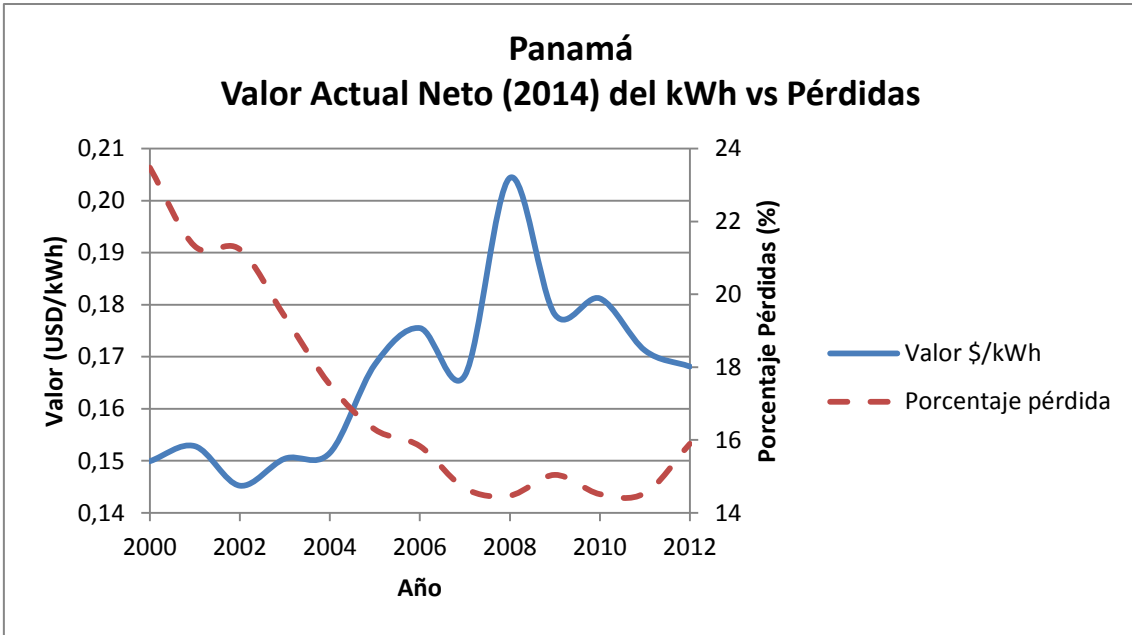


Figura 90. Costo de pérdidas. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

De acuerdo al modelo matemático, el margen de ganancia es amplio, si se da una disminución de las pérdidas para un mercado de 3,8 millones de personas, como se muestra en la Figura 91.

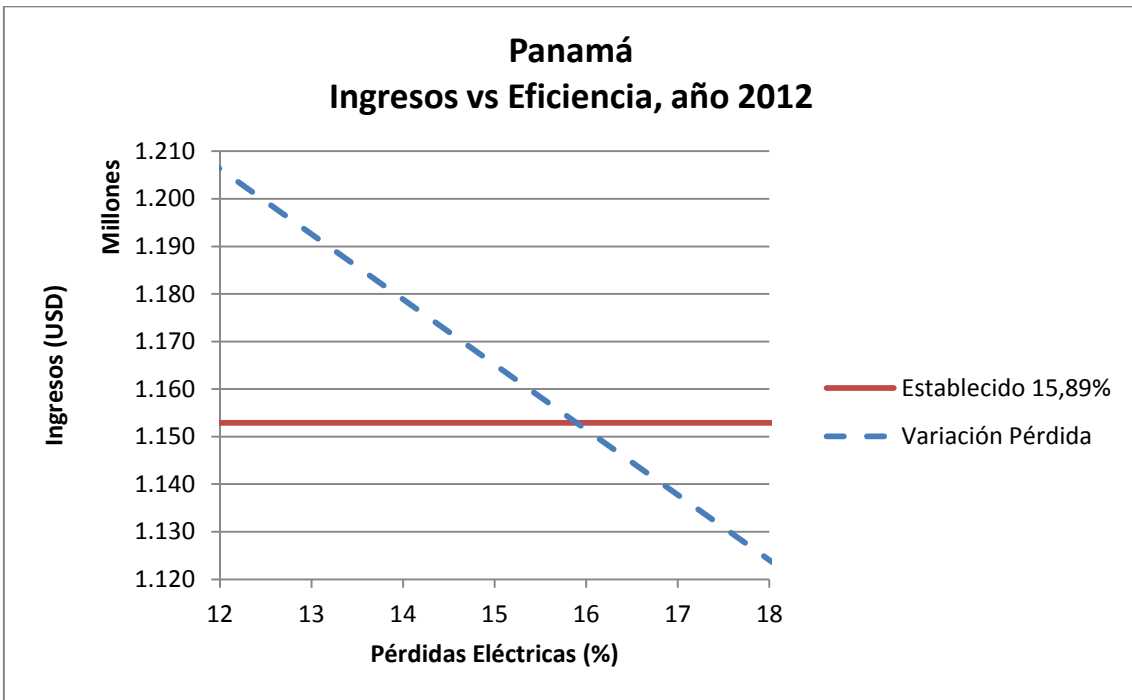


Figura 91. Ingresos vs eficiencia. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

La ecuación correspondiente a la Figura 91 es:

$$y = -13\,707\,654x + 1\,370\,765\,372$$

VII

En el caso de alcanzar la meta del 12 % de pérdidas, los ingresos aumentarían para el año estudiado (2012) a más de 53 millones de USD anuales, como se observa en la Figura 92:

