



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Posgrados
Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EFECTOS DE LA
INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA**

Ing. Josué Miguel Ramírez Lemus

Asesorado por el MBA. Ing. Jorge Ricardo Marcello Estrada Vides

Guatemala, mayo de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADOS
FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EFECTOS DE LA
INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSUÉ MIGUEL RAMÍREZ LEMUS

ASESORADO POR EL MBA. ING. JORGE MARCELLO ESTRADA VIDES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN ARTES EN ENERGÍA Y AMBIENTE

GUATEMALA, MAYO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. José Milton De León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Núñez
SECRETARIA	Ing. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	MSc. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	MSc. Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
SECRETARIA	MSc. Ing. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EFECTOS DE LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrados de la Facultad de Ingeniería, con fecha 10 de noviembre de 2016.

Josué Miguel Ramírez Lemus

Ref.APT-2018-011

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente titulado: "EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EFECTOS DE LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA" presentado por el Ingeniero Eléctrico Josué Miguel Ramírez Lemus, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

"Id y Enseñad a Todos"

MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, mayo de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2018-011

El Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística al Trabajo de Graduación titulado "EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EFECTOS DE LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA" presentado por el Ingeniero Eléctrico **Josué Miguel Ramírez Lemus**, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Energía y Ambiente; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

MSc. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, mayo de 2018.

Cc archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2018-011

Como Coordinador de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente del Trabajo de Graduación titulado "EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EFECTOS DE LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA" presentado por el Ingeniero Eléctrico **Josué Miguel Ramírez Lemus**, apruebo y recomiendo la autorización del mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

MSc. Ing. ~~Juan Carlos Fuentes Montepeque~~
Coordinador(a) de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, mayo de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser todo en mi vida.
Mis padres	Miguel Ramírez y Silvia Lemus. Porque después de Dios, son el amor, sabiduría y fortaleza en mi vida.
Mis hermanos	Javier y Silvia María. Por ser un apoyo incondicional en cada momento.
Mi abuelito	Miguel Bonifacio Ramírez. Por su amor y ser el mejor ejemplo de vida que he conocido.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis padres

Por ser ejemplo de vida e inculcarme los valores que me permiten seguir creciendo cada día.

Mis amigos

Por su amistad, compañía, apoyo y consejos compartidos durante este tiempo.

Mis tíos y abuelita

Por apoyarme y brindarme consejos en diferentes momentos de mi vida.

La Escuela de Estudios de Postgrado

Por darme la oportunidad de adquirir los conocimientos y desarrollo necesarios para ser un profesional.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Por ser la puerta al campo profesional para desarrollarme y crecer.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XIII
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. MARCO TEÓRICO.....	23
1.1. Energías renovables no convencionales.....	23
1.1.1. Energía solar fotovoltaica.....	23
1.1.2. Energía eólica.....	25
1.1.3. Variabilidad del sol y el viento.....	27
1.1.4. Beneficios de las energías renovables no convencionales.....	27
1.2. Política energética.....	28
1.2.1. Matriz de generación eléctrica.....	29
1.2.2. Leyes, reglamentos y normativa del subsector eléctrico.....	30
1.2.2.1. Ley General de Electricidad.....	30
1.2.2.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad.....	30
1.2.2.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.....	30

1.2.2.4.	Normas técnicas y de coordinación.....	30
1.2.3.	Despacho hidrotérmico	31
1.2.4.	Reserva rodante operativa o reserva secundaria	31
1.3.	Estudio de impacto de energías renovables y no renovables.....	31
1.3.1.	Impacto en la operación del sistema	32
1.3.1.1.	Estabilidad del sistema.....	32
1.3.1.2.	Frecuencia del sistema	32
1.3.1.3.	Control de frecuencia	32
1.3.1.4.	Reserva rodante.....	33
1.3.2.	Impacto económico	33
1.3.2.1.	Costo total de la operación.....	33
1.3.2.2.	Costo marginal de la energía de corto plazo.....	33
1.3.2.3.	Costo variable de generación.....	34
1.3.2.4.	Generación forzada por reserva rodante operativa	34
1.3.2.5.	Año estacional.....	34
2.	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, MERCADO MAYORISTA Y CENTRALES DE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONALES	35
2.1.	Variables físicas y aspectos técnicos.....	35
2.2.	Variables e indicadores económicos.....	39
3.	SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA	43
3.1.	Simulaciones de despacho económico	43

