



FACULTAD DE POSTGRADO

TESIS DE POSTGRADO

**REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL CONTRATO DE LA EMPRESA
ENERGIA HONDURAS (EEH) EN LOS COMPONENTES DE
DISTRIBUCIÓN Y FLUJO FINANCIERO**

SUSTENTADOPOR:

DENIA XIOMARA MURILLO MÉNDEZ

ROCÍO MARISOL ZEPEDA ESCOBAR

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE MÁSTER

EN GESTIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

TEGUCIGALPA, M.D.C., HONDURAS, C.A.

SEPTIEMBRE 2017

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA
UNITEC**

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLÓN ANTONIO BREVÉ REYES.

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

VICERRECTOR ACADÉMICO

MARLON BREVÉ REYES

DECANO DE LA FACULTAD DE POSTGRADO

JOSÉ ARNOLDO SERMEÑO LIMA

**REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL CONTRATO
DE LA EMPRESA ENERGÍA HONDURAS (EEH) EN LOS
COMPONENTES DE DISTRIBUCIÓN Y FLUJO
FINANCIERO.**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MÁSTER EN GESTIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE**

**ASESOR METODOLÓGICO
INGENIERO WILFREDO CESAR FLORES
CASTRO.**

**ASESOR TEMÁTICO
INGENIERO CARLOS HERNÁNDEZ**



FACULTAD DE POSTGRADO

**REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL CONTRATO DE LA
EMPRESA ENERGÍA HONDURAS (EEH) EN LOS COMPONENTES DE
DISTRIBUCIÓN Y FLUJO FINANCIERO**

NOMBRE DE LAS MAESTRANTES:

DENIA XIOMARA MURILLO MÉNDEZ

ROCÍO MARISOL ZEPEDA ESCOBAR

Resumen

En el presente informe se realizó un análisis investigativo sobre los aspectos técnico, económico y financiero respecto al Contrato de Fideicomiso suscrito entre Alianza Público-Privada (COALIANZA), La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), y Banco Financiera Comercial Hondureña, S.A., (BANCO FICOHSA o el fiduciario) para la Recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero, el cual nos determinara si serán cumplidos o no los diferentes objetivos descritos en dicho contrato los cuales son: Fortalecer los procesos de la ENEE en materia de distribución y comercialización del servicio de Energía, con el propósito de lograr el mejoramiento de la calidad del servicio, la satisfacción del cliente y la recuperación de las pérdidas de energía a nivel nacional.

Palabras clave: ENEE, EEH, FIDEICOMISO, LPAPP.



**FACULTAD DE
POSTGRADO**

**REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL CONTRATO DE LA EMPRESA
ENERGÍA HONDURAS (EEH) EN LOS COMPONENTES DE DISTRIBUCIÓN Y
FLUJO FINANCIERO**

DENIA XIOMARA MURILLO MÉNDEZ

ROCÍO MARISOL ZEPEDA ESCOBAR

Abstract

In this report it has been made an investigative analysis on the financial, economic and technical aspects regarding the trust agreement signed between Private Public Alliance (COALIANZA), the Empresa Nacional de Energia Electrica, and Banco Financiera Comercial Hondureña, S.A., (BANCO FICOHSA or the trustee) for the recovery of losses in the services provided by the Empresa Nacional de Energia Electrica, for the execution of the financial flow and distribution component, which determine us if they will be fulfilled or not different objectives described in the contract which are: strengthen the Empresa Nacional de Energia Electrica processes in terms of distribution and commercialization of energy service, with the order to achieve the improvement of the quality of the service, customer satisfaction and the recovery of losses of power at the national level.

Key words: ENEE, EEH, trust, LPAPP, distribution, lost power.

DEDICATORIA

EN PRIMER LUGAR, DEDICAMOS ESTE TRIUNFO A DIOS POR DARNOS LA CAPACIDAD DE DISCERNIR, EL ENTENDIMIENTO, SABIDURIA, ANIMO, Y ESPERANZA PARA PODER CULMINAR NUESTRA MAESTRÍA.

EL HONOR DE OBTENER EL PRESENTE TÍTULO DE POSTGRADO, A NUESTRAS FAMILIA POR SIEMPRE CREER Y APOYARNOS.

DENIA XIOMARA MURILLO MÉNDEZ

ROCIO MARISOL ZEPEDA ESCOBAR

AGRADECIMIENTO

EN PRIMER LUGAR, AGRADEZCO A MI ESPOSO JOSUE ISMAEL QUINTO MARTINEZ, POR SER UN GRAN PILAR EN MI VIDA, POR TODO EL APOYO QUE ME BRINDO ANTES, DURANTE Y HASTA LA FINALIZACIÓN DE MI MAESTRÍA.

A MI MAMÁ CARMEN EDILIA MENDEZ Y MI PAPA CARLOS ALBERTO MURILLO POR SER UN GRAN APOYO PARA MÍ EN ESTA ETAPA.

A MIS HIJOS PAOLA QUINTO, Y DAVID QUINTO, POR SER EL MOTOR EN MI VIDA Y LOS QUE ME IMPULSAN A SEGUIR ADELANTE Y CUMPLIR CON ESTA META.

AGRADEZCO A TODOS LOS CATEDRÁTICOS, QUE DÍA CON DÍA NOS ENSEÑARON MUCHO SOBRE EL TEMA, EN ESPECIAL AL INGENIERO WILFREDO FLORES, YA QUÉ FUE NUESTRO ORIENTADOR EN ESTE PROCESO DE INVESTIGACIÓN.

DENIA XIOMARA MURILLO MÉNDEZ

AGRADECIMIENTO

EN PRIMER LUGAR, AGRADEZCO A MI ESPOSO NÉSTOR FERNANDO VALERIO FLORES, POR SER UN GRAN PILAR EN MI VIDA, POR TODO EL APOYO QUE ME BRINDO ANTES, DURANTE Y HASTA LA FINALIZACIÓN DE MI MAESTRÍA.

A MI MAMÁ ANA MARINA ESCOBAR MORENO POR SER UN GRAN APOYO PARA MI EN ESTA ETAPA.

A MI HIJA ROCÍO FERNANDA VALERIO ZEPEDA, QUE CON SU LLEGADA VINO A FORTALECERME PARA NO DECAER Y SEGUIR HASTA PODER FINALIZAR MI MAESTRÍA.

AGRADEZCO A TODOS LOS CATEDRÁTICOS, QUE DÍA CON DÍA NOS ENSEÑARON MUCHO SOBRE EL TEMA, EN ESPECIAL AL INGENIERO WILFREDO FLORES, YA QUÉ FUE NUESTRO ORIENTADOR EN ESTE PROCESO DE INVESTIGACIÓN.

ROCÍO MARISOL ZEPEDA ESCOBAR

ÍNDICE

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Definición Del Problema	2
1.2.1 Enunciado del problema.....	2
1.2.3 Preguntas De Investigación.....	4
1.3 Objetivos del Proyecto	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos	4
1.4 Justificación	4
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Análisis De La Situación Actual.....	6
2.1.1 Situación A Nivel Regional.....	6
2.1.2 Sector Eléctrico Argentino	7
2.1.3 Sector Eléctrico Chileno.....	9
2.1.4 Sector Eléctrico Guatemalteco	10
2.2 Sector Eléctrico en Honduras.....	11
2.2.1 Sistema de Distribución Eléctrica en Honduras	14
2.2.3 Objetivos del Contrato de Alianza Publico Privada para la Reducción de Perdidas.....	21
2.2.4 Propuesta Económica del Inversionista Operador.....	26
2.3 Marco Legal	28
2.3.1 Constitución de la República de Honduras	28
2.3.2 Convenios o Tratados Internacionales que se refieran al tema investigado y análisis de los mismos.	29
2.3.2.1 Tratado marco del mercado eléctrico de América Central.	29
2.3.3 Ley de Promoción de Alianzas Público - Privadas.	29
2.3.4 Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.....	30
2.3.5 Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.	30
2.3.6 Decreto Ejecutivo no. pcm-058-2014, publicado el 11 de Septiembre del 2014, mediante gaceta no. 33,529.....	31
2.3.7 Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.....	31
2.4 Leyes Especiales.....	31
2.4.1 Ley para la Producción y Consumo de Biocombustibles.....	31

2.4.2 Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.	32
2.4.3 Ley General de la Industria Eléctrica.	32
2.5.2 Normativa Mínima Regulatoria que permite la Armonización del Mercado Eléctrico en Honduras con el Mercado Eléctrico Regional. (MER)	33
2.5.3 reglamento del mercado Eléctrico Regional.....	34
2.6 Leyes Ordinarias	34
2.6.1 Código Civil.....	34
2.6.2 Código de Comercio.....	35
2.6.3 Ley de Conciliación y Arbitraje	35
2.6.4 Código Tributario.....	36
2.6.5 Ley General del Medio Ambiente	36
2.6.6 Ley Para la Defensa y Promoción de la Competencia.	36
2.6.7 Ley para la Promoción y Protección de Inversiones.	37
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	38
3.1 Congruencia Metodológica.....	38
3.2 Operacionalización de las Variables.....	39
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y RESULTADOS	41
4.1 Plan de Análisis.....	41
4.2 Resultados de la Aplicación del Instrumento	42
4.2.1 Sección Comercial.....	42
4.2.2 Sección Distribución Eléctrica.....	43
4.2.2.1 Confiabilidad del Servicio.....	43
4.2.2.2 Reducción de Pérdidas.....	43
4.2.3 Sección Impacto Económico.....	45
4.3 Análisis de los Datos	46
4.3.1 Operación de la Empresa Energía Honduras.....	46
4.3.1.1 Sistema Comercial.....	46
4.3.1.1.1 Efectividad de la Facturación (EF).....	46
4.3.1.1.2 Efectividad en el Recaudo (ER)	48
4.3.1.2 Distribución Eléctrica.....	50
4.2.1.2.1 Confiabilidad del Servicio.....	50
4.3.1.2.2. Reducción de Pérdidas	55

4.3.1.3 Impacto Económico y Financiero.....	62
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	69
5.1 CONCLUSIONES	69
5.2 RECOMENDACIONES	70
CAPÍTULO VI. BIBLIOGRAFÍA	71
ANEXOS.....	75
Anexo A. Instrumento de Investigación (Entrevista).....	75
Anexo B. Evidencia de Documento Público (Imagen).....	78
Anexo C. Derecho a Utilizar un Documento Público para Fines Educativos ...	79

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AT- Alta Tensión

BT- Baja Tensión

COALIANZA- Comisión para la Alianza Público-Privada.

CREE- Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

ENEE- Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

EEH- Empresa Energía Honduras.

LPAPP- La Ley de Promoción de Alianzas Público-Privadas.

KWh-Kilo Watt hora

MHI- Manitoba Hydro International, Empresa Supervisora del Proyecto.

PPA- Promedio Acumulado Progresivo.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CONTRATO: Conjunto de Personas Naturales o Jurídicas que, sin constituir una nueva personalidad jurídica, participan de manera conjunta en el Concurso para presentar propuestas.

SAIFI: Frecuencia media de interrupciones por cliente. (Por año ó por mes)

SAIDI: Tiempo total promedio de interrupciones por cliente (por año ó por mes)

CAIDI: Duración promedio de cada interrupción.

ASAI: Disponibilidad promedio del sistema.

Decreto No. 143-2010: Decreto Emitido por el Congreso Nacional identificado con el número No. 143-2010 publicado en la Gaceta el 16 de Septiembre de 2010 que contiene la LPAPP.

Distribución, ó Red de Distribución, ó Infraestructura de Distribución: Está formada por las instalaciones de Media Tensión y Baja Tensión inferior a sesenta mil (60,000) voltios, desde la Frontera Entre Media y Alta Tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales, que será operada y mantenida por el Inversionista Operador y donde deberá aplicarse el plan de reducción de Pérdidas Totales de Distribución.

“Fideicomiso” o “Contrato de Fideicomiso” o “Fideicomiso de Distribución y Flujo Financiero”: El contrato de fideicomiso celebrado el 05 de junio del año 2013, entre la Comisión para la Promoción de la Alianza Público Privada (COALIANZA), la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y Banco Financiera Comercial Hondureña, S.A. (Banco Ficohsa o el Fiduciario) para la recuperación de Pérdidas en los Servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, para la Ejecución del Componente de Servicio de Distribución y Flujo Financiero, mediante la constitución de una Alianza Público Privada, (el Fideicomiso de Distribución); aprobado mediante Decreto 118-2013, de fecha 12 de junio de 2013, mismo que fue publicado en el Diario Oficial de la República de Honduras, La Gaceta, el 19 de julio del 2013.

Fiduciaria o Fiduciario: El Banco Financiera Comercial Hondureña, S.A., en su calidad de Institución fiduciaria, en el Fideicomiso, actuando siempre en cumplimiento del mandato fiduciario contenido en el Fideicomiso o por instrucciones del Comité Técnico del Fideicomiso.

Frontera Entre Media y Alta Tensión: El límite entre la Red de Transmisión y la Red de Distribución que corresponde a la salida de la barra de Media Tensión, es decir, todas las instalaciones que de acuerdo a la topología de la red, operen aguas debajo de la salida de la barra de Media Tensión.

Pérdidas Totales de Distribución: Se integran por la sumatoria de las Pérdidas Técnicas de Distribución y las Pérdidas No técnicas de Distribución.

Pérdidas Técnicas de Distribución: Son aquellas pérdidas debidas al calentamiento en los conductores y arrollamientos de transformadores del sistema de Distribución como consecuencia del proceso de Transformación y Distribución de la energía eléctrica.

Pérdidas No técnicas de Distribución: Son aquellas pérdidas que no pueden catalogarse como Pérdidas Técnicas de Distribución y que de manera enunciativa y no limitativa derivan del hurto de energía (cuantificación y cobro de toda la energía consumida y dejada de facturar en el período que duró la anomalía), fraude o conexiones ilegales.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura No 1. Flujograma de Investigación	40
--	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pérdidas Eléctricas en los Países de Centro América desde 1990 – 2015	15
Tabla 2. Pérdidas Eléctricas en la Región Centro Sur de Honduras, 2011	16
Tabla 3. Reducción de Pérdidas Técnicas y no Técnicas del Inversionista Operador	23
Tabla 4. Honorarios Fijos Anuales del Inversionista Operador	26
Tabla 5. Flujo del Inversionista Contratado de Distribución Honduras	27
Tabla 6. Congruencia Metodológica	38
Tabla 7. Operacionalización de las Variables	39
Tabla 8. Índices de Efectividad de Facturación de Septiembre de 2016 hasta Junio 2017..	47
Tabla 9. Efectividad de Recaudo e los meses de Septiembre de 2016 hasta Junio 2017 ...	49
Tabla 10. Indicadores de Confiabilidad del Servicio	52
Tabla 11. Indicadores de Confiabilidad CAIDI y ASAI del grupo 1	53
Tabla 12. Indicadores de Confiabilidad CAIDI y ASAI del grupo 2	54

Tabla 13. Actividades Desarrolladas por las Unidades de Recuperación de Perdidas en el Campo	55
Tabla 14. Comportamiento Entrada vs Ventas y Porcentaje de Perdidas de los meses de Septiembre de 2016 hasta Junio de 2017	56
Tabla 15. Reducción Mínima Anual de Pérdidas Totales de Distribución	59
Tabla 16. Proyección Anual del CRI en los Siete años del Contrato	59
Tabla 17. Calculo del CRI en os meses de Septiembre de 2016 a Junio de 2017	60
Tabla 18. Calculo del Promedio Acumulado Progresivo del CRI en los meses de Septiembre de 2016 hasta Junio de 2017	60
Tabla 19. Porcentaje del CRI Real y Promedio Acumulado Progresivo del CRI en los meses de Septiembre de 2016 a Junio de 2017	61
Tabla 20. Reducción de Gastos en la ENEE por Tercerización de los Servicios	63
Tabla 21. Honorarios Fijos e Inversión Referencial por año	64
Tabla 22. Análisis del Valor Actual Neto	65
Tabla 23. Valor Actual Neto excluyendo los costos de Inversión	66
Tabla 24. Punto de Equilibrio del Proyecto	67
Tabla 25. Reducción de Honorarios Fijo, pero Ampliando el Tiempo de Operación	67

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Efectividad de Facturación	47
Gráfico 2. Efectividad del Recaudo Mensual	49
Gráfico 3. Indicadores mes de Confiabilidad de Servicio para el Grupo 1	53
Gráfico 4. Índices de Confiabilidad para el Grupo 2	54
Gráfico 5. Entrada vs Salida de Energía. Pérdidas	56
Gráfico 6. Pérdidas Mensuales Reales	57
Gráfico 7. Pérdidas Mensuales Acumuladas	58
Gráfico 8. CRI Real Mensual y CRI con el Promedio Acumulado Progresivo del mes de Septiembre de 2016 hasta Junio de 2017	62

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

Del estudio realizado del Análisis y Revisión del Impacto del Contrato para la reducción de pérdidas en los servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero, es con el propósito de constatar la eficiencia de la actividad operativa y comercial que ha sido manejada por muchos años por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y precisamente se enfoca en la existencia real de reducción de las pérdidas técnicas de distribución y las pérdidas no técnicas de distribución; tomando en cuenta los elementos de medición, facturación, atención al usuario, cobro de la energía vendida por el sistema de distribución, recaudación, la operatividad y mantenimiento en el sistema de distribución, creación de bases de datos de usuarios, implementación de programas informáticos, conexiones de nuevos consumidores, cortes de deudores y de conexiones ilegales, y una de las más importantes que es la recuperación de la mora acumulada a la fecha de inicio de vigencia del presente contrato. Así mismo es importante destacar las herramientas jurídicas necesarias para la legitimidad del Contrato objeto de estudio, como ser: La Ley de Promoción de Alianza Público-Privada en vista que esta de forma exclusiva le compete la gestión de proceso de contratación que permita la participación Público-Privada en la ejecución, desarrollo y administración de obras y servicios públicos de interés para el estado de Honduras. De igual forma es importante resaltar el Decreto 118-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 19 de Julio del 2013, contentivo en la aprobación de todas y cada una de las partes del Contrato de Fideicomiso para la recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la distribución y flujo financiero mediante la constitución de la Alianza Público-Privada, con el fin supremo de sanear las finanzas y eficientar la operación de la ENEE;

de manera puntual se puede establecer que el presente estudio es determinar si el inversionista operador cumplirá a cabalidad con las obligaciones contraídas en dicho contrato, mismas que se basan primordialmente en la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución, hasta llegar a los niveles establecidos en el mismo contrato y realizar todos los ajustes y cobros por energía consumida y no facturada a todos los usuarios y de igual forma apoyar a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) ejerciendo todas las acciones mediante mecanismos legales para cumplir su cometido.