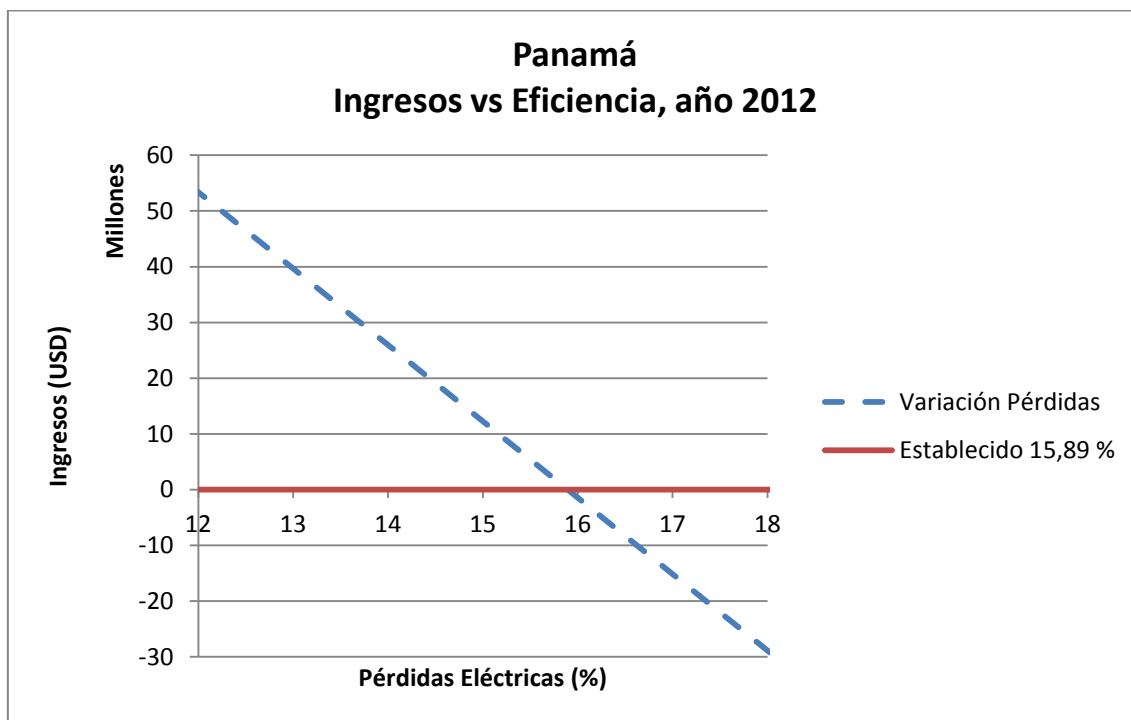


Figura 92. Ingresos vs eficiencia. Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Debido al constante crecimiento del mercado eléctrico panameño es necesario controlar los niveles de pérdidas.

Los datos de la investigación realizada se encuentran en la Tabla 28.

V. ANEXO 3

1. Tablas resumen Centroamérica.

Tabla 18. Porcentaje de pérdidas resumen (%). Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Centroamérica
2000	-	-	-	29,13	-	23,48	26,31
2001	-	-	-	32,95	-	21,32	27,13
2002	-	-	-	32,52	-	21,23	26,87
2003	-	-	13,00	32,59	-	19,39	21,66
2004	-	-	14,50	31,20	-	17,52	21,07
2005	-	23,32	13,10	29,89	9,70	16,29	18,46
2006	-	25,02	12,80	28,51	9,50	15,83	18,33
2007	-	21,24	12,90	27,87	10,60	14,67	17,46
2008	-	20,57	12,80	27,68	10,60	14,47	17,22
2009	13,97	22,37	11,50	27,08	10,80	15,04	16,79
2010	13,78	23,90	12,30	27,09	10,80	14,51	17,06
2011	13,69	26,98	12,10	25,76	12,30	14,54	17,56
2012	13,65	29,93	12,60	23,69	11,60	15,89	17,90

Tabla 19. Energía perdida resumen (GWh). Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Centroamérica
2000	-	-	-	616,60	-	1.166,40	891,50
2001	-	-	-	767,26	-	1.066,00	916,63
2002	-	-	-	797,79	-	1.108,70	953,25
2003	-	-	554,12	844,65	-	1.035,70	811,49
2004	-	-	658,76	836,22	-	975,80	823,59
2005	-	1.294,60	611,23	829,48	794,40	930,20	891,98
2006	-	1.505,20	629,35	818,25	821,60	927,80	940,44
2007	-	1.342,70	653,82	809,40	972,70	910,90	937,90
2008	-	1.353,30	666,60	853,19	987,40	924,20	956,94
2009	696,88	1.464,70	587,92	853,00	1.001,20	1.015,70	936,57
2010	698,75	1.608,60	639,95	911,41	1.031,50	1.057,80	991,33
2011	716,25	1.933,90	642,69	909,26	1.198,90	1.122,70	1.087,28
2012	743,24	2.268,20	699,85	870,16	1.165,70	1.342,70	1.181,64

Tabla 20. Costo de las pérdidas eléctricas resumen (USD). Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Centroamérica
2000	-	-	-	68.777.988	-	131.765.057	100.271.523
2001	-	-	-	84.426.756	-	124.622.741	104.524.749
2002	-	-	-	88.882.307	-	121.355.881	105.119.094
2003	-	-	64.887.005	98.682.486	-	120.044.914	94.538.135
2004	-	-	74.571.374	98.001.281	-	115.583.204	96.051.953
2005	-	116.106.175	72.431.168	99.667.931	54.880.888	125.166.847	93.650.602
2006	-	146.334.191	82.633.619	119.882.553	60.905.648	138.394.247	109.630.052
2007	-	129.180.521	91.599.786	125.643.355	77.563.813	142.105.145	113.218.524
2008	-	169.868.000	91.924.535	157.739.405	93.572.129	179.520.376	138.524.889
2009	83.810.591	187.635.033	105.355.850	138.811.896	114.905.688	169.118.121	133.272.863
2010	88.949.438	226.266.042	116.663.281	163.397.949	134.371.890	174.305.752	150.659.059
2011	95.188.139	321.677.151	132.716.292	164.447.872	160.564.097	181.440.622	176.005.696
2012	123.859.841	402.790.101	161.105.301	170.880.214	162.153.038	217.865.372	206.442.311

Tabla 21. Total de la energía utilizada (GWh). Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Centroamérica
2000	-	-	3.436	1.500	-	3.801	2.912
2001	-	-	3.366	1.561	-	3.934	2.954
2002	-	-	3.552	1.656	-	4.113	3.107
2003	-	-	3.708	1.747	-	4.307	3.254
2004	-	-	3.884	1.844	-	4.595	3.441
2005	-	4.256	4.055	1.946	7.363	4.781	4.480
2006	-	4.511	4.287	2.051	7.820	4.934	4.721
2007	-	4.979	4.415	2.095	8.174	5.298	4.992
2008	-	5.227	4.541	2.229	8.360	5.462	5.164
2009	4.290	5.082	4.524	2.297	8.249	5.738	5.030
2010	4.370	5.122	4.563	2.453	8.495	6.233	5.206
2011	4.517	5.234	4.669	2.621	8.523	6.600	5.360
2012	4.702	5.309	4.855	2.802	8.922	7.105	5.616

Tabla 22. Precio actualizado al año 2014 del kWh (USD/kWh). Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Centroamérica
2000	-	-	-	0,1105	-	0,1499	0,1302
2001	-	-	-	0,1089	-	0,1528	0,1309
2002	-	-	-	0,1151	-	0,1452	0,1301
2003	-	-	0,1504	0,1202	-	0,1504	0,1403
2004	-	-	0,1416	0,1230	-	0,1515	0,1387
2005	-	0,1092	0,1434	0,1268	0,0826	0,1685	0,1261
2006	-	0,1147	0,1539	0,1559	0,0913	0,1755	0,1383
2007	-	0,1104	0,1597	0,1632	0,0977	0,1664	0,1395
2008	-	0,1255	0,1513	0,1997	0,1128	0,2044	0,1587
2009	0,1436	0,1281	0,1974	0,1743	0,1504	0,1781	0,1620
2010	0,1502	0,1535	0,1975	0,1963	0,1538	0,1812	0,1721
2011	0,1746	0,1759	0,2169	0,2412	0,1491	0,1712	0,1882
2012	0,1851	0,1724	0,2369	0,2438	0,1483	0,1681	0,1924

2. Tablas resumen por país.

2.1. Guatemala

Tabla 23. Tabla resumen Guatemala. Fuente: Elaboración propia, 2014.