3.2.	Variabilidad de las energías renovables no convencionales ...	46
4.	RESULTADOS	49
4.1.	Indicadores económicos	49
4.2.	Parámetros técnicos	52
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	61
5.1.	Indicadores económicos	61
5.2.	Indicadores técnicos	62
	CONCLUSIONES	65
	RECOMENDACIONES	67
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69

ÍNDICE DE TABLAS

I.	Centrales de generación con ERNC instaladas en 2015	36
II.	Participación máxima de las ERNC en la generación total	38
III.	Costo de reserva rodante operativa para el año 2014 y 2015.....	40
IV.	Listado de días utilizados para simulaciones en NCP	43
V.	Comparación del precio de la oportunidad de la energía	45
VI.	Costo total de la operación.....	46
VII.	Costo total de la operación.....	49
VIII.	Comparación del precio SPOT.....	51
IX.	Rampas de generación en las centrales con ERNC	55

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
ERNC	Energías renovables no convencionales
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
kW	Kilovatio
USD	Dólar estadounidense
Hz	Hertz
RRO	Reserva rodante operativa

GLOSARIO

Energía renovable	Energía que se obtiene de una fuente natural inagotable.
Matriz energética	Representación gráfica de la energía clasificada por el tipo de fuente de la que se obtiene.
Despacho hidrotérmico	Plan óptimo de generación de energía hidráulica y térmica con el que se obtiene el mínimo costo de operación.
Estabilidad	Propiedad de un sistema de mantenerse en equilibrio.
Costo marginal	Costo para producir una unidad de energía adicional.
Reserva	Capacidad de generación que permite mantener equilibrio eléctrico en el sistema.
Radiación solar	Conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.
Perfil de viento	Expresión matemática o modelo que describe la velocidad del viento con la altura sobre el suelo.
Intensidad luminosa	Cantidad de flujo luminoso que emite el sol por unidad de ángulo sólido.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde hace bastantes años, la energía hidráulica ha sido el recurso renovable más explotado, debido a su desarrollo tecnológico y principalmente a la relativa facilidad de controlar el recurso por medio de su almacenamiento. A diferencia de este recurso, la energía solar y eólica no presentan las mismas características.

Con observar el estado del arte de la generación solar fotovoltaica, se puede entender que la principal dificultad para su uso es la variabilidad que presenta en cuanto a su perfil de generación. En otras palabras, si se tiene un valor de 50 MW de potencia y pasa una nube sobre la central, la central podría llegar a bajar su generación hasta valores de 5 MW en menos de 5 minutos. Para ello, debe existir, dentro del sistema eléctrico, un mecanismo, el cual permita estabilizar las condiciones de operación de manera casi instantánea; luego de estos cambios de generación para no provocar contingencias en el sistema.

De igual forma las centrales eólicas tienen características que provocan problemas a la operación del sistema. En este sentido, se puede decir que un mal pronóstico de viento genera distorsión a la programación y operación en tiempo real del sistema, ya que si se espera que la central genere una cantidad de energía en cierto período y en la realidad se genera de más o de menos; se tienen consecuencias negativas como podría ser desviaciones de energía y en el peor de los casos pueden llegar a haber contingencias. Estos efectos tienen un costo económico el cual se debe tomar en cuenta en la operación de estas centrales.