1.2 Definición Del Problema

1.2.1 Enunciado del problema

Uno de los principales problemas de la ENEE en los últimos años ha sido el aumento progresivo de las pérdidas eléctricas en el sistema, lo que ha provocado el deterioro de las finanzas de la institución, por lo que la empresa se ha visto en la necesidad de desarrollar planes estratégicos, acciones que no ha tenido resultados positivos, del año 2010 al 2015 las pérdidas técnicas y no técnicas aumentaron de un 24.2% a un 32.5% lo que equivale a un valor monetario de aproximadamente 47,000 millones de lempiras.

La mejora en las finanzas de la ENEE y la reducción de pérdidas no se dio por diferentes motivos, entre los cuales se puede mencionar : reducida estructura presupuestaria para este fin en términos de inversión, poca eficiencia y eficacia para la atención a los abonados, no existen procedimientos para informar a la CREE sobre las anomalías detectadas en el registro de consumo de energía eléctrico, muchos clientes se encuentran consumiendo energía eléctrica sin medidor, hurto de energía, falta de medición y pagos, falta de lecturas, errores en la facturación, cálculos de consumo mal estimados, entre otros.

En vista de esto y los diferentes intentos de la ENEE por recuperar las pérdidas y no poder cumplir las metas, El Gobierno de Honduras en el año 2013 aprueba un fideicomiso de distribución, para que un Inversionista Operador sea el encargado de reducir estas pérdidas.

Y es así como la ENEE mediante un contrato de Alianza Publico Privada, contrata a Empresa Energía Honduras (EEH) para que sea la encargada de operar y mantener la red de distribución y mejorar la parte comercial de esta.

Esta empresa tiene un plazo de concesión de 7 años 6 meses, en el cual cada año tendrá el deber y obligación de reducir un porcentaje de pérdidas descritas en el contrato de adjudicación, para el primer año el porcentaje de pérdidas que debe reducir es de un 4%.

La EEH comienza su inicio de obra el 19 de agosto de 2016, es por lo tanto que para el 19 de agosto del presente año se espera que estos objetivos para el primer año sean alcanzados, y valorar si es beneficioso o no para la ENEE la contratación de este Inversionista Operador.

1.2.2 Formulación Del Problema

La ENEE no ha sido capaz de reducir las pérdidas eléctricas y poder tener sus finanzas en números positivos, en el año 2013 el Gobierno de Honduras aprueba un fideicomiso de distribución, para que un agente operador se encargue de reducir las pérdidas de un 32% a un 15% en un plazo de siete años.

La Empresa Energía Honduras es la encargada de esta reducción y mejoramiento de la Red junto con la recuperación o recaudación de facturación.

Por lo tanto, es necesario cuantificar esa disminución de Pérdidas Eléctricas y analizar si los objetivos se están cumpliendo en tiempo y forma y luego determinar la factibilidad del contrato.

1.2.3 Preguntas De Investigación

1. ¿Se están logrando los objetivos de reducción de pérdidas, incremento de la recaudación y optimización de la Red Eléctrica?
2. ¿Cuáles son los Índices de Confiabilidad del Servicio de Distribución Electrica?
3. ¿Cuál es el impacto económico en la contratación de la Empresa Energía Honduras (EEH)?

1.3 Objetivos del Proyecto

1.3.1 Objetivo General

- Analizar el papel que desarrolla la Empresa Energía Honduras (EEH) en la mejora de la eficiencia de las actividades operativas y comerciales en el área de Distribución, la reducción de las Perdidas Técnicas de Distribución y las Perdidas No Técnicas de Distribución, así como los términos y condiciones que llevan a cumplir las actividades en tiempo y forma que se establecen en el contrato de alianza público – privado.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Determinar si se están logrando los objetivos establecidos en el contrato en cuanto a la reducción de pérdidas, incremento de la recaudación y optimización de la Red Eléctrica.
- Determinar los índices de confiabilidad del Servicio de Distribución Electrica.
- Determinar el impacto económico de la contratación de la EEH.

1.4 Justificación

En el presente informe analizado se puede determinar que el Contrato se creó para establecer relaciones de derechos y obligaciones, respecto de la prestación de servicios con el propósito de mejorar la eficiencia de las actividades comerciales que lleva acabo la Empresa

Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), precisamente en el área de distribución y reducción de pérdidas tanto técnicas como no técnicas en el menor plazo posible.

Tuvo que ser necesario la creación de un contrato de fideicomiso entre COALIANZA, ENEE Y FICOHSA a efecto de obtener recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la ENEE estableciéndose una alianza Público-Privado para la buena y sana ejecución del componente de servicio de distribución y flujo financiero.

Conforme al Sistema Nacional de Planeación, se promueve la existencia de las alianzas Público-Privadas en la prestación de servicios con la finalidad de facilitar el acceso de los mismos a la población, donde dichas alianzas deben de garantizar la eficiencia y transparencia en los procesos de gestión de manera ordenada que contribuyen a llevar competitividad y oportunidades para el desarrollo económico y social del país.

Es importante tomar en cuenta los aspectos legales del contrato, en vista que todas las actividades sociales, económicas requieren normas que regulen el comportamiento de sus miembros, incluyendo los proyectos que se encuentran sometidos a ordenamientos jurídicos que regulan el marco en el cual los agentes económicos se deben desenvolver, por lo tanto siempre el estudio de factibilidad de un proyecto de inversión no debe ignorar las normas y las leyes bajo las cuales se regulan las actividades del proyecto, tanto en su etapa de ejecución como en la etapa de operación; es decir que ningún proyecto por muy rentable que sea podrá llevarse a cabo sino se encuadra en el marco legal constituido.

En el presente informe se analizará los aspectos técnico, económico y financiero respecto a las pérdidas técnicas y no técnicas, en base a la ejecución del componente de distribución y el

flujo financiero del proyecto, el cual nos determinará la factibilidad o no del presente análisis respecto al contrato para la recuperación de pérdidas.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Análisis De La Situación Actual

2.1.1 Situación A Nivel Regional

Las inversiones de en el sector energético son fundamentales, para el desarrollo económico y mejoramiento de la calidad de vida en un país.

En las últimas dos décadas América Latina atrajo la mitad de las Asociaciones o Alianzas Público-Privadas (APP) formadas en todos los países en vías de desarrollo. Por ejemplo, a comienzos de los años 90, los proveedores privados en la región proporcionaban sólo el 3% de los servicios de telecomunicación y electricidad en la región, y casi ninguna empresa de agua estaba en manos privadas. Ya en el año 2003, las empresas privadas gestionaban el 86% de las telecomunicaciones y el 60% y 11% respectivamente para los servicios eléctricos y provisión de agua. (Las Alianza Público – Privada en Energías Renovables en América Latina y Del Caribe, 2012, p.29)

El elevado costo de inversión y mantenimiento, la complejidad en la construcción y los retornos económicos no siempre altos, que generalmente caracterizan los proyectos en energía renovable, plantean un desafío importante para el desarrollo de estos proyectos y la penetración de dicha tecnología en la región. Es por lo tanto necesario explorar mecanismos que puedan ayudar a superar este desafío, particularmente en la fase de financiamiento. Una forma de reducir la brecha de financiamiento es incorporando capitales privados a través de las asociaciones o alianzas

público-privadas (APP). (Las Alianza Público – Privada en Energías Renovables en América Latina y Del Caribe, 2012, p.29)

Durante el proceso de privatización de la década de los 80 y 90, muchos países Latinoamericanos integraron la participación del sector privado para incrementar la inversión en infraestructura y la mejora de los servicios tradicionalmente en manos del estado. El estado tomo entonces el papel de regulador del mercado dejando la generación, transmisión y distribución de la Energía Eléctrica mayoritariamente en manos del sector privado. Algunas de las privatizaciones creadas durante dicho periodo fueron exitosas y en otros casos no lo fueron, lo que se vio reflejado en renegociaciones frecuentes y conflictos entre las partes. Tradicionalmente, las APP se definieron como un contrato legalmente vinculante entre gobierno y empresas privadas para la prestación de bienes y servicios, delegando las responsabilidades y riesgos mayormente al socio privado. Actualmente, sin embargo, las APP se están volcando aun modelo en donde los sectores Público y Privado se involucran en el proyecto durante todas las fases: Construcción, Financiación y Operación, haciéndolo así más atractivo para el sector privado ya que los riesgos son también asumidos por el gobierno. (Las Alianza Público – Privada en Energías Renovables en América Latina y Del Caribe, 2012, p.29)

En la región de América Latina es amplia la participación pública privada en el sector eléctrico, países como Argentina, Chile, Guatemala, han desarrollado programas con buenos resultados en el sector.

2.1.2 Sector Eléctrico Argentino

El sector eléctrico argentino se encontraba estructurado en un esquema de integración vertical monopólico, la Ley 24.065 de 1991, junto con la Ley 15336, desregulan el sector eléctrico y desintegran verticalmente la industria, estableciendo la transferencia a entidades privadas de esto

servicios y fijando los criterios que deberán seguir las nuevas empresas concesionaria, cuyo nuevo marco establece un Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) que tiene la función de controlar el cumplimiento de los contratos de concesión a través del comportamiento de las tarifas a los usuarios finales en las áreas que corresponden a EDENOR, EDESUR y EDELAP, todas estas empresas Distribuidoras que están obligadas a suministrar energía que se demande en el área geográfica de su concesión. (Subsidios Eléctricos en América Latina y El Caribe; Análisis Comparativo y Recomendaciones Políticas, 2006, p.20)

Esta ley también expresa la obligatoriedad que los distribuidores satisfagan toda la demanda de servicios de electricidad que les sea requerida. (Art 21).

Los contratos de concesión detallan que las empresas deberán de satisfacer toda la demanda de suministro del servicio público en su área de concesión, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento en la capacidad de suministro o de nueva solicitud de servicio. También corresponde a las distribuidoras efectuar todas las inversiones necesarias, con el propósito de cumplir con las obligaciones asumidas en la prestación del servicio público a cargo de ellas. (Regulaciones e Inversión en el Sector Eléctrico Argentino, 1998, p. 45)

Las tarifas eléctricas la definen la secretaria de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), quien está encargado de controlar los cuadros tarifarios establecidos a nivel nacional. Cada provincia tiene un mecanismo equivalente de controlador de los cuadros tarifarios definidos en cada jurisdicción. La legislación establece que las tarifas deben ser justas, debiendo posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia y eficacia. (Las Alianza Público – Privada en Energías Renovables en América Latina y Del Caribe, 2012, p.10)

2.1.3 Sector Eléctrico Chileno

En el año 1982 Chile promulga la ley DFL No 1/1982 a través de la cual se introduce la competencia y privatización del sector eléctrico descentralizando la producción, transmisión y distribución de la electricidad. (Las Alianza Público – Privada en Energías Renovables en América Latina y Del Caribe, 2012, p.14)

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria, Tanto la distribución como la transmisión son monopolios naturales, y la ley establece procedimientos para determinar las tarifas (o "peajes") que deben pagar los usuarios de las redes. (Las Alianza Público – Privada en Energías Renovables en América Latina y Del Caribe, 2012, p.15)

Las empresas distribuidoras tienen la obligación de dar servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión, así como de respetar las tarifas máximas fijadas por la Autoridad para la venta de electricidad a sus clientes de bajo consumo. Las empresas generadoras y transmisoras, por su parte, tienen la obligación de coordinar la operación de sus centrales y líneas de transmisión que funcionan interconectadas entre sí, con el fin de preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación a mínimo costo.

Al comenzar la privatización de las grandes empresas públicas en Chile, se estaba dando inicio a un proceso de reactivación de la actividad económica después de la fuerte caída del PIB desencadenada por la crisis financiera de 1982. Entre 1985 y 1989, el nivel de actividad económica creció en promedio en casi 7% anual, lo que indica que las expectativas que se fueron perfilando entre los empresarios a partir de las señales de la política económica, apuntaban hacia una evolución favorable de la demanda en energía. De hecho, en este periodo el consumo eléctrico

creció a una tasa del 5.5% anual, contra un 4.5% en la década de los 70. (La Gestión Privada y la Inversión en el Sector Eléctrico Chileno, 1997, p.24)

2.1.4 Sector Eléctrico Guatemalteco

A raíz de la crisis de abastecimiento y financiera de las empresas públicas a cargo del servicio de electricidad en Guatemala que surgió en 1991, el gobierno decidió lanzar un ambicioso programa de contratación de suministro de energía (bajo la modalidad de Power Purchase Agreements, PPA) con generadores privados. Entre 1993 y 1996, como reseñan la Fundación Solar y Carlos Rufín, se firmaron 13 contratos de suministro por un total de 383 MW (aproximadamente el 30% de la capacidad instalada del país al final de 1996). Debido en parte a la presión por aumentar rápidamente la oferta, ninguno de los contratos de suministro firmados entre 1991 y 1996 fue otorgado mediante procedimientos competitivos. Las empresas públicas compradoras asumieron la mayoría de los riesgos operativos y financieros, y los costos acordados fueron muy altos. La reforma del año 1996 creó un mercado Spot, permitió la entrada libre de generadores privados en régimen de competencia y privatizó totalmente el negocio de distribución. Los distribuidores quedaron obligados a contratar con los generadores sus requerimientos de energía y potencia. La reforma, posiblemente condicionada por las circunstancias, definió una política tarifaria sin contemplar subsidios para los usuarios más pobres, restringiendo los aportes explícitos del estado a cubrir los costos de proyectos tales como la expansión de la cobertura del servicio en las zonas rurales. Los grandes usuarios (consumidores con una demanda de potencia superior a 100 kW) quedaron en libertad de elegir a su suministrador y no están sujetos a las regulaciones de precios definidos en la Ley General de Electricidad. Los ingresos por la privatización de la distribución se canalizaron para expandir la cobertura en el campo, y se decidió no tocar los

contratos de suministro firmados antes de 1996. (Economía Política de las Finanzas y Subsidios del Sector Eléctrico de Guatemala, 2004, p.1)

La reforma del Sector Eléctrico de Guatemala se inició con la Emisión de su Marco Legal establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93 – 96 del Congreso de la República de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996. Posteriormente se emitieron el reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256 – 97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista AMM, (Acuerdo 299 – 98 del 1 de junio de 1998). (ANG, 2017)

2.2 Sector Eléctrico en Honduras

Antes de 1957, la electrificación en cada ciudad del país era servida en forma aislada por pequeñas generadoras, en su mayoría movidas por motores Diesel, que pertenecían a las municipalidades, Juntas de Desarrollo, al Estado o Empresa Privada, las tarifas se definían entre los consumidores y proveedores o por acuerdos con los gobiernos locales. (ENEE, 2017)

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), fue creada por la Junta Militar de Gobierno, mediante Decreto Ley Numero 48, el 20 de febrero de 1957, con responsabilidad por el desarrollo y construcción de facilidades de electrificación, y la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. (ENEE, 2017)

En 1994 el sistema eléctrico sufre una grave crisis de suministro, manifestándose en drásticos razonamientos con apagones de hasta 12 horas en muchas zonas urbanas del país, esto porque la ENEE no podía satisfacer toda la demanda de energía, en respuesta a esta situación se crea en este mismo año la Ley Marco del Subsector Eléctrico, esto con la intención de facilitar el ingreso del sector privado en la generación de energía en el país, y de esta manera satisfacer la

creciente demanda. (El Sector Energético en Honduras: Diagnostico y Política Energética, 2015, p. 6)

La Ley Marco del Subsector Eléctrico abría las actividades del sector a la inversión y a la gestión privada. Sin embargo, los gobiernos implementaron sus disposiciones solo parcialmente, y la ENEE continuó operando como empresa verticalmente integrada. Esta ley establecía los principios básicos para la organización moderna de la industria de la energía eléctrica, y mandaba la separación de actividades, la privatización de la distribución, y la introducción de la competencia. En la práctica, la apertura se limitó solamente a la generación. (Auditoria Piloto de Desempeño Practicadas a los Procesos de Perdidas no Técnicas y Generación de Energía Eléctrica, 2016, p. 1)

En el año 2014 mediante Decreto No. 404-2013 del 20 de mayo del 2014, se publicó en el Diario Oficial La Gaceta la “Ley General de la Industria eléctrica”, que implica entre otros la separación de actividades del sector eléctrico de manera tal que la ENEE, pueda concentra sus esfuerzos en el desarrollo de los recursos naturales renovables del país, con el apoyo del sector privado en las tareas subsidiarias de operación, transmisión y distribución. (Auditoria Piloto de Desempeño Practicadas a los Procesos de Perdidas no Técnicas y Generación de Energía Eléctrica, 2016, p. 1)

Con la nueva ley surgen nuevas entidades reguladoras en el mercado eléctrico, como ser Lo Consumidores, que es el conjunto de las decisiones individuales de estos la que, en el nuevo mercado eléctrico, decidirá qué tipo de energía se generara, para que el nuevo modelo sea exitoso, se deberá asegurar que el consumidor tenga la mayor potestad posible para tomar decisiones sobre su propio suministro eléctrico. Si el derecho del consumidor a elegir su proveedor de servicio se

respeto, los agentes que participan en el mercado eléctrico se verán incentivados a trabajar por la satisfacción de ellos. (Apertura del Mercado Energético en Honduras, 2015, p. 4)

La nueva ley da vida también a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la cual está a cargo de la aplicación y fiscalización de las normas vigentes que regulan la industria eléctrica. La CREE llevará un registro público de Empresas del Sector Eléctrico, en el cual se deberán registrar todas las empresas generadoras y comercializadoras de energía. Mientras que las empresas de transmisión y distribución deberán registrarse en el Registro Público de Empresas del Sub Sector Eléctrico. La CREE, también está a cargo de otorgar las licencias de operación para las empresas transmisoras y distribuidoras, ya que es la entidad encargada de supervisar la continuidad del servicio de energía eléctrica. Previa opinión de la CREE, se puede acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión y distribución, cuya situación de desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio. (Ley No 404 – 2013, 2014, artículo No 8)

El Operador del Sistema Eléctrico Nacional, será una entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, con capacidad técnica para el desempeño de las funciones que le asigna la nueva Ley y sus Reglamentos. Será independiente de todas las empresas de transmisión, distribución, generación, comercialización y consumidores calificados. Tendrá plena autoridad sobre los titulares de instalaciones que formen parte del Sistema Interconectado Nacional, quien deberá operar sus instalaciones siguiendo las órdenes emitidas por el Operador del Sistema. (Ley No 404 – 2013, 2014, artículo No 9)