TOTAL									
Año	Valor pérdidas (USD)	Energía comprada (kWh)	Energía vendida (kWh)	Energía perdida (kWh)	Energía perdida (GWh)	Porcentaje Pérdidas (%)	Valor (USD/kWh)	Valor actualizado (USD/kWh)	Valor ingresos (USD)
2009	83.810.591	4.987.346.533	4.290.467.356	696.879.176	697	13,9729448	0,12997196	0,14362417	712.834.258
2010	88.949.437	5.068.945.225	4.370.198.745	698.746.480	699	13,7848497	0,1381224	0,15016764	775.004.283
2011	95.188.138	5.232.784.738	4.516.536.292	716.248.446	716	13,6877109	0,16567593	0,17461230	952.698.163
2012	123.859.840	5.445.027.724	4.701.790.674	743.237.050	743	13,6498304	0,17930292	0,18514289	1.073.629.820
2013	124.372.861	5.858.326.607	4.836.112.999	1.022.213.608	1.022	17,448901	0,16395346	0,16684951	1.001.826.051

2.2. Honduras

Tabla 24. Tabla resumen Honduras. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Ingreso por ventas (USD)	Energía Vendida (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía perdida (GWh)	Perdidas (%)	Perdidas venta (USD)	Precio kWh (USD/kWh)	Precio actualizado 2014 (USD/kWh)
2003	292.924.507	-	-	-	-	-	-	-
2004	348.299.736	-	-	-	-	-	-	-
2005	381.726.180	4.256,30	5.550,90	1.294,60	23,32	116.106.175	0,08968498	0,1092470
2006	438.574.809	4.511,20	6.016,40	1.505,20	25,02	146.334.191	0,09721910	0,1147240
2007	479.056.058	4.979,30	6.322,00	1.342,70	21,24	129.180.521	0,09620952	0,1103888
2008	656.062.273	5.226,70	6.580,00	1.353,30	20,57	169.867.999	0,12552132	0,1255213
2009	650.989.926	5.081,70	6.546,40	1.464,70	22,37	187.635.032	0,12810475	0,1281047
2010	720.475.751	5.122,10	6.730,70	1.608,60	23,90	226.266.041	0,14066023	0,1534610
2011	870.585.882	5.233,90	7.167,80	1.933,90	26,98	321.677.150	0,16633598	0,1759202
2012	942.779.580	5.309,00	7.577,20	2.268,20	29,93	402.790.100	0,17758139	0,1723535

2.3. El Salvador

Tabla 25. Tabla resumen El Salvador. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Energía (MWh)	Precio (USD/kWh)	Precio Actual neto (USD/kWh)	Ganancias (USD)	Porcentaje pérdida (%)	Pérdidas (USD)	Pérdidas Valor Actual (USD)	Energía perdida (MWh)
1998	3.191.537	0,1069	-	341.175.305	-	-	-	-
1999	3.278.941	0,1042	-	341.665.652	-	-	-	-
2000	3.436.142	0,1145	-	393.438.259	11,00	-	-	-
2001	3.365.825	0,1198	-	403.225.835	-	-	-	-
2002	3.552.189	0,1122	-	398.555.605	-	-	-	-
2003	3.708.316	0,1171	0,1504	434.243.803	13,00	64.887.005	83.327.991	554.116
2004	3.884.399	0,1132	0,1416	439.713.966	14,50	74.571.374	93.280.752	658.757
2005	4.054.671	0,1185	0,1434	480.478.513	13,10	72.431.168	87.634.378	611.233
2006	4.287.445	0,1313	0,1539	562.941.528	12,80	82.633.618	96.853.775	629.349
2007	4.414.533	0,1401	0,1597	618.476.073	12,90	91.599.785	104.389.757	653.817
2008	4.541.232	0,1379	0,1513	626.235.892	12,80	91.924.534	100.886.343	666.602
2009	4.524.453	0,1792	0,1974	810.781.977	11,50	105.355.850	116.040.179	587.923
2010	4.562.911	0,1823	0,1975	831.818.675	12,30	116.663.280	126.420.631	639.952
2011	4.668.826	0,2065	0,2169	964.112.569	12,10	132.716.292	139.415.090	642.693
2012	4.854.510	0,2302	0,2369	1.117.508.202	12,60	161.105.301	165.806.188	699.849

2.4. Nicaragua

Tabla 26. Tabla resumen Nicaragua. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Ingresos por venta (USD)	Ventas de energía (GWh)	Generación neta (GWh)	Perdida (%)	Precio (USD/kWh)	Energía perdida (GWh)	Valor actual neto kWh (USD/kWh)	Costo perdidas (USD)
2000	167.315.898	1.500,00	2.116,60	29,13	0,110527229	616,6	0,1521657	68.777.988
2001	171.805.797	1.561,35	2.328,61	32,95	0,108921413	767,26	0,14588823	84.426.756
2002	184.462.624	1.655,70	2.453,49	32,52	0,115092155	797,79	0,1516683	88.882.307
2003	204.081.667	1.746,79	2.591,44	32,59	0,120171032	844,65	0,15483254	98.682.486
2004	216.060.585	1.843,59	2.679,81	31,20	0,123041544	836,22	0,15441877	98.001.281
2005	233.799.329	1.945,78	2.775,26	29,89	0,126842882	829,48	0,15397284	99.667.931
2006	300.546.624	2.051,36	2.869,61	28,51	0,155941377	818,25	0,18337963	119.882.553
2007	325.238.396	2.095,20	2.904,60	27,87	0,163240372	809,40	0,1866468	125.643.355
2008	412.088.857	2.228,93	3.082,12	27,68	0,199651557	853,19	0,21983806	157.739.405
2009	373.856.400	2.297,35	3.150,35	27,08	0,174286979	853,00	0,19254941	138.811.896
2010	439.704.901	2.452,61	3.364,02	27,09	0,196321009	911,41	0,21344255	163.397.949
2011	474.042.342	2.621,06	3.530,32	25,76	0,241174975	909,26	0,25418373	164.447.872
2012	550.343.240	2.802,47	3.672,63	23,69	0,243761122	870,16	0,25170052	170.880.214
2013	602.335.757	2.919,94	3.795,85	23,08	0,242903249	875,91	0,24719394	180.685.875