De lo anterior surge la pregunta que se busca resolver en este estudio: ¿Cuáles son los efectos técnicos y económicos de la introducción de las energías renovables no convencionales al Sistema Nacional Interconectado de Guatemala? Para ello se deberán responder preguntas como las siguientes:

¿Cuáles es el impacto en el costo total de la operación de este tipo de generación?, ¿Cómo se afecta el precio de oportunidad de la energía, debido a la operación de estas centrales? y ¿Es capaz el sistema de responder a la variabilidad de dichas centrales?

RESUMEN

A partir de 2015, iniciaron operación las primeras centrales de generación con energías renovables no convencionales dentro del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. En este estudio, se buscó determinar los efectos de dicha operación en el sistema, tanto efectos en la operación técnica, así como los efectos económicos para el conjunto de transacciones del Mercado Mayorista.

Para determinar los efectos económicos de la operación de dichas centrales se realizaron simulaciones del despacho económico para varios días del año 2015; con la participación de las centrales con ERNC y sin la participación de las mismas. De dichas simulaciones, se obtuvieron los parámetros económicos más relevantes como el costo total de la operación, el precio de oportunidad de la energía, entre otros. Luego se realizaron comparaciones con lo cual se determinaron los efectos económicos de estas tecnologías.

Por otro lado, se analizó la operación técnica de dichas centrales, a partir del estudio de flujos de potencia y estabilidad transitoria del sistema. Para ello, se simuló todo el Sistema Nacional Interconectado con las posibles contingencias que se puedan presentar debido a dichas centrales. Se analizaron los parámetros técnicos más relevantes como la frecuencia y el voltaje para determinar cómo se comporta el sistema en estos escenarios.

Se analizaron de igual forma el comportamiento de estas centrales en función del cumplimiento de la generación versus, lo que se programa de forma diaria, así como las variaciones instantáneas de la generación medidas con el SCADA.

Como resultado de este estudio, se ha podido determinar los beneficios que han traído estas centrales al conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, así como que se ha visto que el Sistema Nacional Interconectado es capaz de responder ante las variaciones de generación que presentan dichas centrales.

OBJETIVOS

General

Evaluar los efectos técnicos y económicos provocados por la introducción de energías renovables no convencionales al Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Específicos

1. Analizar el efecto de la generación con energías renovables no convencionales en el costo total de la operación.
2. Estimar el precio de oportunidad de la energía derivado de la operación de las energías renovables no convencionales.
3. Evaluar el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado ante la variabilidad de la generación con energías renovables no convencionales.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

La investigación que se realizó es descriptiva, ya que se buscó determinar los beneficios y efectos técnicos y económicos de la operación de las energías renovables no convencionales en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. En esencia, es un estudio comparativo dado que se analizó el estado y los indicadores técnicos y económicos del sistema entre el 2014 y el 2015.

A partir de 2015, se instalaron las primeras centrales de generación con energías renovables no convencionales en el Sistema Nacional Interconectado como resultado de la política energética dictada por el Ministerio de Energía y Minas. No obstante, no se realizó ningún estudio previo que determine los beneficios reales ni los efectos técnicos o económicos que pudieran traer dichas tecnologías.

Dado que el Administrador del Mercado Mayorista es el ente que opera el sistema y el mercado, la principal fuente de información fueron los informes de programación semanal, despacho diario y posdespachos que emite dicha entidad. A partir de estos informes, se construyó una base de datos, la cual contiene los registros de generación, datos técnicos, costos variables de generación, requerimientos de reservas y uso de las mismas a nivel horario correspondiente al periodo 2014-2015.

Adicionalmente a ello, se obtuvieron las bases de datos para la simulación del despacho de generación de energía eléctrica de cada día del período de estudio. Con dichas bases de datos se simuló en el software NCP 5.14 (Despacho de generación Hidrotérmico de corto plazo con licencia) los

escenarios bajo las condiciones reales para 2015; y adicionalmente, se simularon las condiciones de 2015 sin la inclusión de las centrales eólicas ni solares.