Bajo el nuevo marco jurídico de la industria energética, el Operador del Sistema administrará un mercado eléctrico DE OPORTUNIDADES. Los titulares de las centrales generadoras deberán poner a la orden del Operador del Sistema toda su capacidad disponible de

sus centrales, quien a su vez despachara las unidades generadoras con base en un orden de mérito en función de sus costos variables declarados, con el objetivo de satisfacer la demanda al menor costo. (Apertura del Mercado Energético en Honduras, 2015, p. 5)

La nueva reforma energética supone el fin de los monopolios y cuatro son los agentes que intervienen en el nuevo mercado: los generadores, los transmisores, los comercializadores y los distribuidores. (Apertura del Mercado Energético en Honduras, 2015, p. 3)

Los generadores son los encargados de generar la energía eléctrica en sus plantas de producción, que pueden ser centrales de gas, térmicas, hidráulicas o producción de electricidad con energía alternativa. Las transmisoras es el encargado de transportar la energía en alta tensión, y de gestionar, mantener y reparar la infraestructura que utilizan. LOS Comercializadores son los encargados de comprar la electricidad en el mercado de oportunidades y venderla a los clientes finales, actualmente la gestión de transmisión y comercialización está en manos de la ENEE. (Apertura del Mercado Energético en Honduras, 2015, p. 4)

2.2.1 Sistema de Distribución Eléctrica en Honduras

La ENEE es un ente descentralizado, la generación de energía eléctrica incide directamente con la balanza comercial, teniendo un peso de 3.9% (Datos de año 2010) sobre el PIB, un 7.01% (Datos de año 2010) de la deuda externa del gobierno de Honduras está focalizado en la ENEE, constituyéndose esta empresa en parte fundamental en las políticas económicas de gobierno y en los acuerdos económicos con organismos internacionales. (Plan Estratégico ENEE 2011 – 2014, 2011, p. 6)

Para el año 2010 la empresa cerro operaciones con un superávit de 50.6 millones de lempiras, con un nivel de perdidas eléctricas alrededor de 24.9%, una cobertura eléctrica del orden

de 81% a nivel nacional, 99% en la zona urbana y 63% en la zona rural. (Plan Estratégico ENEE 2011 – 2014, 2011, p. 6)

El exceso de pérdidas se cuantifica en 621 GWh por año, lo que implica que la ENEE está dejando de percibir anualmente 95,2 millones de USD para el año 2011. El nivel perdidas eléctricas en Honduras se ha incrementado en comparación con los demás países Centroamericanos, con valores del 32.5% de pérdidas para el 2015. (Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana SICA, 2015, P. 38)

Tabla No 1. Pérdidas Eléctricas en los Países de Centroamérica desde 1990 – 2015

CUADRO 17
SIEPAC: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS
ELÉCTRICAS, 1990-2015
(En porcentajes)

Año	SIEPAC	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	17,0	10,6	15,6	14,1	23,2	17,6	24,5
1995	17,2	10,5	12,5	14,1	27,0	29,6	20,5
2000	15,2	10,0	11,0	11,6	18,1	31,9	19,6
2005	16,4	9,7	13,1	18,2	23,3	29,3	13,9
2006	16,3	9,5	12,8	16,9	25,0	28,8	13,7
2007	15,8	10,6	12,9	16,4	21,2	28,4	14,1
2008	15,9	10,6	12,8	17,9	20,6	27,3	13,8
2009	15,6	10,8	11,5	15,7	22,4	26,1	14,0
2010	16,0	10,8	12,3	15,8	23,9	25,4	14,4
2011	17,0	12,3	12,1	16,4	27,0	24,1	15,0
2012	17,2	11,6	12,6	16,3	29,9	23,1	14,1
2013	17,4	11,6	12,1	16,8	31,2	22,8	13,8
2014	17,4	11,6	12,0	16,6	31,3	23,3	14,1
2015	17,7	11,9	11,9	16,5	32,5	24,7	13,1

Fuente: (CEPAL, 2015)

El aumento de las pérdidas de energía en los últimos años está asociado a la falta de medidores, los cuales son provistos principalmente por la ENEE, lo que implica que gran parte de los nuevos clientes se han convertido en servicio directo a los cuales no les mide de forma adecuada el consumo o cuyo ingreso no refleja el valor real, anudando a esto, está el tema de las colonias

con instalaciones fuera de la norma que consumen energía de la red de ENEE sin hacer ningún pago. (Plan Estratégico ENEE 2011 – 2014, 2011, p. 10)

Tabla No 2. Pérdidas Eléctricas en la Región Centro Sur de Honduras, 2011

SUB GERENCIA CENTRO SUR
Contribución por ciudad Región Centro Sur kWh
Valores promedios a 12 meses

Ciudad	Energía entregada	Energía facturada	Energía perdida	% pérdida
Tegucigalpa	113,360,607	100,097,921	13,262,685	11.70%
Choluteca	20,278,714	14,702,953	5,575,761	27.50%
Comayagua	19,912,748	14,440,679	5,472,069	27.48%
Juticalpa y Catacamas	13,908,352	7,748,220	6,160,132	44.29%
San Lorenzo	11,011,451	7,297,143	3,714,308	33.73%
Danli y El Paraíso	8,362,748	6,347,020	2,015,729	24.10%
Piedras Azules	7,037,896	7,037,896	0	0.00%
Siguatepeque	6,281,794	4,707,700	1,574,094	25.06%
Guaymaca	5,975,571	3,902,153	2,073,418	34.70%
El Zamorano	2,585,667	1,843,102	742,565	28.72%
Total	208,715,548	168,219,896	40,495,652	19.4%

Fuente: (Plan Estratégico ENEE, 2011 – 2014)

Agregar las pérdidas de las otras regiones, sobre todo la región noroccidente que es donde se pierde más energía

En cuanto a la energía que se pierde por ciudades, en la Tabla 2, se indican las 10 ciudades que generan las mayores pérdidas, en términos relativos son Juticalpa y Catacamas con un 44.3%, Guaymaca con 34.7%, San Lorenzo con 33.7%, Comayagua y Choluteca con 27.5 %, Siguatepeque con 25.1% y Danlí y El Paraíso con 24.1%. (Plan Estratégico ENEE 2011 – 2014, 2011, p. 12)

La situación financiera de la ENEE depende: de la eficiencia operativa y nivel de pérdidas, establecimiento de precios reales y eficientes de electricidad, ejecución oportuna de plan de inversiones, fortaleza de las instituciones encargada del sector eléctrico, el precio del petróleo y de la proporción de energía generada con este combustible. Por lo tanto, las medidas oportunas para un rescate financiero radican en: Reducción de pérdidas, puestos, salarios y personal,

depuración y recuperación de la mora, programas de eficiencia y ahorro energético, revisión de contratos de compra de energía, revisión de tarifas y subsidios. (Plan Estratégico ENEE 2011 – 2014, 2011, p. 6)

En vista de lo anterior y que uno de los puntos más importantes para recuperar las finanzas de la ENNE es trabajar para la reducción de pérdidas, La ENEE desde el año 2011 hasta el 2016 ha trabajado en programas para la reducción de pérdidas, el mantenimiento de la red de distribución, y mejora de la eficiencia, cuyos objetivos, metas y planes de estos programas no se han podido cumplir. Según el informe No 004 – 2016 – DASII – ENEE – A, del Tribunal Superior de Cuentas “Auditorias Pilotos de Desempeño Practicada a los Procesos de Perdidas No Técnicas y Generación de Energía Eléctrica” esto es debido a:

- Dentro del programa estratégico 2011 – 2014, existe un programa nacional de reducción de pérdidas comprendido en el periodo de 2012 – 2014, pero la ENEE no ejecuto las inversiones necesarias en el concepto de reducción de pérdidas.
- No existen procedimientos para informar a la CREE, sobre las anomalías detectadas, en el registro de consumo de energía eléctrica.
- Algunos de los clientes que integran los Sistemas Regionales dependientes de esta Subgerencia Noroccidental beneficiarios de los proyectos de electrificación Fondo Social de Electrificación FOSODE y FONDOS NORDICOS se encuentran consumiendo energía eléctrica sin medidor (servicio directo)
- Los medidores de energía eléctricos adquiridos mediante licitaciones Públicas Nacionales No 100-020/2014 y 100-014/2015, no cumplen con las especificaciones técnicas, los proveedores no entregaron lo que ofrecieron.

- En los años 2014 y 2015 la ENEE realizo compras de 69,151 medidores, los cuales no cubrieron el crecimiento de la demanda, por lo cual existió un déficit de medidores para ejecutar el control y reducción de pérdidas.
- Durante los años 2014 y 2015 la ENEE, realizo una cantidad significativa de rectificadores (notas de crédito), mismas que se deben a ineficiencias administrativas (error de lectura, error de transcripción, promedios, tarifas mal aplicadas, multiplicador erróneo), anomalías en los equipos atribuibles a la ENEE (medidores con desperfectos, conexiones equivocadas, uso de medidores de forma incorrecta, medidores mal programados).
- El Sistema de Gestión Comercial INCMS y el Sistema de Incidencias (INGRID), adquiridos por la ENEE, a través del Proyecto de Mejoras de Eficiencia del Sector Energía (PROMEF) Unidad Ejecutora del Banco, no se encuentran funcionando en su totalidad.
- Los insumos para calcular las pérdidas no son confiables debido a que los medidores de los circuitos de distribución presentan fallas y por ende la medición de energía entregada no es real, y los datos de energía facturada (venta de energía), son tomados de un sistema de facturación obsoleto.
- Existen algunos problemas en el registro de energía, mismos que se deben por fallas en los medidores de los circuitos de distribución y otros por no encontrarse instalados.
- Los sistemas informativos con los que cuenta la ENEE, aún no están preparados para ejercer un control en las actividades de distribución. (Auditorias Pilotos de Desempeño Practicada a los Procesos de Perdidas No Técnicas y Generación de Energía Eléctrica, 2016).

En la ruta de modernización del Sub Sector Eléctrico, la Ley instruye a la Junta Directiva de la ENEE que antes del 1 de Julio de 2015, la empresa se transforme en entidad y complete el

proceso para incidirse en una empresa de generación una de transmisión y operación del Sistema y al menos una de distribución, la cuales son entidad propiedad del estado a través de la ENEE como empresa matriz. En ese sentido, atendiendo los acuerdos del FMI y lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, se realiza la modernización de la ENEE, para realizar líneas de negocio de:

- Grupo empresario ENEE o Holding ENEE
- Empresa de Generación de ENEE
- Empresa de Transmisión de ENEE
- Empresa de distribución de ENEE

Con la nueva Ley Marco de la Industria Eléctrica y el Decreto PCM – 70 – 2014, se ha dado inicio a uno de los pasos de reestructuración para mejorar las practicas gerenciales y reducción de personal, por lo tanto, al mes de enero de 2016 se ha separado un total de 1079 empleados considerado como personal súper numérico, quedando 2417 empleados. Con esto la empresa logro ahorrarse 98 millones de lempiras en pagos mensualmente. (Informe de Logros de la ENEE, 2016, p. 2)

En el tema de Distribución, el 18 de febrero de 2016, la ENEE y el Consorcio Energía Honduras, firman el contrato de Alianza Público – Privado para la Recuperación de Perdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero. (Informe de Logros de la ENEE, 2016, p. 3)

2.2.2 Fideicomiso de Distribución

El 19 de Julio de 2013, se publicó en el Diario Oficial La Gaceta, el Decreto Legislativo No 118 – 2013, que contiene el contrato de Fideicomiso celebrado entré COALIANZA, el

Fiduciario y la ENEE para la reducción de pérdidas en los Servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Servicio de Distribución y Flujo Financiero, mediante la constitución de una Alianza Público – Privada, celebrado el 5 de junio de 2013. (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, p. 1)

El proceso está siendo realizado por el Comité Técnico de este Fideicomiso, integrado por representantes de COALIANZA, ENEE, Secretaria de Finanzas, el STENEE y Banco Ficohsa, en abril de 2015, Banco Ficohsa Institución Financiera ganadora del Fideicomiso del área de Distribución, colocó a la venta las Bases de Licitación para contrarrestar pérdidas de Distribución en la ENEE, dos empresas presentaron documentos para precalificación y ambas resultaron precalificadas, las dos empresas operadoras son de capital extranjero, una Canadiense y otra Colombiana, y se comenzó con el proceso de preguntas y respuestas para la presentación de propuesta técnica, las cuales una vez evaluadas y calificadas, el paso a seguir sería recibir la oferta económica para su posterior adjudicación. (Informe de Logros de la ENEE, 2016, p. 3)

El 29 de octubre de 2015, en el cumplimiento de las normas establecidas en el Marco Regulatorio de la Ley de Promoción de la Alianza Público – Privada, Coalianza recibió por medio de notario público los sobres No 2 y No 3 con las propuestas técnicas y económicas, respectivamente. Las empresas precalificadas que presentaron estas propuestas son; Manitoba Hidro International de Canadá y el Consorcio Energía Honduras (EEH), integrado por tres empresas: Eléctricas de Medellín (perteneciente al grupo ETHUSS), Unión Eléctrica S.A. (perteneciente al Grupo Unión) ambas de capital colombiano y la Enterprise Consulting S.A. de capital hondureño; que luego fueron entregados al comité de evaluación del concurso para su respectivo análisis. El 11 de diciembre de 2015, el Consorcio Energía Honduras se hizo

adjudicatario del contrato de concesión para operar el Sistema de Distribución Eléctrico de la ENEE, con una participación accionaria del 46% para Eléctricas de Medellín, 5% de participación accionaria a Unión Eléctrica S.A. y el 41% Enterprise Consulting esta última vinculada a dos grupos financieros del país (Banco Atlántida y Banco de Occidente) y un 8% el Sindicato de Trabajadores de la ENEE (STENEE). (Informe de Logros de la ENEE, 2016, p. 3)

En virtud de haberse cumplido los requisitos en el pliego de condiciones, la ENEE y el Consorcio EEH firman el contrato, el cual tendrá una duración de 7 años y 6 meses, contados a partir de la fecha de la firma del contrato (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, p. 10)

La Empresa Energía Honduras EEH, nace de la constitución de un consorcio que reúne más de 40 años de experiencia en operaciones en México, Panamá, Guatemala, Colombia y Chile, seleccionado mediante licitación internacional como Inversionista Operador del Sistema de Distribución Nacional. (EEH, 2016)

2.2.3 Objetivos del Contrato de Alianza Público Privada para la Reducción de Pérdidas

Los objetivos de contratación están dirigidos a:

- La medición, facturación y cobro de la energía vendida por el sistema de distribución, así como, la atención al usuario y la recuperación de la mora acumulada a la fecha de entrada en vigencia del contrato
- La operación y mantenimiento del Sistema de distribución
- La reducción de pérdidas en el sistema de distribución, hasta los niveles establecidos.

- La ejecución de una solución financiera para las deudas existentes por energía provista. (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, Anexo 7, Pliego de Condiciones para el Concurso Público Internacional, p. 182)

El contrato en el Capítulo II. Aspectos Técnicos, en la Cláusula Séptima de las Obligaciones del Inversionista Operador menciona que los servicios a cargo de este son los siguientes:

- Desarrollo de las actividades comerciales de distribución Eléctrica en Honduras; medición, facturación, cobros y recaudación, atención al usuario, creación de bases de datos de usuarios, implementación de programas informáticos, conexión de nuevos consumidores, cortes de deudores y de conexiones ilegales y la recuperación de la mora acumulada a la fecha de inicio de Vigencia del Contrato.
- Reducción de las Perdidas Técnicas y no Técnicas de distribución, de un 29% a un 12%, considerando un 3% del crecimiento anual de la demanda de energía en la red de distribución, los porcentajes de reducción mínimos de pérdidas anuales que el Operador deberá cumplir durante la Vigencia del contrato son los siguientes:

Tabla No 3. Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas del Inversionista Operador

Años de servicios “n”	Porcentaje de reducción mínima anual de pérdida. Totales de distribución (FRMA _n) (%)	Reducción mínima anual de pérdidas. Totales de distribución en kWh (RPM _{An})	Porcentaje total de perdidas permanentes al final del año de servicios “n”	Total de perdidas remanentes al final del año en kWh (PR _n), incluyendo las pérdidas derivadas del crecimiento de la demanda
0			29%	2,267,677,465
1	4%	371,429,930	25%	2,013,541,197
2	3%	287,744,812	22%	1,825,073,741
3	3%	281,873,325	19%	1,623,486,051
4	3%	275,601,708	16%	1,408,160,532
5	2%	193,355,763	14%	1,269,104,680
6	1%	113,549,405	13%	1,213,807,976
7	1%	111,808,919	12%	1,154,051,276

Fuente: (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, anexo 7, Pliego de Condiciones para el Contrato Público Internacional, p. 188)

- Para aquellos usuarios con conexiones ilegales o con medidores alterados para registrar un consumo menor, realizar todos los ajustes y cobros de energía consumida y no facturada correspondientemente.
- Operar y dar mantenimiento a la red de distribución de acuerdo a lo establecido en el contrato y la normativa emitida por la CREE
- Desarrollar en conjunto con la ENEE, las interfaces de intercambio de información necesaria para el cumplimiento del objetivo del contrato.
- Habilitar centros de atención al usuario, considerando la existencia de al menos un centro de atención por cada 100 mil usuarios.

- Presentar mensualmente y anualmente a la Superintendencia de Alianza Publico Privada (SAPP), COALIANZA, el Fiduciario y la ENEE los planes y los informes de ejecución en relación al mantenimiento de la red de distribución, Reducción de Pérdidas Totales de distribución, Reducción de Mora de los Usuarios, Inversiones Realizadas.
- Presentar mensualmente dentro de los primeros 10 días calendario de finalizado el mes y anualmente dentro de los primeros 30 día calendario después de finalizado el año a la SAPP, COALIANZA, ENEE y el Fiduciario, los informes de cumplimiento de los objetivos del contrato, y un informe sobre avances en: Medición, facturación y cobro de la energía vendida por el sistema de distribución, así como los indicadores de atención al cliente, Operación y Mantenimiento del sistema de distribución, así como los indicadores de eficiencia en el suministro de energía que defina la CREE, Reducción de Perdidas Técnicas y no Técnicas de distribución, Información Comercial de la ENEE, Avances físicos y financieros de las inversiones a cargo del Inversionista Operador.
- Alimentar con información en línea a la SAPP, COALIANZA, ENEE y el Fiduciario, a través de todos los software y sistemas informáticos que se disponga, de los siguiente: Lectura de todos los usuario durante todos los ciclos de lectura, Reporte de incidencias en la red de distribución y en los medidores, Información de todos los pagos realizados por los Usuarios en el sistema bancario y en los centros de atención al usuario, Toda información en su poder o generada por el Inversionista Operador que sea requerida por COALIANZA, ENEE o el Fiduciario para el seguimiento y evaluación de su gestión.
- Aportar el monto de inversión que establece en su propuesta para cumplir con los objetivos del contrato.