2.5. Costa Rica

Tabla 27. Tabla resumen Costa Rica. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Energía disponible (GWh)	Energía vendida (GWh)	Energía perdida (GWh)	Pérdidas (%)	Costo energía (USD)	Costo perdidas (USD)	Valor kWh actualizado (USD)
1990	3.694,4	3304,8	389,6	10,6	-	-	-
2000	6.388,8	5750,4	638,4	10,0	-	-	-
2005	8.157,8	7363,4	794,4	9,7	565.782.345	54.880.887	0,082580596
2006	8.641,6	7820,0	821,6	9,5	641.112.086	60.905.648	0,091273291
2007	9.146,7	8174,0	972,7	10,6	731.734.084	77.563.812	0,097698326
2008	9.346,9	8359,5	987,4	10,6	882.755.935	93.572.129	0,112816055
2009	9.249,8	8248,6	1001,2	10,8	1.063.941.552	114.905.687	0,150421407
2010	9.526,8	8495,3	1031,5	10,8	1.244.184.171	134.371.890	0,153822896
2011	9.721,5	8522,6	1198,9	12,3	1.305.399.165	160.564.097	0,149098605
2012	10.087,9	8922,2	1165,7	11,6	1.397.871.016	162.153.037	0,148342719

2.6. Panamá

Tabla 28. Tabla resumen Panamá. Fuente: Elaboración propia, 2014.

Año	Ingresos facturados (USD)	Energía Disponible (GWh)	Ventas Totales (GWh)	Pérdidas Totales (GWh)	Porcentaje total de pérdida (%)	Precio promedio por kWh (centavos USD/kWh)	Valor actual neto (USD/kWh)	Ingresos teóricos (USD)	Precio real perdidas (USD)
2000	429.400.000	4.967,50	3.801,10	1.166,40	23,48	10,85	0,15	412.419.350	131.765.057
2001	459.900.000	4.999,90	3.933,90	1.066,00	21,32	11,37	0,15	447.284.430	124.622.740
2002	450.200.000	5.221,70	4.113,00	1.108,70	21,23	10,98	0,15	451.607.400	121.355.881
2003	499.200.000	5.342,60	4.306,90	1.035,70	19,39	11,63	0,15	500.892.470	120.044.913
2004	544.300.000	5.571,00	4.595,20	975,80	17,52	12,03	0,15	552.802.560	115.583.204
2005	643.300.000	5.711,00	4.780,80	930,20	16,29	13,83	0,17	661.184.640	125.166.846
2006	735.900.000	5.861,30	4.933,50	927,80	15,83	14,87	0,18	733.611.450	138.394.247
2007	826.500.000	6.208,80	5.297,90	910,90	14,67	14,50	0,17	768.195.500	142.105.145
2008	1.061.000.000	6.386,40	5.462,20	924,20	14,47	18,50	0,20	1.010.507.000	179.520.376
2009	955.400.000	6.753,70	5.738,00	1.015,70	15,04	16,06	0,18	921.522.800	169.118.121
2010	1.027.000.000	7.290,30	6.232,50	1.057,80	14,51	16,61	0,18	1.035.218.250	174.305.752
2011	1.066.600.000	7.722,50	6.599,80	1.122,70	14,54	16,19	0,17	1.068.507.620	181.440.622
2012	1.152.900.000	8.448,00	7.105,30	1.342,70	15,89	16,22	0,17	1.152.479.660	217.865.372

3. Tarifas eléctricas

Las siguientes tablas y gráficas muestran el comportamiento de los precios de las tarifas, de acuerdo al sector del mercado, y el nivel de pérdidas por cada año.

Tabla 29. Precio de la energía, año 2013. Fuente: [6] y [8]

	Energía (kWh)	Guatemala (USD/kWh)	Honduras (USD/kWh)	El Salvador (USD/kWh)	Nicaragua (USD/kWh)	Costa Rica (USD/kWh)	Panamá (USD/kWh)	Centroamérica (USD/kWh)
Residencial	0	8,77	7,33	8,26	15,19	18,24	18,50	11,56
	50	8,77	7,33	8,26	15,19	18,24	18,50	11,56
	99	10,79	7,09	8,50	18,43	18,24	18,50	12,61
	200	22,98	12,73	23,44	23,10	18,24	18,50	20,10
	751	23,55	18,29	23,87	31,07	28,86	19,42	24,18
Comercial	1.000	23,51	23,67	23,34	26,64	27,36	19,86	24,06
	15.000	28,53	24,11	20,16	27,38	23,90	23,20	24,55
	50.000	21,61	24,14	20,07	27,39	23,92	18,68	22,64
Industrial	15.000	26,92	24,14	20,16	25,08	23,90	23,22	23,90
	50.000	20,58	24,14	20,28	25,09	23,92	18,68	22,12
	100.000	20,48	17,16	20,27	25,15	23,92	18,67	20,94
	930.000	20,35	16,70	20,23	22,44	20,17	16,76	19,44
	1.488.000	20,35	16,70	20,23	22,44	20,17	16,77	19,44

*Notas: Los valores calculados no incluyen impuestos y tasas. En el sector residencial se han incluido los subsidios.