Con los resultados de las simulaciones se construyeron indicadores técnicos y económicos que medían la exactitud de los pronósticos de generación correspondientes a estas centrales, el cumplimiento de los programas de generación, el cambio en los precios de la energía eléctrica dentro del Mercado Mayorista, el costo de las reservas conforme a las ofertas para este servicio presentadas por los agentes, el desempeño y uso de las mismas y el costo total de la operación en que incurrió el sistema.

Construidos los indicadores técnicos y económicos, se realizó una comparación con los indicadores correspondientes a 2014 y a 2015 con base en métodos estadísticos, con el objeto de determinar los impactos reales derivados de la introducción de las tecnologías de generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales.

Para finalizar, se realizaron simulaciones de la operación del sistema con modelos de pronóstico de despacho para los años siguientes, a través del software SDDP 14.0.14 (Modelo de simulación de despacho hidrotérmico de largo plazo con licencia) con el objeto de estimar el comportamiento del parque de generación actual en años siguientes.

INTRODUCCIÓN

Las energías renovables no convencionales en Guatemala se refieren a la tecnología de generación de electricidad con fuentes de energía primaria solar fotovoltaica y eólica. Resultado de la política energética y las licitaciones realizadas por las Empresa Distribuidoras, a partir de 2015 entraron en operación centrales de generación con este tipo de tecnología. No obstante, es necesario determinar los efectos que estas centrales han presentado en el Mercado Mayorista de Electricidad y en el Sistema Nacional Interconectado, tanto económicos como efectos técnicos en la operación.

En el capítulo 1, se explican algunos conceptos relacionados a estas tecnologías, la forma en que se genera la energía, a partir de la radiación solar y el viento, algunos beneficios que se han presentado en otros sistemas y las dificultades conocidas. Asimismo, se realiza una descripción del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y del Mercado Mayorista, siendo el entorno en que han instalado dichas centrales, así como las políticas y normativas que rigen los mismos.

Luego, en el capítulo 2, se muestra el estado del Sistema Nacional Interconectado y el Mercado Mayorista durante 2014 (año previo al inicio de operaciones de las ERNC) y en 2015. Lo anterior a través de los principales indicadores y parámetros técnicos y económicos.

Posteriormente, en el capítulo 3, se presenta el desarrollo del análisis realizado para determinar los efectos que se han obtenido derivado de la operación de las centrales de generación con ERNC. Esto a través de simulaciones en el software NCP 5.14 (Con licencia), el cual permite

representar el sistema como un despacho de generación y determinar el comportamiento del mismo, desde un punto de vista económico y técnico. Asimismo, se realizaron estudios de estabilidad transitoria que permitieron establecer el comportamiento y respuesta del Sistema Nacional Interconectado a alguna contingencia o pérdida de generación provocada por estas centrales.

Por último, en el capítulo 4, se presentan los resultados principales que se obtuvieron de los análisis mencionados, a través de tablas y gráficos, por medio de comparaciones de los indicadores económicos y de el detalle de la operación conforme lo obtenido de las simulaciones realizadas.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Energías renovables no convencionales

Las energías renovables no convencionales, dependiendo del país al que se refiera, se entenderán por tecnologías de generación de energía eléctrica diferentes. Específicamente en Guatemala, cuando se refiere a este tipo de fuentes de energía, se entiende por energía solar fotovoltaica y eólica. Puede ser que en algún momento se pueda llamar a estas como convencionales y tener otras tecnologías en este grupo. En este sentido, las energías renovables son aquellas que no se agotan a pesar de su aprovechamiento y transformación (Chile, 2008).

1.1.1. Energía solar fotovoltaica

El sol es una fuente de energía que se presenta en el planeta en forma de radiaciones ultravioletas. Básicamente, la energía viene en los fotones que se emiten desde esta estrella y llegan a la superficie de la tierra.

A través del fenómeno físico, denominado efecto fotovoltaico, la radiación de los fotones entra en interacción con los átomos de valencia de las celdas solares y esto provoca el movimiento de los mismos, generando carga en movimiento que a medida que se incrementa el número de interacciones se forman una corriente eléctrica (NAP, 2002).