- En caso así lo acuerde el Comité Técnico del Fideicomiso, llevar una bitácora electrónica de la prestación de los servicios y la ejecución del contrato.
- Implementar un sistema de archivo de todos los documentos que se generen en relación con el contrato, cuyo manual de operación deberá ser aprobado por el Comité Técnico del Fideicomiso.
- Cumplir con las leyes aplicables, incluyendo con la Ley General de la Industria Eléctrica vigente, sus Reglamentos, normas y resoluciones que emita la CREE.
- Incluir a la Presidencia de la República y a COALIANZA, en toda publicidad que implemente durante la vigencia del contrato. (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, p. 16 - 18)

Para establecer la responsabilidad y alcance de los servicios a cargo del Inversionista Operador y las actividades de operación y mantenimiento de la red de Distribución se fija el límite de la red de Distribución en los siguientes criterios: Se establece como frontera entre la red de Transmisión y la red de Distribución la salida de la barra de media tensión, es decir, todas las instalaciones que de acuerdo a la topología de la red, operen aguas abajo de la salida de la barra de media tensión, En los circuitos de Distribución que exista generación distribuida, la responsabilidad del Inversionista Operador llegara hasta el punto en el cual, la línea de Distribución se conecte con el seccionador de línea de la subestación de la planta, Para la generación distribuida conectada en media tensión, la responsabilidad del Inversionista Operador será hasta, incluyéndolo el punto de medición, Para los casos de clientes en que su punto de medición se encuentre en alta tensión, el nivel del voltaje es mayor o igual a 60 mil voltios, la responsabilidad del Inversionista Operador será la gestión comercial. (Contrato de Alianza Público

– Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, p. 19)

2.2.4 Propuesta Económica del Inversionista Operador

La inversión total durante los 7 años del contrato para lograr la reducción de pérdidas del 17% en las pérdidas totales asciende a 358, 197, 682. 00 USD (Trescientos cincuenta y ocho millones ciento noventa y siete mil seiscientos ochenta y dos dólares de los Estados Unidos de América. (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, Anexo 12, Propuesta Económica del Inversionista Operador p. 005)

Tabla No 4. Honorarios Fijos Anuales del Inversionista Operador

Año	Honorario Fijo Anual (Monto en números) US\$	Honorario Fijo Anual (Monto total en letras) US\$
1	173,805,814	Ciento setenta y tres millones ochocientos cinco mil ochocientos catorce dólares
2	186,614,995	Ciento ochenta y seis millones seiscientos catorce mil novecientos noventa y cinco dólares
3	196,210,730	Ciento noventa y seis millones doscientos diez mil setecientos treinta dólares
4	196,894,636	Ciento noventa y seis millones ochocientos noventa y cuatro mil seiscientos treinta y seis
5	189,055,366	Ciento ochenta y nueve millones cincuenta y cinco mil trescientos sesenta y seis dólares
6	178,338,849	Ciento setenta y ocho millones trescientos treinta y ocho mil ochocientos cuarenta y nueve dólares
7	180,646,367	Ciento ochenta millones seiscientos cuarenta y seis mil trescientos sesenta y siete dólares

Fuente: (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, Anexo 12, Propuesta Económica del Inversionista Operador p. 003)

El monto de la inversión referencial es como mínimo, la cantidad de Doscientos Millones de Dólares de Estados Unidos de América (US\$ 200, 000,000.00) mismo que será destinado al cumplimiento de los objetivos del contrato. (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, p 21)

Tabla No 5. Flujo del Inversionista Contrato de Distribución Honduras

			Val or mas	13,597,0 74	14,664,5 06	15,464,1 51	15,521,1 43	14,867,8 70	13,974,8 27	14,167,1 20
				14,483,8 18	15,551,2 50	16,350,8 94	16,407,8 86	15,754,6 14	14,861,5 71	15,053,8 64
	Año	Sumatoria	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingre sos	Total ingresos	1,739,206 ,267		173,805, 814	202,882, 890	229,343, 587	251,519, 794	267,926, 993	287,071, 767	326,656, 422
	Ingreso honorario fijo	1,301,566 ,758		173,805, 814	186,614, 995	196,210, 730	196,894, 636	189,055, 367	178,338, 849	180,646, 387
	Ingreso por inversión referencial	437,639,5 09			16,266,8 95	33,132,8 57	54,625,1 58	78,871,6 26	108,732, 918	146,010, 055
	Penalizació n por incumplimi ento recaudado									
	Honorario por éxito por recaudació n de mora									
	Penalizació n por incumplimi ento de perdidas									
	Ingreso crédito									

Fuente: (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, Anexo12, Propuesta Económica del Inversionista Operador, p 006)

2.3 Marco Legal

2.3.1 Constitución de la República de Honduras

DECRETO No. 131 publicada en la Gaceta número 23.612 del 20 de Enero de 1982.

En virtud que el artículo 205 de la Constitución, nos establece en sus numerales 1 y 19 lo siguiente: Corresponden al Congreso Nacional las atribuciones siguientes:

- 1).- Crear, decretar, interpretar, reformar y derogar las leyes.

- 19).- Aprobar o improbar los contratos que lleven involucradas exenciones, incentivos y concesiones fiscales, o cualquier otro contrato que haya de producir o prolongar sus efectos al siguiente período de gobierno de la República. (Es decir, Interpretar, en el sentido que los contratos a que se refiere el mismo comprenden todos aquellos que celebren las entidades del sector público; entendiéndose por sector público, el Poder Ejecutivo y sus dependencias, incluyendo órganos desconcentrados que le estén adscritos, las instituciones autónomas o descentralizadas y las municipalidades; el Poder Legislativo, el Poder Judicial; los órganos constitucionales sin adscripción específica como el Ministerio Público, Tribunal Supremo Electoral (TSE), el Tribunal Superior de Cuentas (TSC), La Procuraduría General de la República (PGR) y demás entes Públicos de similar condición Jurídica y en general cualquier organismo estatal que se financie con fondos Públicos. Decreto 2-2005 de 26 de enero del 2005 Publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 30,643 del 10 de Marzo del 2000).

2.3.2 Convenios o Tratados Internacionales que se refieran al tema investigado y análisis de los mismos.

2.3.2.1 Tratado marco del mercado eléctrico de América Central.

Los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, que en adelante se denominarán "las Partes", El presente Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

Firmado en la Ciudad de Guatemala el 30 de Diciembre del año 1996.

LEYES ORGANICAS RELACIONADAS CON EL TEMA DE INVESTIGACIÓN.

2.3.3 Ley de Promoción de Alianzas Público - Privadas.

Atendiendo que el Estado de Honduras busca inversión Nacional y Extranjera proporcionando garantías suficientes y necesarias en la Inversión necesaria para crear fuentes de trabajo y obtención de mejores niveles de vida en todos los aspectos. Su finalidad es gestionar y regular los procesos de contratación que permitan la participación Público-Privado en la ejecución, desarrollo y administración de obras y servicios públicos, potenciando la capacidad de inversión en el país a fin de lograr el desarrollo integral de la población.

En virtud a lo que establecen los Artículos 11 y 13 de la presente Ley, los cuales se describen literalmente: Artículo No. 11: El cual habla sobre la Comisión para la promoción de la alianza Público-Privado (COALIANZA) el cual es un ente desconcentrado de la Presidencia de la República con Personalidad Jurídica y Patrimonio propio encargada de gestionar y promover los proyectos y proceso de la alianza Públicos-Privados.

Artículo No. 13: Indica las funciones de COALIANZA que entre las más importantes esta, gestionar los procesos de contratación que permitan la participación Público-Privada en la ejecución, desarrollo y administración de obras y servicios públicos de interés para el Estado y dar seguimiento a los proyectos, obras o servicios provistos a través de modelos de la alianza Público-Privado en coordinación con las entidades reguladoras.

Decreto 143-2010 publicado en fecha 16 de septiembre del año 2010, mediante Gaceta No. 32,317.

2.3.4 Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

Que, para lograr una más efectiva y económica utilización de las fuentes de energía eléctrica del país, es indispensable la preparación de los proyectos y la ejecución de las obras requeridas esté a cargo de un organismo, técnica y administrativamente, capacitado y en condiciones de imprimir un sentido de continuidad en la política de electrificación nacional. Que los problemas inherentes a la producción, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica se resuelven eficazmente sólo a través de un organismo dotado de todos los elementos indispensables y libres de interferencias extrañas.

Decreto No. 48 del 27 de Febrero del año 1957 mediante Gaceta No. 16, 125.

2.3.5 Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Esta Ley es de orden público e interés social. Tiene por finalidad el desarrollo y ejecución de la política nacional de transparencia, así como el ejercicio del derecho de toda persona al acceso a la información pública para el fortalecimiento del Estado de Derecho y consolidación de la democracia mediante la participación ciudadana.

Publicada en fecha 30 de Diciembre del año 2006 en el Diario Oficial La Gaceta.

2.3.6 Decreto Ejecutivo no. pcm-058-2014, publicado el 11 de Septiembre del 2014, mediante gaceta no. 33,529.

El presente Decreto es para instruir a los actuales Comisionados de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que por el periodo que tome el procedimiento de selección, nombramiento y juramentación de la primera Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), conozcan de los procesos y emisión de dictámenes, relacionados con los Contratos de Operación y Contratos de Suministros de Energía que se iniciaron bajo la vigilancia de la Ley Marco del Subsector Eléctrico.

2.3.7 Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.

En el presente Reglamento contiene las instrucciones para el cálculo por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de un pliego tarifario provisional que le permita recuperar los costos de una operación eficiente.

Aprobado en el mes de Marzo del año 2016.

2.4 Leyes Especiales

2.4.1 Ley para la Producción y Consumo de Biocombustibles

Que siendo Honduras un país absolutamente dependiente a las importaciones de petróleo es gravemente impactado por las fluctuaciones y altos precios del mismo, por lo que se considera de alta prioridad nacional la búsqueda de alternativas energéticas ya que la producción sostenible de biocombustibles es una alternativa eficaz para lograr la independencia energética. La finalidad de la presente Ley es: establecer un marco jurídico para la producción de materia prima, fabricación, distribución, comercialización y uso de los biocombustibles.

Decreto No. 144-2007 publicada el 31 de diciembre del año 2007, bajo gaceta No. 31, 496.- Reformado mediante Decreto No. 295-2013 en fecha 11 de abril del año 2014, en sus artículos 5 y 12, mediante Gaceta No. 33, 403.

2.4.2 Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

Que es de interés público aprovechar los recursos energéticos nacionales para mejorar la balanza de pagos y evitar la fuga de divisas por la compra de combustibles fósiles para plantas térmicas (mayor a cuatro mil millones de lempiras en el año 2005) y para esto es necesario facilitar la obtención de los permisos, autorizaciones ambientales necesarias, contratos de operación, contratos de suministros de Energía Eléctrica y Contrata de Aguas.

Que el desarrollo y la generación de Energía Eléctrica por fuentes naturales Renovables y sostenibles provenientes de fuente hidráulicas, geotérmicas, solar, biomasa, eólica, mareomotriz, y residuos sólidos son de utilidad pública y es deber ineludible del Estado contribuir a crear un clima propicio para fortalecer la inversión nacional y de esta manera mejorar la calidad de vida de la población evitando la contaminación local y reduciendo el efecto invernadero.

Decreto No. 70-2007 publicada el martes 02 de octubre del año 2007, mediante gaceta No. 31,422. Reformado mediante decreto No. 138-2013 de fecha 01 de Agosto del año 2013 en su artículo No. 2 en sus numerales: 1, 2, 3 y 5 en la gaceta No. 33,191.

2.4.3 Ley General de la Industria Eléctrica.

Que la legislación del sector eléctrico debe ser armonizada con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo objetivo es el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de los habitantes de la región.

Decreto No. 404-2013, publicada el 20 de Mayo del año 2014, mediante Gaceta No. 33,431.

2.5 Reglamentos y Normas

2.5.1 Reglamento General de la Ley de Promoción de la Alianza Público-Privada.

Establece que la alianza Público- Privada es un esquema de colaboración común entre ambos sectores incorporando habilidades, experiencia, conocimientos, equipos, innovación y tecnología. Donde se distribuyen los riesgos a la parte público-privado que este en mejores condiciones y capacidad para asumirlos; los recursos necesarios para el financiamiento de las alianzas privadas serán preferentemente privados.

Las alianzas tienen por objeto la creación, desarrollo, mejora, ampliación, operación, mantenimiento o reducción de costos de infraestructura pública y/o servicios públicos.

Artículo 11 el cual establece: Licitación pública nacional o internacional. Procederá la convocatoria a una licitación pública cuando COALIANZA cuente con los requisitos para la obra, servicio o proyecto a ejecutar y/o explotar.

Acuerdo Ejecutivo 02073-2010, publicado el 21 de Enero del año 2011 en la Gaceta No. 32,422.

2.5.2 Normativa Mínima Regulatoria que permite la Armonización del Mercado Eléctrico en Honduras con el Mercado Eléctrico Regional. (MER)

El objeto de esta normativa es la internalización de los enunciados de la Regulación Regional a la Regulación Nacional, la cual será de aplicación a los participantes nacionales del Mercado Regional.

Publicado en fecha 30 de Mayo del 2013, mediante Gaceta No. 33, 137.

2.5.3 reglamento del mercado Eléctrico Regional

Este tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

Aprobado en el mes de Diciembre del año 2005.

2.6 Leyes Ordinarias

2.6.1 Código Civil

En virtud que todo el contexto se rige por las leyes vigentes siendo estas las normas jurídicas dictada por la autoridad publico competente función que recae sobre el Congreso Nacional de la República en ese sentido; el Artículo 1 del Código Civil nos establece que la Ley es una declaración de la voluntad soberana que manifestada en la forma prescrita por la Constitución, manda, prohíbe o permite.

La definición de Contrato puesto que el tema está enfocado a la REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL CONTRATO DE LA EMPRESA ENERGÍA HONDURAS (EEH) EN LOS COMPONENTES DE DISTRIBUCIÓN Y FLUJO FINANCIERO y al artículo 1539 nos da una breve definición de Contrato: Es una convención en virtud de la cual una o más personas se obligan para con otra u otras, o recíprocamente, a dar, hacer o no hacer alguna cosa.

Existen requisitos esenciales para la validez de los contratos establecidos en el artículo 1552 del Código Civil, el cual nos dice: Que no hay contrato sino cuando concurren los requisitos siguientes:

- 1.- Consentimiento de los contratantes (voluntad).
- 2.- Objeto cierto que sea materia del contrato (dar, hacer o no hacer alguna cosa).
- 3.-Causa de la obligación que se establezca (obligación del objeto).

Decreto 76 emitido el 19 de Enero de 1906. Publicada en fecha 09 de febrero de 1906 en la Gaceta No. 2655.

2.6.2 Código de Comercio

El Fideicomiso se encuentra en la sección tercera del Capítulo 8, Título 2 del Código de Comercio, referente a otras operaciones realizadas por los Bancos encontrándose el Artículo No. 1033 que indica que el Fideicomiso es un negocio jurídico en virtud del cual se atribuye al Banco autorizado para operar como fiduciario la titularidad dominical sobre ciertos bienes, con la limitación, de carácter obligatorio, de realizar solo aquellos actos exigidos para cumplimiento del fin lícito y determinado al que se destinen.

Decreto 73 de 1950.

2.6.3 Ley de Conciliación y Arbitraje

La presente Ley, tiene por objeto establecer métodos idóneos, expeditos y confiables para resolver conflictos y fortalecer de esta manera la seguridad jurídica y la paz.

En virtud que en la aprobación del Contrato de Fideicomiso por Coalianza, nos establece que en caso de no haber controversia se someterán a través de la Ley de Conciliación y Arbitraje.

Decreto No. 161-2000

2.6.4 Código Tributario

Las disposiciones de este Código establecen los principios básicos y las normas fundamentales que constituyen el régimen jurídico del sistema tributario y son aplicables a todos los tributos. Que es necesario adaptar las actuaciones en materia tributaria a las nuevas disponibilidades tecnológicas que vienen adoptando las Administraciones Tributarias como parte de sus procesos de modernización.

Decreto No. 170-2016, publicado en fecha 28 de Diciembre del 2016, mediante Gaceta No. 34, 224.

2.6.5 Ley General del Medio Ambiente

Que la destrucción acelerada de los recursos naturales y la destrucción del ambiente amenaza el futuro de la Nación ocasionando problemas económicos y sociales que afectan la calidad de vida de la población, y que es deber del Estado propiciar un estilo de desarrollo que, a través de la utilización adecuada de los recursos naturales y del ambiente, promueva la satisfacción de las necesidades básicas de la población presente sin comprometer la posibilidad de que las generaciones futuras satisfagan sus propias necesidades.

Decreto No. 104-93, publicado el 30 de Junio del año 1993.

2.6.6 Ley Para la Defensa y Promoción de la Competencia.

La presente Ley tiene como objetivo promover, proteger el ejercicio de la libre competencia con el fin de procurar el funcionamiento eficiente del mercado y el bienestar del consumidor.

Decreto No. 357-2005, publicado el 04 de Febrero del año 2006, mediante Gaceta No. 30,920.

2.6.7 Ley para la Promoción y Protección de Inversiones.

Que el marco legal de las inversiones en Honduras se encuentra ya obsoleto y presenta pocos o ninguna ventaja con relación a los marcos legales de otros países de la región centroamericana y del continente, por lo que se hace necesaria la aprobación de normas modernas, capaces de proveer las condiciones necesarias para competir frente al mundo.