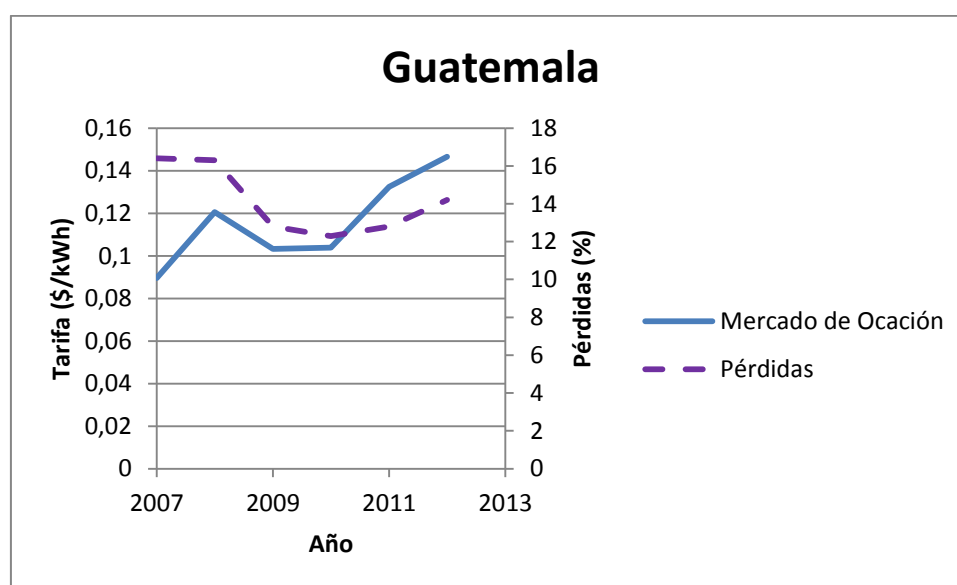


Figura 93. Tarifas eléctricas. Guatemala. Fuente: [6]

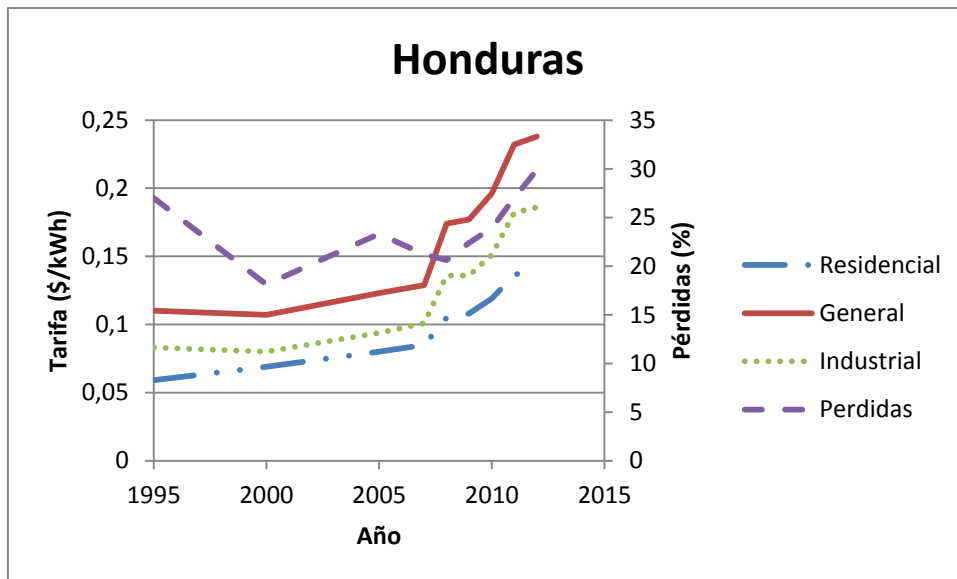


Figura 94. Tarifas eléctricas. Honduras. Fuente: [6]

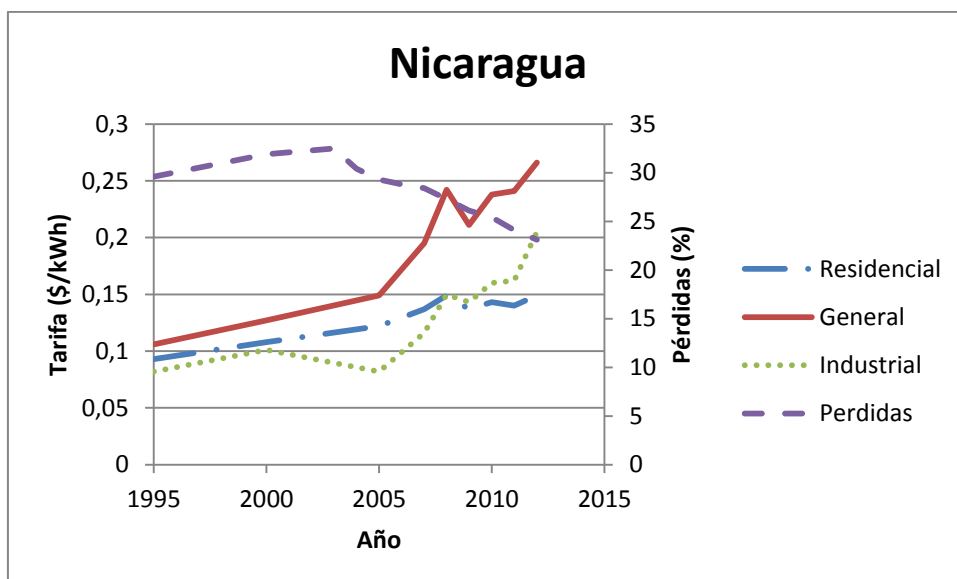


Figura 95. Tarifas eléctricas. Nicaragua. Fuente: [6]

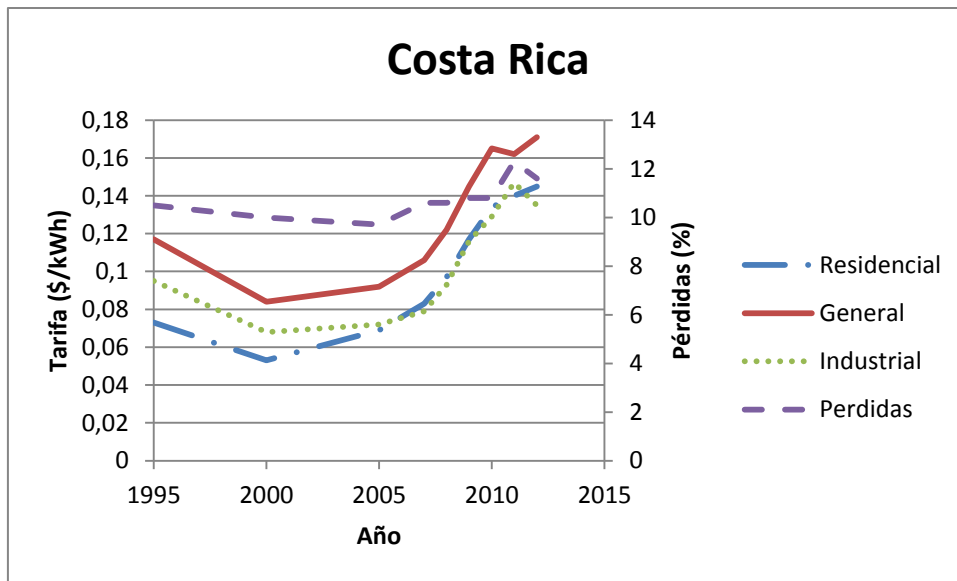


Figura 96. Tarifas eléctricas. Costa Rica. Fuente: [6]