Por la constitución del proceso de transformación de la fuente primaria, energía solar, a electricidad, esta se genera en corriente directa por los

semiconductores que son iluminados con el haz de luz. Este tipo de energía puede utilizarse de esta manera para abastecer servicios en el mismo lugar.

En los casos en que se desea trabajar con valores a escala industrial para participar en el Mercado de Electricidad, es necesario transformar la electricidad de corriente continua a corriente alterna para poder transmitirla por la red eléctrica.

Figura 1. **Planta solar fotovoltaica – Horus Guatemala**



Fuente: Telesur (2015).

Esta transformación se realiza por medio de dispositivos electrónicos denominados inversores y sus accesorios, además de un transformador que permite tener niveles de voltaje de transmisión.

Entre las ventajas que se tienen para este tipo de tecnología se conocen las siguientes:

- Energía limpia
- Energía renovable

- Energía infinita
- Energía silenciosa

Adicionalmente, dependiendo de la regulación, que será un tema a tratar más adelante, se puede considerar energía barata.

Entre las desventajas de este tipo de tecnologías se pueden encontrar:

- Inversión inicial elevada
- Difícil almacenamiento
- Fabricación de tecnología compleja
- Gran extensión territorial para la instalación de los paneles
- Variabilidad

En ciertas regiones puede ser poco competitiva frente a otras tecnologías.

1.1.2. Energía eólica

El viento es una fuente de energía que en nuestros días está de moda. La energía eólica es la energía que se extrae por la energía cinética del aire. Es una de las fuentes primarias de energía más antiguas utilizadas por el ser humano y hoy en día una de las energías más maduras y eficientes de todas las energías renovables (Núñez, 2015).

La forma de transformación de este tipo de energía es por medio de turbinas eólicas. Al momento que se tiene una corriente de aire, estas chocan con aspas de una turbina, lo cual gira y por medio de un acople de ejes, se gira el rotor de un generador de energía eléctrica.

Figura 2. **Parque eólico – San Antonio Guatemala**



Fuente: Prensa Libre (2015).

Entre las ventajas que se pueden mencionar de este tipo de energía se tienen:

- Baja contaminación
- Sustitución de combustibles fósiles
- Impacto poco agresivo al suelo
- No utiliza agua ni extensas áreas como la energía solar
- Costos de operación y mantenimiento mínimos

Se tienen las siguientes desventajas:

- Tiempo de construcción largo
- Variabilidad
- No se puede almacenar
- Instalación lejos de los centros de consumo
- Vulnerables a “huecos de tensión”
- Características específicas de operación (Velocidad mínima y máxima)

1.1.3. Variabilidad del sol y el viento

Según Núñez, la variabilidad es la razón y el reto principal de este tipo de tecnologías. En varios sistemas de potencia, dependiendo de la concentración geográfica de las centrales, se tiene cambios drásticos de potencia de hasta 15 % de la potencia generada por subidas o bajadas de centrales de este tipo.

Esto representa un gran problema técnico y económico. Lo primero se explica, al momento de tener estas gradas de generación, dependiendo de la inercia y la estabilidad del sistema se pueden llegar a forzar máquinas o salir de sincronismo las mismas. Esto provoca sobrecarga en los demás generadores y a su vez desacelera los rotores provocando caída en la frecuencia. De igual manera sucede si hay una subida repentina y no se tiene el suficiente tiempo para restablecer el equilibrio generación-carga. (SING, 2015)

Desde el aspecto económico se puede decir que esas desviaciones en los despachos de generación se reflejan en la liquidación total de las transacciones. Si en el caso se tuviera interconexiones con otras regiones o sistemas, la normativa podría entender esto como falta y sancionar al país responsable de estos eventos.