Decreto No. 51-2011, publicada en fecha 15 de Julio del 2011 mediante Gaceta No. 32,568.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1 Congruencia Metodológica

Tabla No 6. Congruencia Metodológica

Tema de Investigación	Planteamiento del Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos	
			General	Específicos
Revisión y análisis del impacto del contrato de la Empresa Energía Honduras (EEH) en los componentes de distribución y flujo financiero	Determinar el cumplimiento del contrato de la EEH, si los objetivos del contrato se están cumpliendo y el impacto económico que conlleva.	¿Se están logrando los objetivos en la reducción de pérdidas, incremento de la recaudación y optimización de la Red Eléctrica?	Analizar el papel que desarrolla la Empresa Energía Honduras (EEH) en la mejora de la eficiencia de las actividades operativas y comerciales que lleva a cabo la ENEE en el área de Distribución, la reducción de las Perdidas Técnicas de Distribución y las Perdidas No Técnicas de Distribución, así como los términos y condiciones que llevan a cumplir las actividades en tiempo y forma que se establecen en el contrato de alianza público – privado.	Determinar si se están logrando los objetivos establecidos en el contrato en cuanto a la reducción de pérdidas, incremento de la recaudación y optimización de la Red Eléctrica.
		¿Cuáles son los Índices de Confiabilidad del Servicio de Distribución Eléctrica?		Determinar los Índices de Confiabilidad del Servicio de Distribución Eléctrica
		¿Cuál es el impacto económico en la contratación de la Empresa Energía Honduras (EEH)?		Determinar el impacto económico de la contratación de la EEH

Fuente: (Elaboración propia, 2017)

En la siguiente Tabla. Se muestra la matriz de congruencia metodológica en la cual las preguntas de investigación van alineadas con los objetivos específicos. El fin de la investigación es ser congruentes con lo que se plante desde un inicio de la investigación

3.2 Operacionalización de las Variables

Tabla No 7. Operacionalización de las Variables

Variable Independiente	Variable Dependiente	Indicadores
Mecanismos de Operación de la EEH	Sistema Comercial	Recaudación de Facturación
		Efectividad en el Recaudo
	Sistema de Distribución	Confiabilidad en el Servicio
		Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas
	Impacto Económico	Mejoramiento de la salud financiera de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE

Fuente: (Elaboración propia, 2017)

En la siguiente tabla se presenta la operacionalización de las variables con que se trabajaran, esto con el objetivo de definir, trabajar y descubrir la solución del problema planteado, mediante el estudio de las variables. Proporciona un panorama más claro del problema y lo desarticula en pequeñas partes del pensamiento para su mejor comprensión.

3.3 Diseño de la Investigación

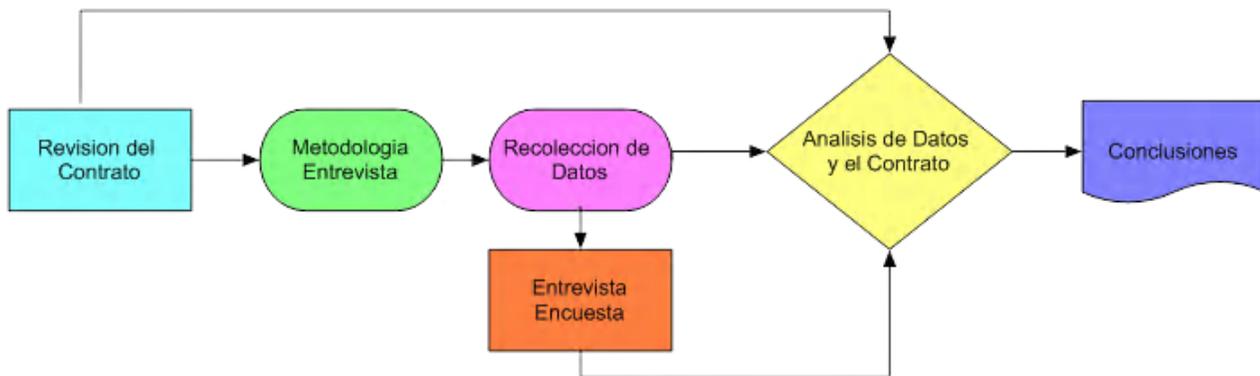


Figura No 1. Flujograma de la investigación

Fuente: (Elaboración propia, 2017)

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Plan de Análisis

A continuación, se presenta el plan de análisis a seguir en nuestra investigación, el cual tiene como finalidad mostrar la estrategia utilizada para poder dar respuesta a las y preguntas planteadas en la presente investigación. Para la recolección de información se hizo uso de fuentes primarias donde se recopilan datos de operación del inversionista operador, cuya fuente se origina de informes oficiales del supervisor contratado por el Fideicomiso.

La segunda fuente de recolección de datos se llevó a cabo mediante el uso de una entrevista, la cual se aplicó a entes involucrados en el proyecto. Para determinar las personas a la que se le aplicó la entrevista fueron seleccionados de manera estratificada.

A continuación, se describe de manera detallada la estrategia a llevar a cabo para contestar las preguntas y la hipótesis de investigación:

Para dar respuestas a las preguntas de investigación se hace uso de la fuente primaria de recolección de dato que es el Informe Mensual – mayo 2017 “Supervisión del Proyecto Recuperación de Perdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero” cuyo informe es elaborado por la Empresa Manitoba Hydro International para el Fideicomiso. Este informe fue obtenido de la Web como se muestra en el anexo B, por lo que lo vuelve un documento público del cual se puede hacer uso como le explica el anexo C, basándose en las leyes de publicación y derechos de autor, y que para nuestro caso es de uso con fines académicos.

La fuente secundaria de recolección de datos es la aplicación de la entrevista, esta se aplicó a la Empresa Energía Honduras, a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE y al Consejo

Nacional de Energía, esto con el fin de obtener datos de Comercialización, Distribución y Financieros de Operación de la empresa EEH, en los meses que lleva a cargo de la Red, y después hacer las comparativas y análisis de los resultados y cálculos correspondientes que indiquen el camino y panorama que lleva la operación de la Empresa Energía Honduras.

4.2 Resultados de la Aplicación del Instrumento

La entrevista fue aplicada a representantes de la Empresa Energía Honduras (EEH), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), y al Consejo Nacional de Energía, cada ente respondió la entrevista en las secciones en las cuales cada una maneja la respectiva información.

4.2.1 Sección Comercial

Sección contestada por la Comisión Nacional de Energía.

La Efectividad de la Facturación mide la efectividad en la reducción de pérdidas en el proceso de comercialización (eficiencia en la facturación en la empresa distribuidora de la energía inyectada)

$$EF = \frac{\text{Energía Facturada}}{\text{Energía Inyectada}} * 0.9 \quad \text{ecuación (1)}$$

Los índices de la Efectividad de Facturación en el tiempo que la EEH ha estado operando a variado entre los rangos de 78% y 80%.

La Efectividad de la Recaudación mide lo efectivamente facturado contra lo recaudado en un periodo de tiempo (cuanto de lo facturado esta recaudado).

Los índices mensuales de la efectividad de la Recaudación en el tiempo que la EEH ha estado operando a variado entre los rangos de 89% y 96%.

4.2.2 Sección Distribución Eléctrica

Sección Contestada por la Comisión Nacional de Energía y la Empresa Energía Honduras (EEH)

4.2.2.1 Confiabilidad del Servicio

En el área de distribución la confiabilidad del servicio se mide viendo la cantidad de fallas que hay en el sistema, duración de las mismas y los clientes afectados, los indicadores que se utilizan en el sistema para medir la confiabilidad del servicio son el SAIDI y el SAIFI

La confiabilidad y continuidad del servicio se ha venido fortaleciendo en especial en el Occidente del país, se han rehabilitado dos de las líneas que se encontraban dentro de las más deterioradas los circuitos L357 y L358, y así continuamente se seguirá trabajando para la mejora de toda la red.

4.2.2.2 Reducción de Perdidas

En el transcurso del tiempo en que la EEH ha venido operando la red de distribución han implementado una serie de estrategias o actividades para la reducción de pérdidas eléctricas, para el caso de las pérdidas técnicas que son de un 12% ha habido un mejoramiento del circuito.

La EEH manifiesta que la red estaba en pésimas condiciones de deterioro, se estipulaba que la medición de la red era de unos 20 mil kilómetros, pero la realidad es que mide 65 mil kilómetros, más del doble de que se tenía planificado.

Para las pérdidas no técnicas que son de un 18% se han venido implementando una serie de actividades para la reducción de estas pérdidas, como ser;

- Instalación de 50 mil medidores a usuarios (ya se facturan consumos reales)
- Recuperación de 7000 clientes con facturación irregular
- 160 cuadrillas para operación y mantenimiento de la red de distribución a nivel nacional
- Inclusión de más de 100 mil clientes a la base de datos, que en el pasado tenían el servicio eléctrico, pero de forma clandestina.
- Ingreso al ciclo comercial de 16 altos consumidores detectados con conexiones directas sin contar con contratos de suministros.
- Normalización de anomalías de 801 clientes

La EEH revela que administra 182 circuitos a nivel nacional, y se han detectado que hay circuitos con 1,300 kilómetros, cuando un circuito técnicamente no debería tener más de 70 kilómetros para ofrecer un servicio eficiente y de calidad.

La totalidad de la reducción de pérdidas es del 17% divididos en 7 años; 4 puntos de pérdidas para el primer año, 3 puntos para el segundo, tercer y cuarto año, 2 puntos para el quinto año, 1 punto de pérdidas para el sexto y séptimo año.

LAS PREGUNTAS ACERCAS DEL INDICE DE RECUPERACION DEL EFECTIVO (CRI) NO FUERON CONTESTADAS POR NINGUNA DE LAS ENTIDADES ENTREVISTADAS, EXPLICANDO QUE NO MANEJABAN ESA INFORMACION, O QUE ESA ES UNA INFORMACION DE USO NO PUBLICO.

4.2.3 Sección Impacto Económico

Sección contestada por la Empresa Energía Honduras (EEH) y Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Para el primer año la EEH cuenta con un presupuesto de 92 millones de dólares para inversiones en la mejora de la red de distribución y logro de objetivos para el primer año, de los cuales se han invertido 50 millones, de dólares todo esto con el visto bueno y desembolsos del supervisor del fideicomiso.

Se han ejecutado inversiones en;

- Medición de frontera
- Inventarios de la red
- Mediciones de grandes clientes (medida directa e indirecta)
- Mediciones de clientes en anomalías
- Compra de aisladores, transformadores y medidores inteligentes
- Han aliviado la carga en subestaciones de mayor demanda

Cada punto de pérdidas equivale aproximadamente a 13.5 millones de dólares anuales recuperados, es decir que, si se logra el objetivo de reducir los 4 puntos del primer año, estamos hablando una recuperación de 54 millones de dólares aproximadamente para el primer año de operación de la EEH.

Para el mes de mayo de 2017 la EEH asegura una reducción de pérdidas técnicas y no técnicas de 1.5 (9 meses de operación) y aseguran escenarios favorables para los siguientes meses, exponiendo resultados técnicos positivos que se están cumpliendo y que van por buen camino para la reducción propuesta para este primer año.

La ENEE ha obtenido una recuperación de aproximadamente de 23 millones de lempiras mensuales, logro obtenido según la empresa a la adjudicación del fideicomiso del área de distribución eléctrica a la EEH.

La ENEE explica que supervisada y brinda soporte a la EEH ya que esta es una empresa sub contratada para mejorar la calidad del servicio y que todas las actividades son coordinadas en conjunto tanto en transmisión como en distribución, para la construcción, mejoramiento de las líneas, subestaciones eléctricas, reposición y cambios de interruptores, ejecución de inversión en el área de transmisión, reemplazo de transformadores, sustitución de posterías, entre otros trabajos de la red eléctrica que se vienen y están haciendo.

4.3 Análisis de los Datos

4.3.1 Operación de la Empresa Energía Honduras

4.3.1.1 Sistema Comercial

4.3.1.1.1 Efectividad de la Facturación (EF)

La efectividad de la facturación mide la efectividad en la reducción de pérdidas en el proceso de comercialización.

En la tabla siguiente se muestran los datos de energía ingresada y energía facturada para los meses que la EEH ha estado operando, y, partiendo de esto se hace los análisis y cálculos para obtener los índices de la Efectividad de Facturación para estos meses.

Tabla No 8. Índices de Efectividad de Facturación de septiembre 2016 hasta Junio 2017

Mes	Descripción		
	E. Entrada	Ventas Totales	E.F.
	Kwh	Kwh	%
sep-16	695020,321	498797788	80%
oct-16	691336,218	495243443	80%
nov-16	635299,910	457793003	80%
dic-16	676115,340	446629298	73%
ene-17	659130,977	471230209	79%
feb-17	626279,591	481539220	85%
mar-17	696279,591	520930482	83%
abr-17	724162,410	545724570	84%
may-17	774338,502	571193703	82%
jun-17	733729,008	565629186	86%

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

Para calcular este índice, al valor del monto comprado de energía se le resta un diez por ciento (10%) de pérdidas totales de distribución.

A continuación, se presenta un gráfico con los datos mensuales de la evolución del Índice de Facturación.

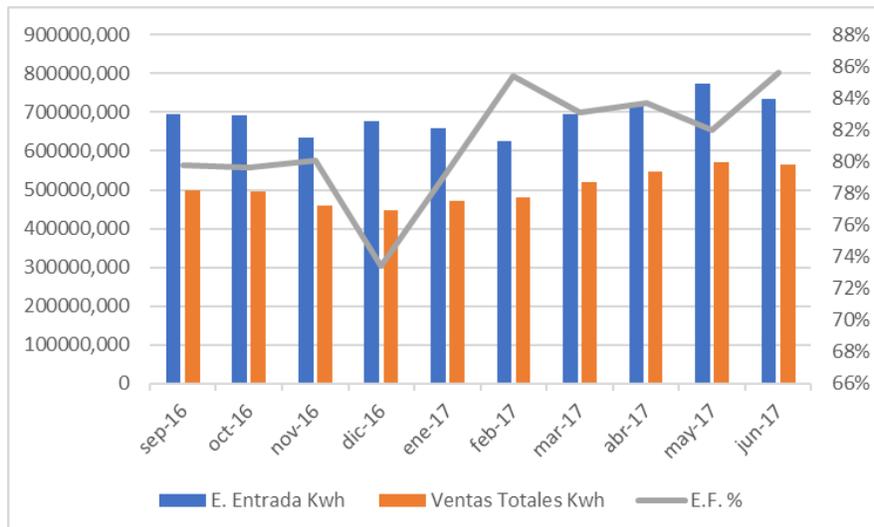


Gráfico No 1. Efectividad de Facturación Mensual

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

En el proceso de la facturación no se cuentan con los sistemas computacionales de apoyo necesario, no existe un Sistema de Gestión Comercial, pero a pesar de estas limitantes se observa una mejora en la gestión del proceso a partir del año 2017, esto debido a varias acciones que se han venido realizando entre alguna más significativas están; instalación de medidores, incremento de 20,000 suministros que se encontraban de manera ilegal, lectura de medidores que presentaban anomalías, logrando que para el mes de Junio de 2017 el porcentaje de la Efectividad de la Facturación es de 86%.

4.3.1.1.2 Efectividad en el Recaudo (ER)

El índice en la Efectividad en el Recaudo mide la efectividad de la recaudación, comparando lo efectivamente facturado contra lo recaudado en un periodo de tiempo determinado (mensual o anual).

En una empresa eficiente el índice debe tender a 1 o más ($ER \geq 1$), la meta contractual del ER para el primer año es de 0.95.

A continuación, se presenta una tabla con la evolución de lo facturado con lo recaudado en los meses de operación de la EEH desde septiembre de 2016 hasta Junio de 2017.

Tabla No 9. Efectividad del recaudo en los meses de Septiembre del 2016 hasta Junio de 2017

Mes	Recaudo Corriente	Recaudo de mora	Recaudo Total	Facturacion Mensual	ER
	MMHNL	MMHNL	MMHNL	MMHNL	
sep-16	970	575.6	1545.6	1801.09	86%
oct-16	977.4	709.2	1686.6	1774.2	95%
nov-16	915.84	638.19	1554.03	1656.9	94%
dic-16	930.75	661.42	1592.17	1680.36	95%
ene-17	1006.81	597.55	1604.36	1728.33	93%
feb-17	943.71	704.86	1648.57	1679.64	98%
mar-17	1038.57	626.06	1664.63	1762.84	94%
abr-17	1057.78	632.12	1689.9	1901.97	89%
may-17	1260.01	669.71	1929.72	1965.26	98%
jun-17	1248.19	708.16	1956.35	2199.34	89%

Fuente: (Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

A continuación, se presenta el grafico con la evolución de la efectividad del recaudo en el tiempo que la EEH ha venido operando.

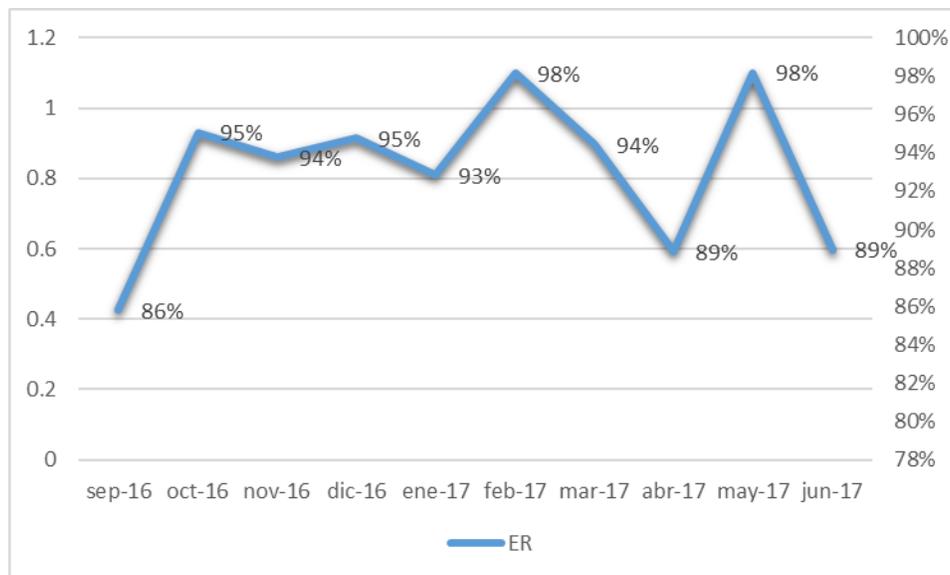


Gráfico No 2. Efectividad del Recaudo Mensual

Fuente: (Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

A consecuencia del incremento en la facturación, desde MMHNL 1,762.84 en Marzo de 2017 a MNHNL 1,901.97 en Abril de 2017, el índice de ER se redujo notoriamente desde 94.43% en Marzo de 2017 a 88.85% en Abril de 2017.