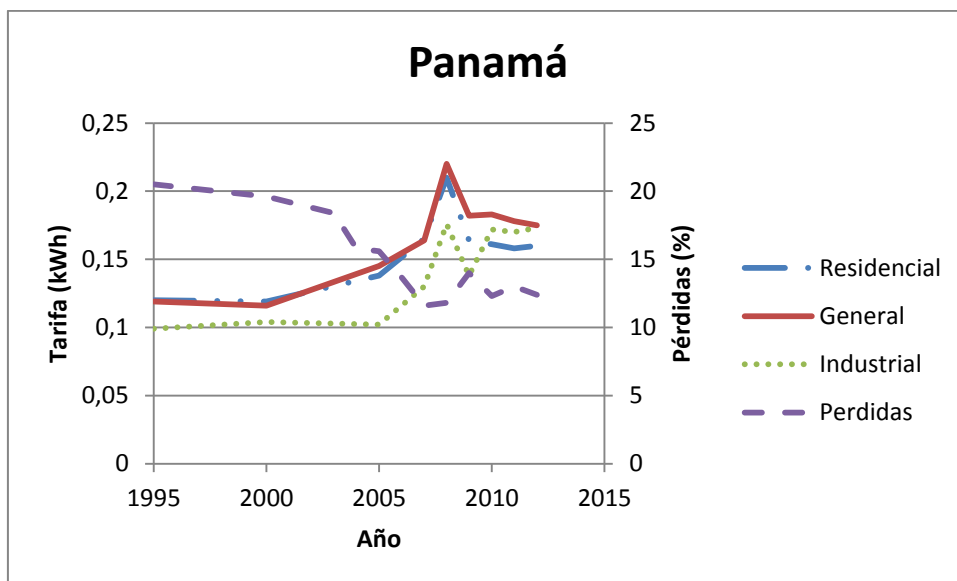


Figura 97. Tarifas eléctricas. Panamá. Fuente: [6]

Países como Panamá y Nicaragua presentan una tendencia del precio del kWh inversamente proporcional al nivel de pérdidas, mientras los demás (Guatemala, Honduras y Costa Rica) tienen un comportamiento proporcional con las pérdidas. La conducta del segundo grupo de países es lógica, ya que si aumentan las pérdidas deberían de aumentar las tarifas y viceversa.

La información para El Salvador no se encuentra disponible en: *Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2012. CEPAL.*

4. Ministerios, instituciones y empresas involucradas en el sector

Tabla 30. Tabla resumen Ministerios, instituciones y empresas involucradas en el sector. Fuente: Elaboración propia, 2014.

País	Institución que formula políticas de energía	Regulador	Generación	Administrador del mercado mayorista	Transmisión	Distribución	Página web
Guatemala	Ministerio de Energía y Minas (MEM) http://www.mem.gob.gt/	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) http://www.cnee.gob.gt/	Abierto	Administrador del Mercado Mayorista (AMM) http://www.amm.org.gt/	Instituto Nacional de Electricidad (INDE) www.inde.gob.gt	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA)	http://www.eegsa.com/
					Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TREC)		
					Duke Energy International Transmision Guatemala, Limitada		
					Redes Eléctricas de Centroamérica S.A.	Energuate, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA)	
					Transporte de Electricidad Occidente (HIDROXACBAL, S.A.) Transnova, S.A.		
					Transportadora de Energía de Centroamerica, S.A. (TRECESA)	Energuate, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA)	
					Transmisora de Energía Renovable, S.A.		
El Salvador	Consejo Nacional de Energía (CNE) http://www.cne.gob.sv/	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) http://www.siget.gob.sv/	Abierto	Unidad de Transacciones (UT) http://www.ut.com.sv/	Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL)	CAESS	http://www.aeselsalvador.com/
						DELSUR	
						AES-CLESCA	
						EEO	
						DEUSEM	
						EDESAL	
						B&D	
ABRUZZO							
Honduras	Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Ambiente y Minas (SERNA) http://www.serna.gob.hn/	Comisión Nacional de Energía (CNE) http://www.cne.gob.hn/	Comprador único		Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) www.enee.hn		
Nicaragua	Ministerio de Energía y Minas (MEM) http://www.mem.gob.ni/	Instituto Nacional de Energía (INE) http://www.ine.gob.ni/	Abierto		Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) www.enatrel.gob.ni	Disnorte	http://www.disnorte-dissur.com.ni/
						Dissur	http://www.disnorte-dissur.com.ni/
Costa Rica	Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) http://www.minae.go.cr/	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) http://www.aresp.go.cr/	Comprador único		Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) https://www.grupoice.com	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	https://www.grupoice.com
						Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)	https://www.cnfl.go.cr/
						Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)	http://www.esph-sa.com/
						Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)	http://www.jasec.co.cr/
						Coopelesca	http://www.coopelesca.co.cr/
						Coopeguanacaste	http://www.coopeguanacaste.com/
						Coopesantos	http://www.coopesantos.com/
Coopealfaro	http://www.coopealfaroruiz.com/						
Panamá	Secretaría de Energía http://www.energia.gob.pa/	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASEP) http://www.asep.gob.pa/	Abierto	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA) http://www.etsa.com.pa	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA) http://www.etsa.com.pa/	Distribuidora Eléctrica de Metro-Oeste (EDEMET)	http://www.gasnaturalfenosa.com.pa/
						Distribuidora Eléctrica de Chiriqui (Edechi)	http://www.gasnaturalfenosa.com.pa/
						ENSA	http://www.ensa.com.pa/

5. Resumen de estadísticas eléctricas. Año 2012

Tabla 31. Resumen de estadísticas eléctricas, 2012. Fuente: [6]