1.1.4. Beneficios de las energías renovables no convencionales

Con base en la experiencia de otros países, los cuales tienen características en sus sistemas energéticos similares a Guatemala, se han visto distintos beneficios, los cuales se listan a continuación:

- Reduce el consumo de combustibles fósiles

Este beneficio se vislumbra fácilmente, ya que claramente al generar energía eléctrica a base de radiación solar o de la energía cinética del aire, es energía que no se genera con energía a base de petróleo, carbón o alguna otra fuente primaria de energía fósil.

- **Aporte económico**

Desde la parte económica, se ha visto en otros países que al igual que exportan energía al igual que Guatemala, al momento de generar con este tipo de tecnología se sustituye generación que puede ser ofertada al Mercado Eléctrico Regional, siendo entrada de dinero para el país. Adicionalmente en otros países, esto viene acompañado de cambios en el sector productivo del país que se ven reflejados en el PIB.

- **Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero**

Dependiendo de la matriz energética del país y de la magnitud de energía renovable no convencional que se puede incorporar, se puede estimar porcentajes por encima del 10 % de reducción en la emisión de Gases de Efecto Invernadero.

- **Generación de empleo**

Según Chile M. d. –G., un efecto posiblemente indirecto es la generación de nuevos empleos, sobre todo en las etapas de construcción de los proyectos, así como oportunidades de capacitación.

1.2. Política energética

El uso de energías renovables no convencionales responde a la planificación energética del país contenida dentro de la Política Energética. Actualmente la política vigente es la Política Energética 2013 – 2027, la cual

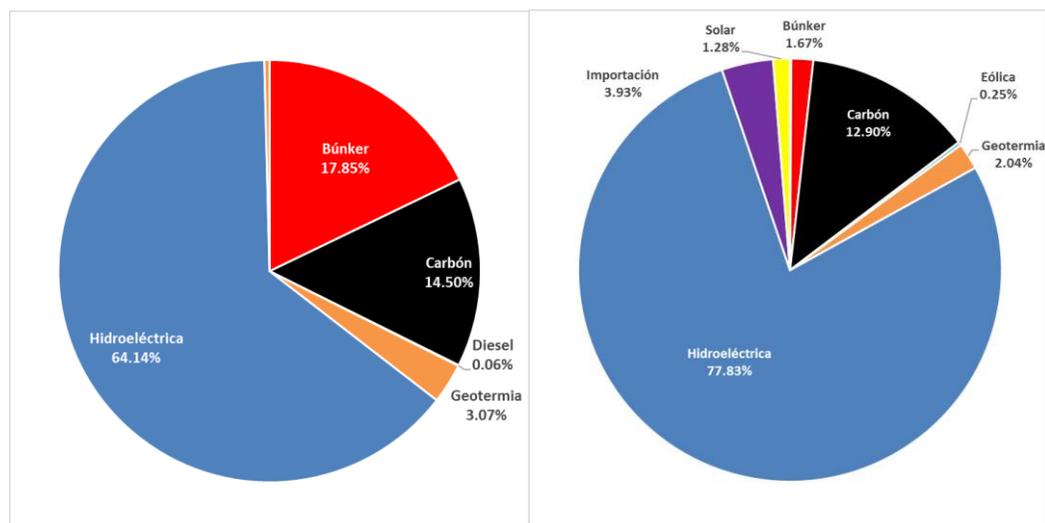
está orientada a un desarrollo sostenible y una de sus metas es la instalación de 500 MW de energía renovable. Para ello se espera la participación del Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y el sector privado organizado. (Minas, 2012)

1.2.1. Matriz de generación eléctrica

Para tener un panorama de la realidad nacional se presenta la matriz energética de generación eléctrica, la cual muestra cerca de un 60 % de energía renovable y un 40 % de energía con combustibles fósiles aproximadamente.

A continuación, se muestra lo que se dice en el párrafo anterior, se puede observar que la matriz para la semana 39 de 2012 y la misma semana de 2017, en la cual se observa un cambio de 67% a 83% de energía renovable.

Figura 3. **Matriz energética de generación de Guatemala semana 39 del año 2012 y 2017**



Fuente: elaboración propia, con datos Informes de posdespachos del AMM.