A continuación, se presenta un gráfico con los índices ER desde los meses de Septiembre de 2016 hasta Abril 2017

4.3.1.2 Distribución Eléctrica

4.2.1.2.1 Confiabilidad del Servicio

La Teoría de confiabilidad en los sistemas de distribución, donde se requieren metodologías que permiten evaluar el impacto de las interrupciones a los usuarios. La calidad del servicio brindado se evalúa a través de los índices de confiabilidad, para generar propuestas de mejora con el objeto de reducir las interrupciones en el servicio. Los índices de confiabilidad consideran aspectos como: el número de clientes afectados, la duración y frecuencia de las interrupciones y la cantidad de potencia interrumpida en función de la carga conectada.

La confiabilidad del servicio se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración de las interrupciones a los clientes.

Las interrupciones que se computan son aquellas cuya duración sea superior a los tres minutos, quedando excluidas las que presentan una duración inferior o igual a este lapso de tiempo

Los indicadores de confiabilidad requeridos en el contrato para la medición de la Confiabilidad son:

SAIFI: frecuencia media de interrupciones por cliente (por año o por mes)

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfsi}{Qtotal} \quad \text{ecuación (2)}$$

SAIDI: tiempo total promedio de interrupciones por cliente (por año o por mes)

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{fsi} * T_{fsi}}{Q_{total}} \quad \text{ecuación (3)}$$

Donde;

$$SAIFI = \sum_{i=1}^n \text{Interrupciones}$$

$$SAIDI = \sum_{i=1}^n \text{Tiempo}(i)$$

Q_{fsi} = Cantidad de Clientes Interrumpidos

Q_{total} = Numero total de Clientes en el Sistema

T_{fsi} = Duracion de Cada Interrupcion

n = Numero de Interrupciones en el Periodo

Para estos índices EEH considera dos grupos:

Uno para poblaciones iguales o superiores a 100,000 clientes, zonas urbanas (grupo 1)

Y otro para poblaciones inferiores a 100,000 clientes, zonas semi rurales y rurales (grupo 2)

A continuación, se presentan los resultados de indicadores de confiabilidad del servicio técnico, en la tabla siguiente se muestran los resultados para el grupo 1 y 2 entre septiembre de 2016 y abril de 2017.

Tabla No 10. Indicadores de Confiabilidad del Servicio.

Mes	Grupo 1 ≥ 100,000 Clientes		Grupo 2 < 100,000 clientes	
	SAIFI (veces)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (veces)	SAIDI (Hrs)
sep-16	3.25	5.05	3.01	5.85
oct-16	2.34	3.2	3.78	5.77
nov-16	1.6	2.42	2.29	2.78
dic-16	2.13	2.26	1.68	2.72
ene-17	1.97	2.08	1.84	3.5
feb-17	1.46	2.27	1.21	2.06
mar-17	1.79	2.32	1.66	3.29
abr-17	2.1	2.52	2.75	3.34
may-17	2.75	2.6	3.63	3.29
jun-17	2.97	2.97	3.93	7.11

Fuente: (Manitoba Hydro International, Informe Mensual de Mayo de 2017, pag. 14)

La Empresa Supervisora MHI en el Informe de Resultados recomienda a la EHH utilizar también los indicadores CAIDI y ASAI.

Partiendo de los datos anteriores se harán los cálculos de estos dos indicadores.

CAIDI: Duración Promedio de Cada Interrupción

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad \text{ecuación (4)}$$

ASAI: Disponibilidad Promedio del Sistema

$$ASAI = 1 - \left(\frac{SAIDI}{8760} \right) \quad \text{ecuación (5)}$$

En la siguiente tabla se presentan los resultados para los indicadores CAIDI y ASAI en los meses que la EEH ha estado operando, para el grupo 1.

Tabla No 11. Indicadores de Confiabilidad CAIDI y ASAI del Grupo 1.

Mes	Grupo 1 $\geq 100,000$ Clientes			
	SAIFI (veces)	SAIDI (Hrs)	CAIDI (Hrs)	ASAI (%)
sep-16	3.25	5.05	1.55	0.9994
oct-16	2.34	3.2	1.37	0.9996
nov-16	1.6	2.42	1.51	0.9997
dic-16	2.13	2.26	1.06	0.9997
ene-17	1.97	2.08	1.06	0.9998
feb-17	1.46	2.27	1.55	0.9997
mar-17	1.79	2.32	1.30	0.9997
abr-17	2.1	2.52	1.20	0.9997
may-17	2.75	2.6	0.95	0.9997
jun-17	2.97	2.97	1.00	0.9997

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

El grafico siguiente muestra los indicadores de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI del servicio resultante para el grupo 1.

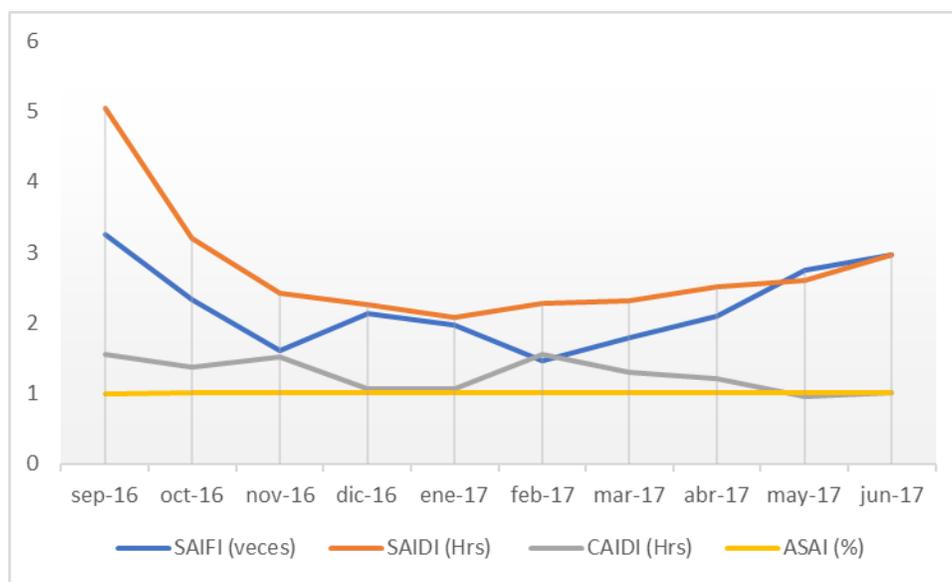


Grafico No 3. Indicadores Mes de Confiabilidad de Servicio para el Grupo 1

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

En la siguiente tabla se presentan los resultados para los indicadores CAIDI y ASAI en los meses que la EEH ha estado operando, para el grupo 2.

Tabla No 12. Indicadores de Confiabilidad CAIDI y ASAI del Grupo 2

Mes	Grupo 2 < 100,000 clientes			
	SAIFI (veces)	SAIDI (Hrs)	CAIDI (Hrs)	ASAI (%)
sep-16	3.01	5.85	1.94	0.9993
oct-16	3.78	5.77	1.53	0.9993
nov-16	2.29	2.78	1.21	0.9997
dic-16	1.68	2.72	1.62	0.9997
ene-17	1.84	3.5	1.90	0.9996
feb-17	1.21	2.06	1.70	0.9998
mar-17	1.66	3.29	1.98	0.9996
abr-17	2.75	3.34	1.21	0.9996
may-17	3.63	3.29	0.91	0.9996
jun-17	3.93	7.11	1.81	0.9992

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

El gráfico siguiente muestra los indicadores de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI del servicio resultante para el grupo 2.

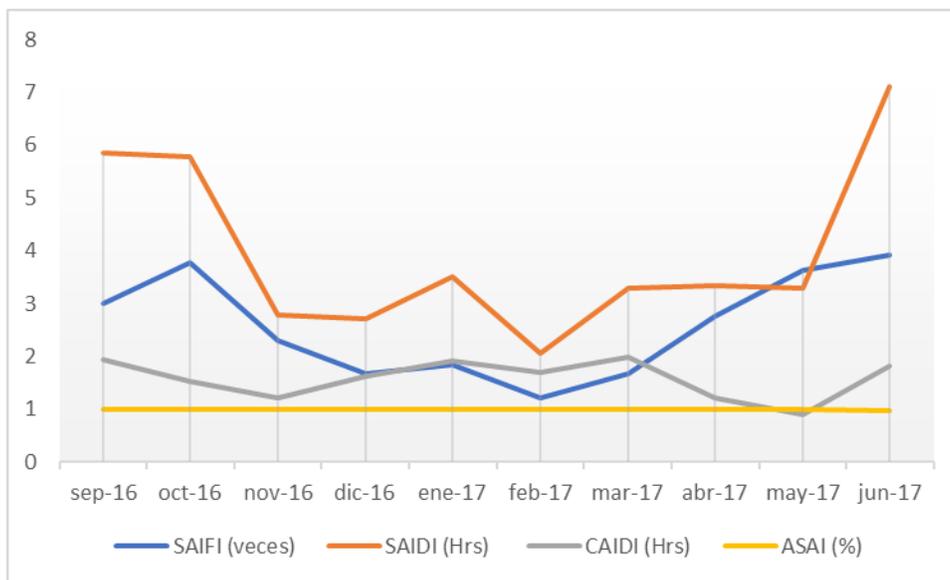


Gráfico No 4. Índices de Confiabilidad para el grupo 2

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

4.3.1.2.2. Reducción de Pérdidas

En la siguiente tabla se describen las principales acciones efectuadas por EEH.

Tabla No 13. Actividades Desarrolladas por las Unidades de Recuperación de Pérdida en el campo.

Acciones	Energía Aflorada (Kwh)	Energía Recuperada (Kwh)
Trámites administrativos para recupero de energía consumida y no facturada a 146 altos consumidores, de los cuales se detectó irregularidades.		17,700,000
Ingreso al ciclo comercial de 85 altos consumidores detectados con conexión directa sin contar con contrato de suministro.	55,356	3,332,141
Normalización de anomalías a 2,970 clientes		6,100,000
Ingreso de 3,206 clientes al sistema comercial		23,873,199
Normalización de servicio de comunicaciones de TV cable		438,171
Monitoreo de Telemedia		1,129,129

Fuente: (Manitoba Hydro International, Informe Mensual de Mayo, pág. 36)

A continuación, se presenta una tabla con las entradas y salidas de energía con los porcentajes de pérdidas durante los meses que la EEH ha venido operando.

Tabla No 14. Comportamiento Entradas VS. Ventas y Porcentajes de Pérdidas de los Meses de Septiembre de 2016 hasta Junio de 2017.

Meses	Descripción			
	Energía Entrada	Ventas Totales	Pérdidas Totales	Real Perdidas Mes
	Kwh	Kwh	Kwh	%
sep-16	695020,321	498797788	196222,533	28%
oct-16	691336,218	495243443	196092,775	28%
nov-16	635299,910	457793003	177506,907	28%
dic-16	676115,340	446629298	229486,042	34%
ene-17	659130,977	471230209	187900,768	29%
feb-17	626279,591	481539220	144740,371	23%
mar-17	696279,591	520930482	175349,109	25%
abr-17	724162,410	545724570	178437,840	25%
may-17	774338,502	571193703	203144,799	26%
jun-17	733729,008	565629186	168099,822	23%

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

A continuación, se presenta el gráfico de entradas y ventas de energía y las pérdidas para los meses de Septiembre de 2016 hasta Junio de 2017.

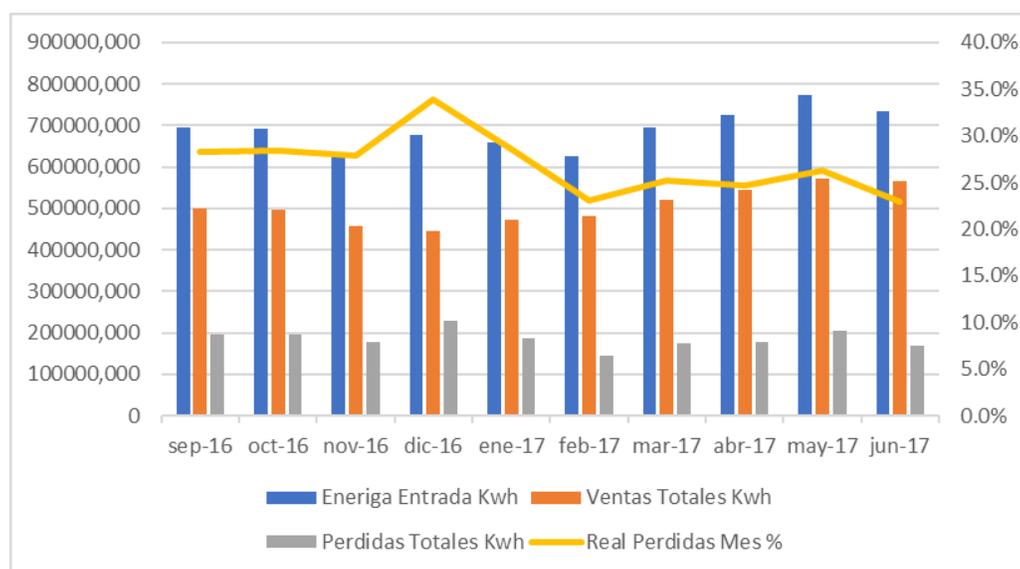


Gráfico No 5. Entrada VS Salida de Energía, Pérdidas.

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

En el siguiente gráfico se muestran las pérdidas mensuales en el tiempo que la EEH ha estado operando.

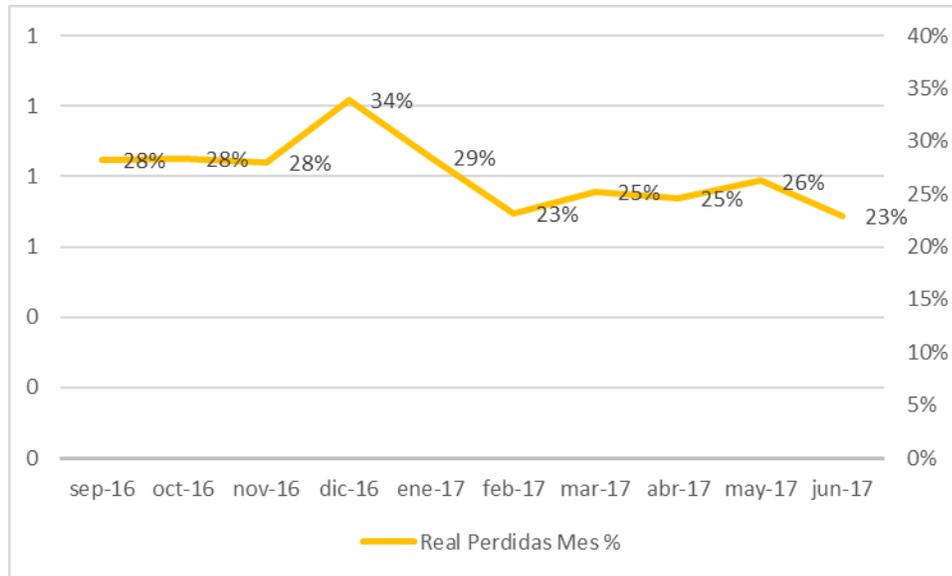


Gráfico No 6. Pérdidas Mensuales Reales

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

En el siguiente gráfico se muestran las pérdidas acumuladas mensuales y la reducción de estas en el tiempo que la EEH ha venido operando.

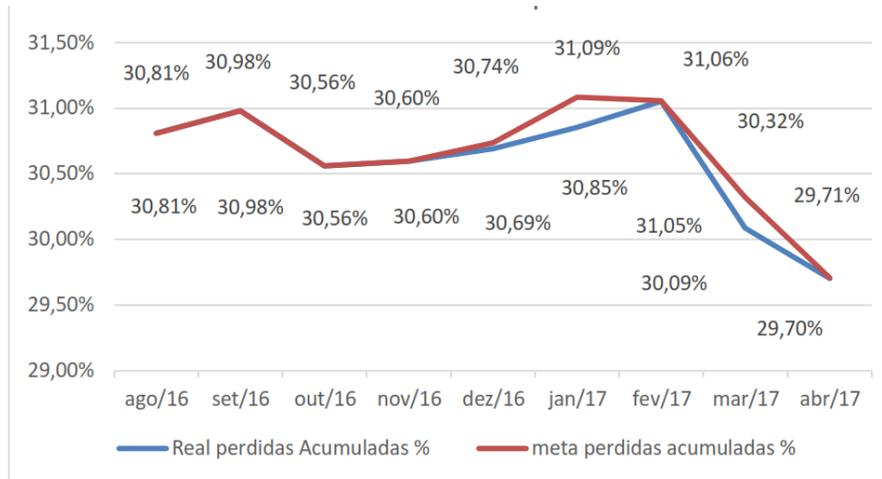


Gráfico No 7. Pérdidas Mensuales Acumuladas

Fuente (Manitoba Hydro International, Informe Mensual, pág. 31)

El indicador de gestión CRI (Cash Recovery Index) o Indicador de Flujo Efectivo de Fondos.

En su cálculo se conjugan variables físicas del balance de energía con las variables de medición de gestión del Sistema Comercial, en un periodo determinado de tiempo. El beneficio de este indicador es que exige que las reducciones de pérdidas informadas se traduzcan en un incremento de los ingresos por facturación, recaudación y cobranza a los clientes.

Para hacer el cálculo del CRI, se utiliza la siguiente formula:

$$CRI = \left(1 - \left(\frac{E. Perdida GWh}{E. Ingresada GWh} \right) \right) * \left(\frac{E. Cobrada MMHNL}{E. Facturada MMHNL} \right) \quad \text{ecuación (5)}$$

A continuación, se presenta una tabla con las reducciones mínimas de pérdida totales de distribución, sobre la base de los valore porcentuales comprometidos en cada año por la EEH, aplicando una tasa de crecimiento anual del 3% en la energía vendida anual.