Concepto	Unidad	Total	Guatemala	Honduras	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Capacidad instalada	MW	12.447,7	2.790,1	1.782,6	1.492,1	1.266,8	2.723,2	2.392,9
Renovable	MW	7.104,6	1.508,2	777,2	691,2	549,3	2.110,6	1.468,1
No renovable	MW	5.343,1	1.281,9	1.005,4	800,9	717,5	612,6	924,8
Capacidad instalada pública	MW	4.452,5	558,5	589,0	472,6	233,2	2.342,9	256,2
Capacidad instalada privada	MW	7.995,3	2.231,5	1.193,6	1.019,5	1.033,6	380,2	2.136,7
Demanda máxima	MW	7.379,3	1.533,0	1.282,0	975,0	609,9	1.593,1	1.386,3
Generación neta total	GWh	44.281,6	8.703,6	7.502,5	5.988,3	3.626,0	10.076,3	8.384,9
Renovable	GWh	28.630,8	5.691,4	3.306,5	3.560,7	1.458,0	9.246,1	5.368,0
No renovable	GWh	15.650,9	3.012,2	4.195,9	2.427,6	2.167,9	830,3	3.016,9
Generación neta pública	GWh	16.288,1	2.523,9	2.437,5	1.841,9	441,1	8.361,3	682,6
Exportación de electricidad	GWh	359,7	195,6	1,1	78,0	3,2	22,8	59,0
Importación de electricidad	GWh	536,3	225,8	75,8	163,4	20,0	34,3	16,9
Generación privada y compras	GWh	27.993,5	6.179,7	5.065,0	4.146,5	3.642,8	1.715,1	7.702,4
Energía disponible	GWh	44.294,5	8.733,8	7.577,2	6.073,7	3.642,8	10.087,9	8.179,1
Energía no servida	GWh	4,5	-	-	3,2	1,3	-	-
Autoproducción	GWh	463,0	-	-	167,7	131,6	-	163,7
Ventas de electricidad	GWh	36.990,1	7.493,5	5.309,0	5.306,4	2.802,5	8.922,2	8.179,1
Reguladas	GWh	33.733,8	5.151,1	5.309,0	4.854,5	2.709,6	8.922,2	6.787,4
Residencial	GWh	-	-	2.155,7	1.651,3	968,4	3.473,9	2.248,0
Comercial (general en CR)	GWh	-	-	1.327,0	-	647,9	3.070,8	3.092,1
Industrial	GWh	-	-	1.426,5	-	723,8	2.144,5	478,0
Otros	GWh	-	-	399,9	3.203,2	369,6	232,9	969,3
No reguladas	GWh	3.262,3	2.342,3	92,8	451,9	375,2	-	-
Ingresos ventas reg.	miles USD	6.426.351,0	1.260.113,0	984.062,0	1.117.508,0	544.018,0	1.358.254,0	1.162.395,0
Tipo de cambio	local/USD	-	7,8	19,6	8,8	23,5	508,4	1,0
Precio promedio mercado regulado	USD/MWh	190,5	244,6	185,4	230,2	200,8	152,2	171,3
Precio promedio spot	USD/MWh	-	146,6	-	191,6	n.d.	-	193,8
Usuarios		9.033.399,0	2.722.141,0	1.401.504,0	1.591.532,0	902.093,0	1.532.354,0	883.775,0
Residencial		-	-	1.276.419,0	1.471.287,0	840.669,0	1.334.390,0	789.300,0
Comercial (general en CR)		-	-	111.399,0	-	50.769,0	189.210,0	82.162,0
Industrial		-	-	1.610,0	-	7.778,0	8.754,0	1.604,0
Otros		-	-	12.076,0	120.245,0	2.877,0	-	10.709,0
Agentes de la industria eléctrica								
Generación		184	46	39	19	14	37	29
Transmisión		9	4	1	1	1	1	1
Distribución		59	21	1	8	18	8	3
Comercialización		25	13	-	12	-	-	-
Pérdidas de trans. y distrib.	%	16,5	14,3	29,9	12,6	23,1	11,6	12,4
Factor de carga	%	68,5	65	67,5	71,1	68,2	72,3	67,4
Índice de electrificación	%	-	85,5	85,7	93,6	74,7	99,2	89,7

6. Inflación del dólar americano (USD)

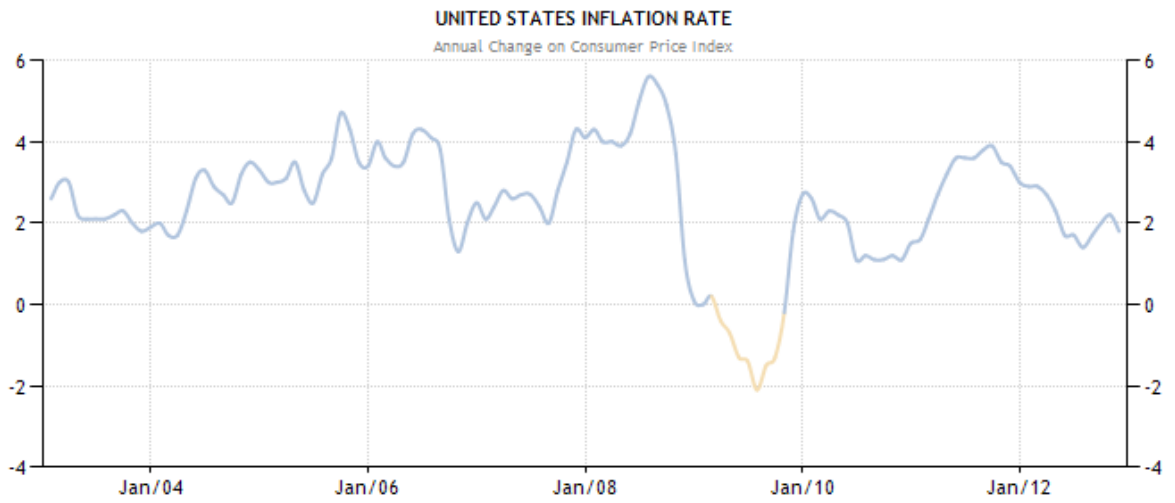


Figura 98. Inflación del dólar (USD). Fuente: [42]