Tabla No 15. Reducción Mínima Anual de Pérdidas Totales de Distribución

Año de servicio "n"	Reducción mínima anual de pérdidas totales de distribución %	Reducción mínima anual de pérdidas totales de distribución Kwh	Porcentaje total de pérdidas remanentes al final del año de servicio "n"	Total, de pérdidas remanentes al final del año "n"	Energía ingresada anual al final de del año "n" Kwh	Energía vendida anual al final del año "n" Kwh
0			30.80%	2,690,093,903	8,734,106,194	6,044,012,291
1	4%	359,845,175	26.80%	2,410,951,545	8,996,129,380	6,585,177,835
2	3%	277,980,398	23.80%	2,205,299,693	9,266,013,261	7,060,713,568
3	3%	286,319,810	20.80%	1,985,138,874	9,543,993,659	7,558,854,785
4	3%	294,909,404	17.80%	1,749,783,636	9,830,313,469	8,080,529,833
5	2%	202,504,457	15.80%	1,599,772,688	10,125,222,873	8,525,450,185
6	1%	104,289,796	14.80%	1,543,476,073	10,428,979,559	8,885,503,486
7	1%	107,418,489	13.80%	1,482,361,866	10,741,848,946	9,259,487,080

Fuente: (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, anexo 6)

Con los datos anteriores se hace la proyección del CRI para los 7 años que la EHH estará operando, considerando un precio medio de venta de HNL/Kwh 3.65 y un ER de 0.95 para el primer año, 0.96 para el segundo año, y 0.98 del tercer al séptimo año.

Tabla No 16. Proyección Anual del CRI en los 7 Años del Contrato

Año	Energía Perdida Kwh	Energía Ingresada Kwh	Energía Cobrada HNL	Energía Facturada HNL	CRI %
2016 - 2017	2,410,951,545	8,996,129,380	22,854,459,106	24,057,325,374	69.54
2017 - 2018	2,205,299,693	9,266,013,261	24,762,794,934	25,794,578,056	73.15
2018 - 2019	1,985,138,874	9,543,993,659	27,062,126,020	27,614,414,306	77.62
2019 - 2020	1,749,783,636	9,830,313,469	28,929,821,098	29,520,225,610	80.56
2020 - 2021	1,599,772,688	10,125,222,873	30,522,719,889	31,145,632,540	82.52
2021 - 2022	1,543,476,073	10,428,979,559	31,811,778,627	23,460,998,599	83.5
2022 - 2023	1,482,361,866	10,741,848,946	33,150,710,441	33,827,255,552	84.48

Fuente (Manitoba Hydro International, Informe Mensual mayo 2017, pág. 9)

A continuación, se harán los cálculos para determinar el CRI en los meses que la EHH viene operando, los CRI resultantes de cada mes indican los efectos inmediatos de la gestión de reducción de pérdidas y a gestión de recaudo tuvo en cada uno de los meses.

Tabla No 17. Calculo del CRI de los meses de Septiembre 2016 a Junio de 2017

Mes	Descripción					
	E. Igresada	E. Vendida	E. Perdida	E. Facturada	E. Cobrada	CRI
	Kwh	Kwh	Kwh	MMHNL	MMHNL	%
sep-16	695020,321	498797788	196222,533	1801.09	1545.6	62%
oct-16	691336,218	495243443	196092,775	1774.2	1686.6	68%
nov-16	635299,910	457793003	177506,907	1656.9	1554.3	68%
dic-16	676115,340	446629298	229486,042	1680.36	1592.17	63%
ene-17	659130,977	471230209	187900,768	1728.33	1604.36	66%
feb-17	626279,591	481539220	144740,371	1679.64	1648.57	75%
mar-17	696279,591	520930482	175349,109	1762.84	1664.63	71%
abr-17	724162,410	545724570	178437,840	1901.97	1689.9	67%
may-17	774338,502	571193703	203144,799	1965.26	1929.72	72%
jun-17	733729,008	565629186	168099,822	2199.34	1956.35	69%

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

Partiendo de los datos de la tabla No 17 calcularemos los porcentajes del CRI Promedio Acumulado Progresivo mensual esto con el objetivo de eliminar el impacto de elementos irregulares que se hayan dado.

Tabla No 18. Calculo del Promedio Acumulado Progresivo del CRI de los meses de Septiembre de 2016 a Junio de 2017.

Mes	Descripción					
	E. Igresada	E. Vendida	E. Perdida	E. Facturada	E. Cobrada	CRI PAP
	Kwh	Kwh	Kwh	MMHNL	MMHNL	%
sep-16	695020,321	498797788	196222,533	1801.09	1545.60	62%
oct-16	693178,270	497020616	196157,654	1787.65	1616.10	65%
nov-16	673885,483	483944745	189940,738	1744.06	1595.50	66%
dic-16	674442,947	474615883	199827,064	1728.14	1594.67	65%
ene-17	671380,553	473938748	197441,805	1728.18	1596.61	65%
feb-17	663863,726	475205494	188658,233	1720.09	1605.27	67%
mar-17	668494,564	481737635	186756,929	1726.19	1613.75	67%
abr-17	675453,045	488825248	185717,043	1748.17	1623.27	67%
may-17	686440,318	498786857	187653,460	1772.29	1657.32	68%
jun-17	691169,187	505471090	185698,097	1814.99	1687.22	68%

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

A continuación, se presenta una tabla con los cálculos del CRI mensuales, el cálculo del Promedio Acumulado Progresivo del CRI.

Tabla No 19. Porcentaje del CRI Real y Promedio Acumulado Progresivo del CRI en los meses de Septiembre de 2016 a Junio de 2017

Mes	CRI Real	CRI PAP
	%	%
sep-16	62%	62%
oct-16	68%	65%
nov-16	68%	66%
dic-16	63%	65%
ene-17	66%	65%
feb-17	75%	67%
mar-17	71%	67%
abr-17	67%	67%
may-17	72%	68%
jun-17	69%	68%

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

Se presenta en el grafico los CRI real mensual con el CRI con el Promedio Acumulado Progresivo

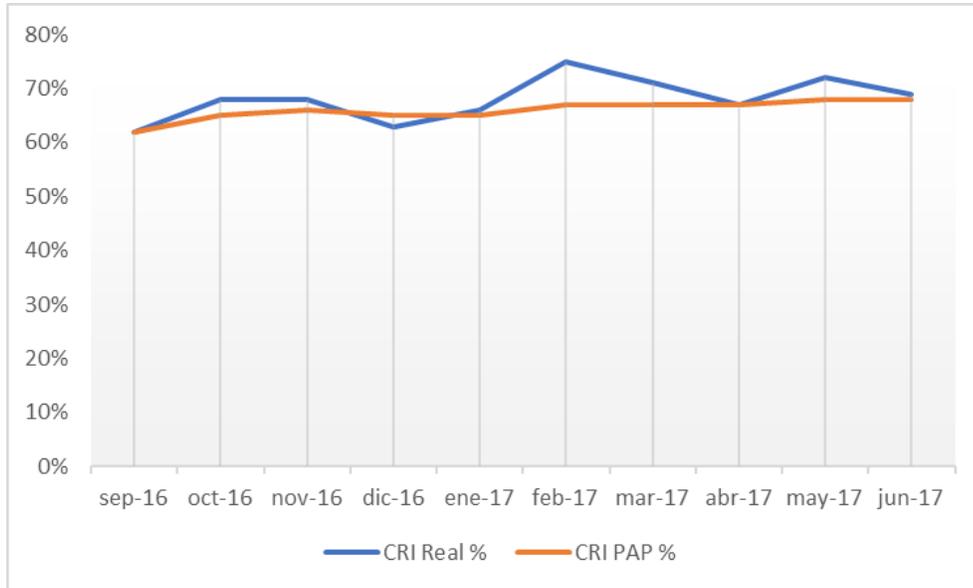


Gráfico No 8. CRI real mensual y CRI con el Promedio Acumulado Progresivo de mes de Septiembre de 2016 a Junio de 2017.

Fuente: (Elaboración Propia basado en el Informe Mensual de Manitoba Hydro International, 2017)

4.3.1.3 Impacto Económico y Financiero

4.2.1.3.1 Información base para el análisis:

Índice de Recuperación del Efectivo

Del último informe del supervisor de EEH, Manitoba Hidro se desprende una información muy valiosa para realizar un análisis económico y financiero del impacto del contrato de Energía Honduras, el cual está basado en el índice de recuperación del efectivo CRI

Para que una empresa sea eficiente, este valor debe estar lo más cercano al valor de 1, en el caso de la ENEE, al inicio de operaciones de EEH, el CRI era de 0.6954 o sea de un 69.54%, para el cierre del primer año de operaciones de EEH el CRI mejoró a 73.15%.

Y como se muestra en la tabla No 20 se espera que para cada año contractual halla una mejora considerable para los valores del CRI.

4.3.1.3.2 Gastos de Distribución de la ENEE

La empresa EEH además de la reducción de pérdidas a los niveles establecidos, tiene como sus funciones principales la de operación y mantenimiento de la red de distribución y también la comercialización de la energía desde la entrega en fronteras de media tensión, hasta la medición, facturación y cobro al cliente. Por lo cual la ENEE entro en un proceso de reestructuración para disminuir sus costos por estos servicios. Antes de la entrada en vigencia de EEH la ENEE tuvo gastos de distribución de Lps 3,263,431,517.00 según los estados financieros al cierre de 2015.

Durante el proceso de reestructuración y a inicios de operación de EEH los gastos de distribución tuvieron una disminución de Lps 1,527,431,494.00 y para finales de 2017 se espera otra reducción adicional de Lps 461,842,303.20 según las estimaciones hechas en la investigación realizada con las autoridades de ENEE

Por lo cual los impactos en los gastos de distribución de la ENEE impactan en los beneficios esperados con la entrada del operador y se muestran a continuación para cada año de operación:

Tabla No 20. Reducción de gastos de ENEE por tercerización de los servicios.

Año	Distribución ENEE			
	Personal (Lps)	Materiales y Semeh (Lps)	Gastos Financieros	Ahorros Estimados (Lps)
0	1,539,474,344.00	788,909,209.00	935,047,964.00	
1	615,789,737.60	631,127,367,20	280,514,389.20	1,527,431,494.00
2	1,077,632,040.80	631,127,367,21	280,514,389.21	1,989,273,797.20
3	1,077,632,040.80	631,127,367,22	280,514,389.22	1,989,273,797.21
4	1,077,632,040.80	631,127,367,23	280,514,389.23	1,989,273,797.22
5	1,077,632,040.80	631,127,367,24	280,514,389.24	1,989,273,797.23
6	1,077,632,040.80	631,127,367,25	280,514,389.25	1,989,273,797.24
7	1,077,632,040.80	631,127,367,26	280,514,389.26	1,989,273,797.25

Fuente: (Elaboración Propia)

4.3.1.3.3 Escenarios del análisis

Con la información anterior se plantean los siguientes análisis

4.3.1.3.3.1 Escenario 1. Análisis del Contrato tal cual se aprobó

Mucho se ha dicho y varios análisis han surgido luego de que entrara en operación el contrato del operador de distribución y es que la forma de retribución de los pagos puede ser interpretado de distintas formas, y se debe ser muy cuidadoso de exponer una conclusión al respecto debido a que se deben considerar múltiples ventajas y desventajas de dicho proyecto.

Los valores reconocidos en el contrato son los siguientes:

Tabla No 21. Honorario fijo e inversión referencial por año

Honorario Fijo Mensual en (\$)	Inversiones a realizar por año (\$)
14,483,817.83	1,500,000.00
15,551,249.58	17,766,895.00
16,350,894.17	34,652,857.00
16,407,886.33	56,125,158.00
15,754,613.83	80,371,627.00
14,861,570.75	110,232,918.00
15,053,863.92	147,510,055.00

Fuente: (Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Pérdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de Distribución y Flujo Financiero, 2016, Anexo 6, Propuesta Económica del Inversionista Operador)

Con estos valores los resultados del escenario 1 son los que se muestran a continuación

Tabla No 22. Análisis del valor actual neto

Año	Entradas			Salidas		
	Por Reducción de Pérdidas (LPS)	Por Reducción de Costos de Distribución ENEE (Lps)	Total (Lps)	Contrato EEH (\$)	Contrato EEH (Lps)	Diferencia (Lps)
2016	0					
2017	1,019,790,77.15	1,527,431,494.00	2,547,222,271.15	175,305,814.00	4,207,339,536.00	-1,660,117,264.85
2018	2,018,726,636.96	1,989,273,797.20	4,008,000,434.16	204,381,890.00	4,905,165,360.00	-897,164,925.84
2019	3,387,275,988.16	1,989,273,797.21	5,376,549,785.36	230,863,587.00	5,540,726,088.00	-164,176,302.64
2020	4,303,130,131.57	1,989,273,797.22	6,292,403,928.77	253,019,794.00	6,072,475,056.00	219,928,056.43
2021	4,898,952,091.23	1,989,273,797.23	6,888,225,888.43	269,426,993.00	6,466,247,832.00	421,978,056.43
2022	5,143,292,277.13	1,989,273,797.24	7,132,566,074.33	288,571,767.00	6,925,722,408.00	206,843,666.33
2023	5,406,728,764.04	1,989,273,797.25	7,396,002,561.24	328,156,422.00	7,875,754,128.00	-479,751,566.76
suma	26,177,896,666.24	13,463,074,277.20	39,640,970,943.44		VNA	-\$2,143,336,266.66

Fuente: (Elaboración Propia. 2017)

Como puede apreciarse el valor actual neto del proyecto es ligeramente negativo, sin embargo, hay que tomar en cuenta las siguientes observaciones:

El análisis refleja que, si la ENEE no hubiera tomado esta decisión, las pérdidas esperadas acumuladas dentro de 7 años es por el orden de Lps 39,640,970,943.44 sin realizar las inversiones necesaria para rehabilitar la red.

En todos los análisis realizados por expertos en el tema, introducen las inversiones en la red como parte de los gastos, es decir el valor de \$ 448,159,510.00 o sea unos Lps 10,755,828,240.00 valores que por ley se reconocen en los precios de tarifas.

Por otro lado, todas las inversiones en distribución contablemente se deprecian a 20 años y no a 7 años para el primer año de operación y un año para el último año.

También es de rescatar que para el 7mo año de operación se entrega una empresa saneada en sus finanzas, con pérdidas totales inferiores al 15%, un CRI superior al 84%.

Tomando en consideración lo planteado, y considerando que la ENEE también tuvo que hacer las inversiones en distribución con o sin operador, se presenta el siguiente análisis, excluyendo los valores de inversión es decir no tomándolos como gastos.

Tabla No 23. Valor Actual Neto excluyendo los costos de inversión.

Año	Entradas			Salidas		
	Por Reducción de Pérdidas (LPS)	Por Reducción de Costos de Distribución ENEE (Lps)	Total (Lps)	Contrato EEH (\$)	Contrato EEH (Lps)	Diferencia (Lps)
2016	0					
2017	1,019,790,77.15	1,527,431,494.00	2,547,222,271.15	173,805,814.00	4,171,339,536.00	-1,624,117,264.85
2018	2,018,726,636.96	1,989,273,797.20	4,008,000,434.16	186,614,995.00	4,478,759,880.00	-470,759,445.84
2019	3,387,275,988.16	1,989,273,797.21	5,376,549,785.36	196,210,730.00	4,709,057,520.00	667,492,265.36
2020	4,303,130,131.57	1,989,273,797.22	6,292,403,928.77	196,894,636.00	4,725,471,264.00	1,566,932,664.77
2021	4,898,952,091.23	1,989,273,797.23	6,888,225,888.43	189,055,366.00	4,537,328,784.00	2,350,897,104.43
2022	5,143,292,277.13	1,989,273,797.24	7,132,566,074.33	178,338,849.00	4,280,132,376.00	2,852,433,698.33
2023	5,406,728,764.04	1,989,273,797.25	7,396,002,561.24	180,646,367.00	4,335,512,808.00	3,060,489,753.24
suma	26,177,896,666.24	13,463,074,277.20	39,640,970,943.44		VNA	5,039,552,451.68

Fuente: (Elaboración Propia)

Si no se toma en cuenta los costos por inversión, se aprecia un valor actual neto de Lps 5,039,552,451.68

4.3.1.3.3.2 Escenario 2. Con menores gastos por Honorario Fijo, pero con ampliación a 10 años

Aunque se tiene un contrato firmado, el mismo está sujeto a revisión cuando se tenga un estudio serio y completo de valor agregado de distribución, por lo tanto, no se descarta una negociación ya sea en la reducción del Honorario Fijo o la ampliación del tiempo de ejecución del mismo, lógicamente tomando los valores de inversión dentro de los gastos del Proyecto

Suponiendo que se decida bajar el honorario fijo a un valor que refleje el punto de equilibrio, es decir un VNA= 0

Tabla No 24. Punto de Equilibrio del Proyecto

Año	Entradas			Salidas		
	Por Reducción de Pérdidas (LPS)	Por Reducción de Costos de Distribución ENEE (Lps)	Total (Lps)	Contrato EEH (\$)	Contrato EEH (Lps)	Diferencia (Lps)
2016	0					
2017	1,019,790,777.15	1,527,431,494.00	2,547,222,271.15	159,405,717	3,825,737,203	-1,278,514,932
2018	2,018,726,636.96	1,989,273,797.20	4,008,000,434.16	187,309,984	4,495,439,610	-487,439,175.90
2019	3,387,275,988.16	1,989,273,797.21	5,376,549,785.36	212,913,844	5,109,932,258	266,617,527.70
2020	4,303,130,131.57	1,989,273,797.22	6,292,403,928.77	235,007,486	5,640,179,664	652,224,264.70
2021	4,898,952,091.23	1,989,273,797.23	6,888,225,888.43	252,131,837	6,051,164,084	837,061,804.80
2022	5,143,292,277.13	1,989,273,797.24	7,132,566,074.33	272,256,979	6,534,167,492	598,398,582.10
2023	5,406,728,764.04	1,989,273,797.25	7,396,002,561.24	311,630,538	7,479,132,902	-83,130,340.28
					VNA	\$0.00

Fuente: (Elaboración Propia)

En este caso el honorario fijo debe bajarse a un 90.85% del costo original.

Sin embargo, el valor del honorario fijo está sujeto al estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD), algunos expertos consideran que este valor debe ser cercano a los \$10.5 millones mensuales.