7. Mapa de pérdidas eléctricas en Centroamérica

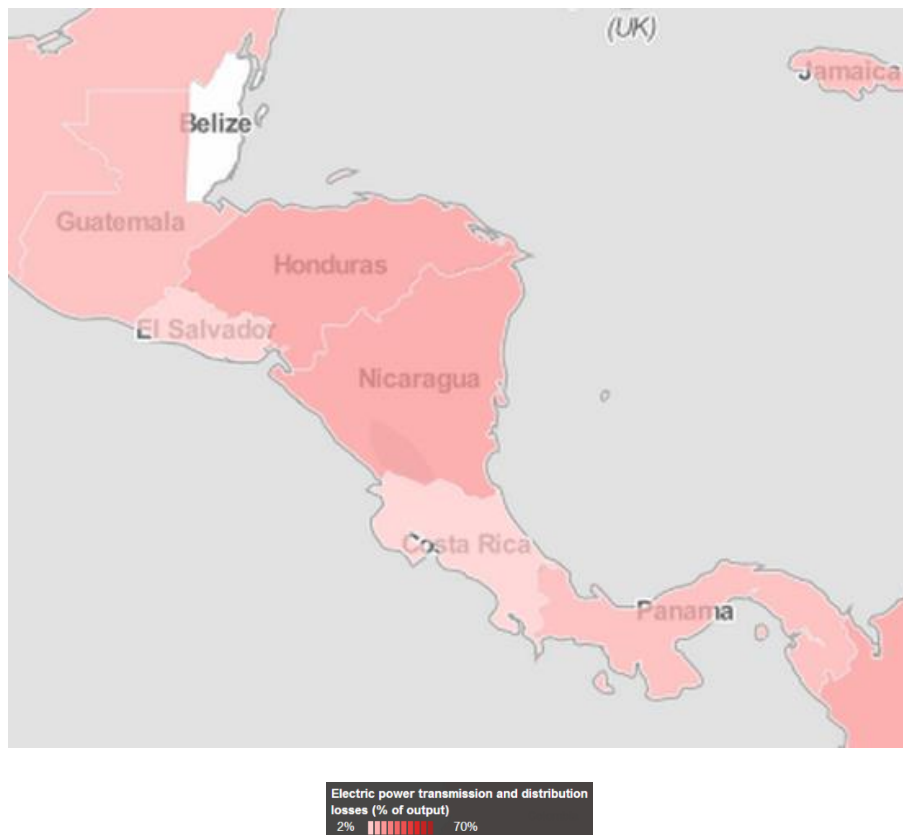


Figura 99. Mapa de pérdidas eléctricas en Centroamérica. Año 2009-2013. Fuente: [43]

8. Datos del Producto Interno Bruto. Año 2012

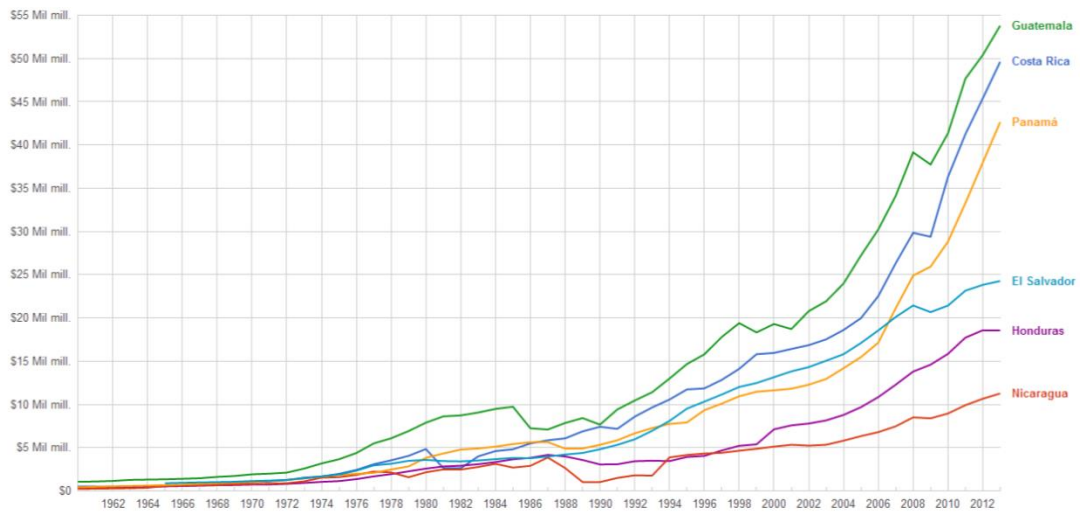


Figura 100. Producto interno bruto (PIB). Centroamérica. Fuente: [5]

9. Datos de la población. Año 2012

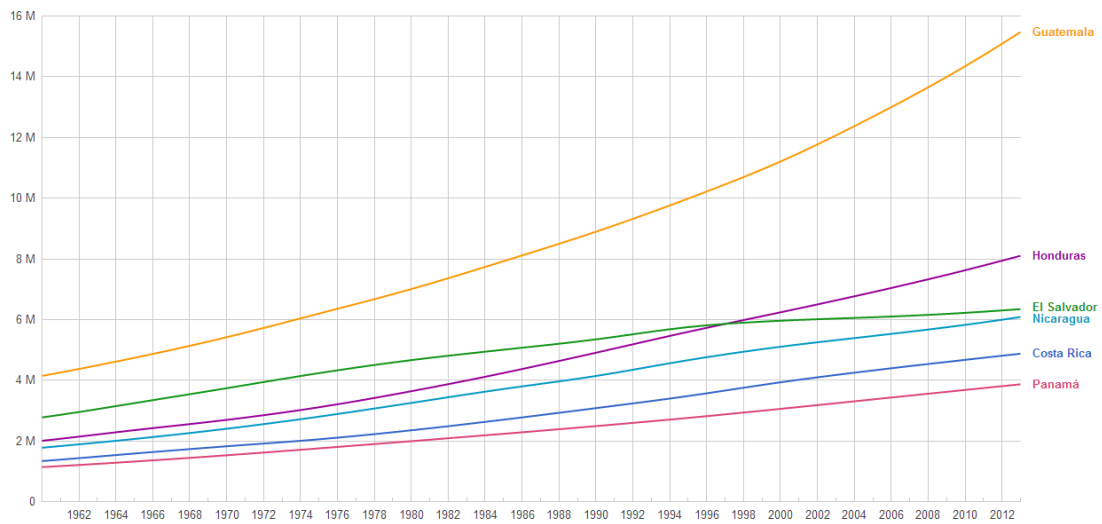


Figura 101. Población. Centroamérica. Fuente: [5]

Glosario

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

ARECA: Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

ASEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

BCIE: Banco Centroamericano de Integración Económica

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

CEAC: Consejo de Electrificación de América Central

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe

CIER: Comisión de Integración Energética Regional

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CNE: Comisión Nacional de Energía

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

CPC: Componente del Cargo por Capacidad

CSIS: Componente de Cargos del Sistema

DEOCSA: Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.

DEORSA: Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

DSE: Dirección Sectorial de Energía

EDECHI: Distribuidora Eléctrica de Chiriquí

EDEMET: Distribuidora Eléctrica de Metro-Oeste

EEGSA: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia

ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica S.A

ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica S.A

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

IETA: International Emissions Trading Association

INDE: Instituto Nacional de Electricidad

IRENA: International Renewable Energy Agency

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago

MEM: Ministerio de Energía y Minas

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

PBP: Precio base de Potencia

PET: Energía Trasladable a Tarifa

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

PNUMA: Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente

SERNA: Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Ambiente y Minas

SICA: Sistema de Integración Centroamericana

SIEE: Sistema de Información Económica Energética

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

TRECSA: Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.

TRELEC: Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.

USD: United States Dollar

UT: Unidad de Transacciones

VAD: Valor Agregado de Distribución