Tomando este valor de \$10.5 millones, pero ampliando el plazo de operación a 10 años, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla No 25. Reducción del honorario fijo, pero ampliando el tiempo de operación

Año	Entradas			Salidas		
	Por Reducción de Pérdidas (LPS)	Por Reducción de Costos de Distribución ENEE (Lps)	Total (Lps)	Contrato EEH (\$)	Contrato EEH (Lps)	Diferencia (Lps)
2016	0					
2017	1,019,790,777.15	1,527,431,494.00	2,547,222,271.15	127,500,000.00	4,207,339,536.00	1,660,117,264.85
2018	2,018,726,636.96	1,989,273,797.20	4,008,000,434.16	143,766,895.00	4,905,165,360.00	897,164,925.84
2019	3,387,275,988.16	1,989,273,797.20	5,376,549,785.36	160,652,857.00	5,540,726,088.00	164,176,302.64
2020	4,303,130,131.57	1,989,273,797.20	6,292,403,928.77	182,125,158.00	6,072,475,056.00	219,928,872.77
2021	4,898,952,091.23	1,989,273,797.20	6,888,225,888.43	206,371,627.00	6,466,247,832.00	421,978,056.43
2022	4,898,952,091.24	1,989,273,797.20	7,132,566,074.33	236,232,918.00	6,925,722,408.00	206,843,666.33
2023	4,898,952,091.25	1,989,273,797.20	7,396,002,561.24	273,510,055.00	7,875,754,128.00	479,751,566.76
2024	4,898,952,091.26	1,989,273,797.20	6,888,225,888.43	126,000,000.00	3,024,000,000.00	3,864,225,888.43
2025	4,898,952,091.27	1,989,273,797.20	6,888,225,888.44	126,000,000.00	3,024,000,000.01	3,864,225,888.44
2026	4,898,952,091.28	1,989,273,797.20	6,888,225,888.45	126,000,000.00	3,024,000,000.02	3,864,225,888.45
					VNA	\$ 3,789,118,792.69

Fuente: (Elaboración Propia. 2017)

Como se puede apreciar, la única forma de reducir el honorario fijo y para que sea rentable para ambas partes es aumentando el tiempo de operación del contrato, ya que inicialmente los valores establecidos de Honorario Fijo contemplan realizar un sinnúmero de actividades para un periodo de 7 años, pero al reducir el Honorario Fijo lógicamente las actividades deben programarse a no menos de 10 años para cumplir con las metas de reducción de pérdidas.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- A pesar de no disponer de Sistemas Computacionales y de Medición necesario, se observa una continua tendencia de aumento en los índices de facturación y recaudación, por lo que se puede decir que el proceso de estos se comporta de manera adecuada.
- Los resultados de los cálculos muestran un progreso de mes a mes, pero aun así los datos están distantes de las metas, es necesario que la EEH tome medidas exigentes en los programas de reducción de pérdidas para lograr los objetivos del primer año.
- La EEH trabaja para mejorar los índices de confiabilidad del servicio eléctrico, situación que se ve la mejora en las zonas urbanas del país, pero se le debe dar mantenimiento preventivo y correctivo a las líneas eléctricas de la zona rural que son las que presentan mayor deterioro.
- En los últimos cinco meses el Flujo Efectivo de Fondos no aportó de manera continua la mejora del flujo efectivo de fondos de la ENEE, lo que sí sucedió en cuanto al recaudo.
- Para que el proyecto pueda ser rentable para ambas partes, tanto para la ENEE como para el Inversionista Operador es aumentar el tiempo de operación del proyecto y así poder reducir el honorario fijo tan elevado que estipula el contrato.
- A pesar de que se observa mejoras en los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI, hay que considerar los apagones por mejoramiento o mantenimiento de la red y si estas interrupciones entran en el conteo de interrupciones en los indicadores, ya que es evidente que para los usuarios no se alcanzan todavía los niveles aceptables de eficiencia.

- Se observa una reducción de pérdidas reales de un 29% del mes de Septiembre de 2016 a 23% al mes de Junio de 2017, que en pérdidas acumulada representan un 30.8% de perdidas con que comienza el conteo de la EEH y se reduce para Junio de 2017 a 29.71%, por lo que la reducción de pérdidas hasta este mes ha sido de 1.09%

5.2 RECOMENDACIONES

- Revisar el contrato y los resultados de operación del primer año y negociar ya sea la reducción de honorarios fijos o la ampliación del tiempo de ejecución para cumplir con las metas.
- A pesar de todas las inversiones que se está haciendo en la red de distribución, es necesario hacer inversiones en nuevas líneas de transmisión para lo cual se necesita al menos unos \$924 millones.

CAPÍTULO VI. BIBLIOGRAFÍA

CEPAL. (2012). Las Alianzas Publico Privadas en Energía Renovable en América Latina y El Caribe. Santiago de Chile: Naciones Unidas. Recuperado de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3978/S1200218_es.pdf

Banco Interamericano de Desarrollo. (2006). Subsidios Eléctricos en América Latina y El Caribe; Análisis Comparativo y Recomendaciones de Políticas. Whashington. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5170/Subsidios%20el%C3%A9ctricos%20en%20Am%C3%A9rica%20Latina%20y%20el%20Caribe%3A%20An%C3%A1lisis%20comparativo%20y%20recomendaciones%20de%20pol%C3%ADtica.pdf?sequence=1>

CEPAL. (1998). REGULACION E INVERCIONES EN EL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO. Buenos Aires. Recuperado de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/7440/1/S9800084_es.pdf

CEPAL. (1997). La Gestión Privada y la Inversión en el Sector Eléctrico Chileno. Santiago de Chile. Recuperado de http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/7378/S9700145_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Banco Interamericano de Desarrollo BID. (2004). Economía y Política de las Finanzas y Subsidios del Sector Eléctrico de Guatemala. Washington. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/3244/Econom%C3%ADa%20pol%C3%ADtica%20de%20las%20finanzas%20y%20subsidios%20del%20sector%20el%C3%A9ctrico%20de%20Guatemala.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

ANG, 2017. Asociación Nacional de Generadores. Disponible en (visitado la última vez el 13 de junio de 2017): <http://www.ang.org.gt/sector-electrico-guatemalteco/>

ENEE, 2017. Empresa Nacional de Energía Eléctrica. Disponible en (visitado la última vez el 21 de junio de 2017): <http://www.enee.hn/index.php/empresa/86-historia>

Flores W., 2015. El Sector Energético en Honduras: Diagnostico y Política Energética, Article, ResearchGate. Disponible en (visitado la última vez el 10 de junio de 2017):[file:///C:/Users/Classic%20Series/Downloads/El_sector_energetico_de_Honduras_Diagnostico_y_pol%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Classic%20Series/Downloads/El_sector_energetico_de_Honduras_Diagnostico_y_pol%20(1).pdf)

Tribunal Superior de Cuentas, 2016. Auditoria Piloto de Desempeño Practicadas a los Procesos de Perdidas no Técnicas y Generación de Energía Eléctrica. Informe: No 0004-2016-DASII-ENEE-A. Recuperado de (Visitado la última vez el 9 de junio 2017):<file:///C:/Users/Classic%20Series/Downloads/004-2016-DASII-ENEE-A.pdf>

ELEUTERA, Honduras, 2015, Apertura del Mercado Energético en Honduras. Disponible en (Visitado última vez el 10 de junio de 2017): <http://www.eleutera.org/wp-content/uploads/2015/06/AperturaEnergeticaHN.pdf>

Ley No 404 – 2013, Ley General de la Industria Eléctrica, Diario Oficial La Gaceta de la Republica de Honduras, Tegucigalpa, 20 de mayo de 2014. Recuperado de (Visitado la última vez el 10 de junio de 2017):
<http://www.enee.hn/noticias/Ley%20General%20de%20la%20Industria%20Electrica%20Honduras%20-%20Decreto%20404-2014.pdf>

ENEE, 2011, Plan Estratégico Empresa Nacional Energía Eléctrica 2011 – 2014, Recuperado de (visitado la última vez el 15 de junio de 2017): http://www.enee.hn/Portal_transparencia/planes/Plan_EstrategicoENEE_2011_2014.pdf?trust=898211987&format=0

ENEE, 2016, Informe De Logros ENEE al mes de marzo de 2016, Tegucigalpa, Honduras, Recuperado de (visitado la última vez el 15 de junio de 2017): http://www.enee.hn/Portal_transparencia/2016/planeacion_rendicion_de_cuentas/Planes/Resumen%20de%20Logros%20Obtenidos/LOGROS%20ENEE%20MARZO%202016.pdf

CEPAL, 2015, Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana SICA, 2015, Ciudad de México, Recuperado de (visitado la última vez el 15 de junio de 2017): http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40910/S1700038_es.pdf?sequence=1&isAlloved=y

EEH, COALIANZA, FICOHSA, ENEE, 2016, Contrato de Alianza Público – Privada para la Reducción de Perdidas en los servicios prestados por la ENEE, para la ejecución del componente de distribución y Flujo Financiero, Recuperado de (visitado la última vez el 10 de junio de 2017): http://www.coalianza.gob.hn/transparencia/sites/default/files/Contrato%20Reduccion%20de%20Perdidas%20Componente%20de%20Servicio%20de%20Distribucion%20y%20Flujo%20Financiero_0.pdf

EEH, 2016, Página Web Oficial Empresa Energía Honduras, Disponible en (visitado última vez el 10 de junio de 2017): <http://www.eeh.hn/es/ipaginas/ver/G2/9/quienes-somos/>

Manitoba Hydro International, Informe mensual mayo 2007, Supervisión del Proyecto “Recuperación de Perdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrico (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero”, Disponible en (visitado última vez el 10 de agosto de 2017):

http://sapp.gob.hn/wp-content/uploads/MHI-Informe-Mensual-03_Honduras.pdf

ANEXOS

Anexo A. Instrumento de Investigación (Entrevista)

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA



FACULTAD DE POSGRADO

ENTREVISTA

REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL CONTRATO DE LA EMPRESA ENERGÍA HONDURAS (EEH) EN LOS COMPONENTES DE DISTRIBUCIÓN Y FLUJO FINANCIERO

Buenos días (tardes):

Estamos trabajando en un estudio que servirá para elaborar una tesis profesional acerca del análisis y revisión del contrato de la Empresa Energía Honduras (EEH) en los componentes de distribución y flujo financiero, esto para la carrera del Master en Energía Renovable.

Esta entrevista tiene como objeto el conocer aspectos financieros y técnicos en el área de distribución, que nos permitan valorar si los objetivos del contrato anteriormente mencionado se están logrando en tiempo y forma.

Sección 1. Sistema Comercial

1.1 Recaudación de Facturación

1. ¿Qué mide la Efectividad en la Facturación?
2. ¿Cuáles han sido los índices mensuales de la Efectividad de Facturación en el tiempo que la EEH ha estado operando?

1.2 Efectividad en el Recaudo

3. ¿Qué mide la efectividad de la Recaudación?
4. ¿Cuáles han sido los índices mensuales en la Efectividad de la Recaudación en el tiempo que la EEH ha estado operando?

Sección 2. Distribución Eléctrica

2.1 Confiabilidad del Servicio

5. ¿Cómo se evalúa la confiabilidad del servicio?
6. ¿Qué indicadores son utilizados para medir la confiabilidad del servicio?
7. ¿Cuáles son los resultados de los indicadores de la confiabilidad del servicio?

2.2 Reducción de Pérdidas

8. ¿En el transcurso de este año (2017) se han implementado estrategias o actividades para la reducción de pérdidas? ¿cuáles para pérdidas técnicas y cuales para pérdidas no técnicas?
9. ¿Podría describir las principales acciones o actividades efectuadas para la reducción de estas pérdidas?
10. ¿Manejan algún control del comportamiento entrada vs. Salidas de la energía? ¿Nos podrías facilitar esos datos? Al menos los datos mensuales en la frontera de distribución
11. ¿Utilizan algún indicador de gestión para medir el proceso de reducción y control de pérdidas eléctricas?

12. ¿Cuál es la proyección anual en el periodo de los 7 años del contrato en el progreso de la reducción de pérdidas?
13. ¿Podrían facilitar los datos de Operación de la EEH en cuanto a Energía Pérdida, energía Ingresada, Energía Cobrada, Energía Facturada, en los meses del año 2016 y meses del año 2017? (meses que ha operado la EEH).
14. Cuáles son los valores del Índice de Recuperación del Efectivo CRI
15. Como ha evolucionado el CRI considerando que es un indicador de mucha utilidad para medir el proceso de reducción y control de perdidas eléctricas en una empresa distribuidora.
- donde $CRI = (Kwh \text{ facturados} / Kwh \text{ en la frontera de distribución}) \times (Lps \text{ cobrados} / Lps \text{ facturados})$

Sección 3. Impacto Económico

3.1 Inversiones de la EEH

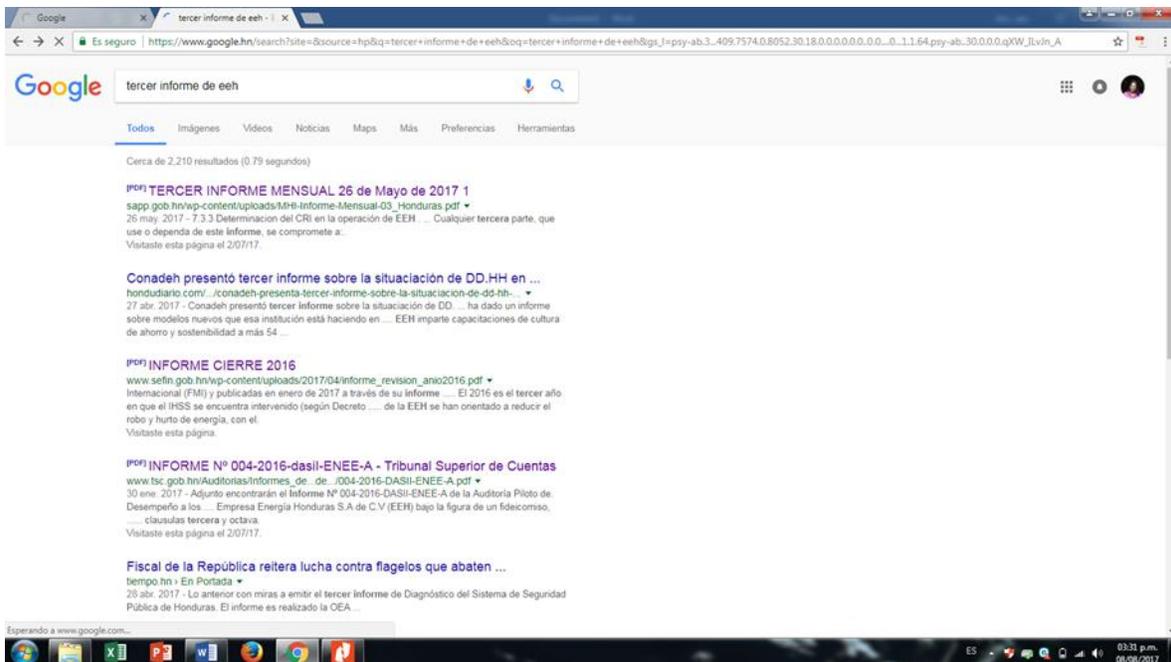
16. ¿Cuál es el estado financiero actual de las compras asociadas a inversiones efectuadas por la EEH?

3.2 Fortalecimiento de las Finanzas de la ENEE

17. ¿Qué porcentaje para este tiempo se contabiliza en la reducción de pérdidas?
18. ¿A cuánto equivale en \$USD ese porcentaje de perdidas?
19. ¿Tienen alguna proyección según los resultados obtenidos hasta el momento de cómo serán los escenarios financieros para los años posteriores?
20. ¿Cree que se están logrando los objetivos técnicos y financieros establecidos en el contrato?

¡Muchas Gracias!

Anexo B. Evidencia de Documento Público (Imagen)



Descargado de (ultima vez visitado: 10 de agosto de 2017);

http://sapp.gob.hn/wp-content/uploads/MHI-Informe-Mensual-03_Honduras.pdf

Anexo C. Derecho de Utilizar un Documento Público para Fines Educativos

SE SOLICITA SE EMITA PRONUNCIAMIENTO CONFORME A LAS LIMITACIONES Y EXCEPCIONES AL DERECHO DE AUTOR.

Oficina Administrativa de los Derechos de Autor y Derechos Conexos.
Dirección General de Propiedad Intelectual-

Yo, **Rocío Marisol Zepeda Escobar**, mayor de edad, soltera, hondureña de este domicilio, Abogada inscrita en el Colegio de Abogados de Honduras bajo el número 18761, con muestras de mi acostumbrado respecto comparezco ante Usted solicitando se emita pronunciamiento legal respecto A LAS LIMITACIONES Y EXCEPCIONES AL DERECHO DE AUTOR, en el sentido de la no autorización del Titular del Derecho y no Pago de Remuneración sobre la obra que en este caso es: *"INFORME MENSUAL- MAYO 2017. Denominado Supervisión del Proyecto " Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) Para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero"* el cual fue realizado por la Sociedad Mercantil denominada SUPERVISORA MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL, en virtud de ser utilizada con fines de enseñanza y educación conforme a los usos honrados; establecido en el artículo 9 numeral 26 de la Ley del Derecho de Autor y Derechos Conexos y en relación al Artículo 10 del Convenio de Berna para la Protección de las obras Literarias y Artísticas.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

FUNDO LA PRESENTE: En los artículos 80 de la Constitución de la República; 1, 4, 9 numeral 26, 46, 50, 124, 125 y demás aplicables de La Ley del Derecho de Autor y de los Derechos Conexos. Artículo 10 del Convenio de Berna para la Protección de las obras Literarias y Artísticas.

PETICIÓN

A la Oficina Administrativa de los Derechos de Autor y Derechos Conexos, en reitero de mi respeto **PIDO:** Admitir el presente escrito, darle su trámite de ley correspondiente, y en definitiva resolver conforme a lo planteado emitiendo el pronunciamiento legal antes citado.



Tegucigalpa, M.D.C., 29 de Agosto del año 2017.

Rocío Zepeda



INSTITUTO DE LA PROPIEDAD

De conformidad a los Artículos 1, 2, 9 # 26, 35, 39, 125 # 2, de la Ley del Derecho de Autor y de los Derechos Conexos Decreto 4-99-E del 15 de enero del 2000; 10 del Convenio de Berna. Se dictamina de la siguiente manera: **PRIMERO:** Que es lícito el uso honrado de obra literaria titulada **“INFORME MENSUAL-MAYO 2017. RECUPERACION DE PERDIDAS EN LOS SERVICIOS PRESTADOS POR LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (ENEE) PARA LA EJECUCION DEL COMPONENTE DE DISTRIBUCCION Y FLUJO FINANCIERO”**, en vista que el uso de la obra será para fines de enseñanza y educación, por lo cual no interfiere con la explotación normal de la obra ni causan perjuicio a los intereses legítimos del autor. **SEGUNDO:** Las personas naturales o jurídicas que realicen un *uso honrado* de las obras, debe respetarse el derecho a cita, mencionar la fuente y el nombre del autor. Agréguese a sus antecedentes y archívense las presentes diligencias sin más trámite.- **CUMPLASE.**

Camilo Zaglul Bendeck Pérez
Dirección General de Propiedad Intelectual
Oficina Administrativa del Derecho de Autor y de los Derechos conexos