1.2.2. Leyes, reglamentos y normativa del subsector eléctrico

Para entender un poco de cómo funciona el subsector eléctrico, se deber referir a los cuerpos legales correspondientes, siendo estos los siguientes:

1.2.2.1. Ley General de Electricidad

Esta ley se firmó en diciembre de 1996, la cual reformó la estructura del subsector eléctrico creando el Mercado Mayorista de Electricidad, proyectando eficiencia y competitividad, fomentando inversión, separando actividades dentro del sector por una solo entidad y abriendo la puerta a la sostenibilidad energética.

1.2.2.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad

Contempla y amplía lo establecido en la ley para cumplir con lo que en la misma se busca.

1.2.2.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Establece el funcionamiento del Mercado Mayorista, procesos a seguir, funciones de cada participante y delega en normas los procesos a detalle.

1.2.2.4. Normas técnicas y de coordinación

Establecen las especificaciones y procesos a detalle que se llevan a cabo dentro del subsector eléctrico. En estas se desarrollan procesos de liquidación, de despacho económico, de conexiones, de sanciones, entre otras funciones.

1.2.3. Despacho hidrotérmico

Según Chan, el despacho hidrotérmico, no es más que un plan óptimo de generación térmico e hidráulico, con el fin principal de minimizar el costo total de la operación, manteniendo los criterios de calidad y seguridad en el sistema. La necesidad de establecer un plan se debe principalmente al valor del agua en el tiempo, el cual nace de la suposición que, si gasto la energía hidráulica en la época lluviosa, al momento de llegar la época seca no se tendrá agua disponible y se generará, a través de plantas que utilizan combustibles fósiles volviendo la operación del sistema más costoso desde el punto de vista económico. Para realizar un buen despacho se debe conocer la oferta y la demanda, los pronósticos de generación y las condiciones atmosféricas que permitan realizar proyecciones acertadas (Simeon, 2012).

1.2.4. Reserva rodante operativa o reserva secundaria

Según Ledesma, es el margen de potencia el cual un sistema puede subir o bajar de forma automática al presentarse cambios en generación o demanda. El valor de esta reserva depende de la normativa de cada sistema, siendo para Guatemala, el 2 % de la generación en banda de demanda máxima, 3 % en banda de demanda media y 4 % en banda de demanda mínima.

1.3. Estudio de impacto de energías renovables y no renovables

Dentro de los estudios de impacto de la operación de energías renovables no convencionales, basado en otros estudios realizados, se debe determinar no solo el impacto económico sino el impacto técnico.

1.3.1. Impacto en la operación del sistema

La seguridad del sistema es algo que no se discute al momento de cualquier cambio en el mismo. Derivado de ello, y como se ha visto en otros estudios realizados como los ya mencionados, se deben estudiar parámetros que se ven afectados con la instalación de las tecnologías Renovables No Convencionales.

1.3.1.1. Estabilidad del sistema

Es la capacidad del sistema de regresar a su condición de operación nominal o alcanzar un nuevo punto de operación, en el cual sus componentes trabajen dentro de su operación normal luego de algún evento en el sistema. Uno de los parámetros fundamentales que indica la estabilidad de un sistema es la frecuencia.

1.3.1.2. Frecuencia del sistema

Físicamente, es la cantidad de ciclos por segundo de una onda eléctrica en nuestro caso, en otras palabras, es la cantidad de veces que pasa por su valor máximo en señal eléctrica.

1.3.1.3. Control de frecuencia

Es la capacidad de mantener el balance generación-demanda de un sistema. Este se realiza por medio de las reservas rotantes o rodantes del sistema de potencia.

1.3.1.4. Reserva rodante

Es la generación de la que dispone un sistema eléctrico de potencia para poder compensar cualquier cambio en la demanda o en la generación. Esta puede estar sincronizada al sistema y responde desde el orden de los segundos hasta algunos minutos.

1.3.2. Impacto económico

Para determinar si económicamente es conveniente un cambio en el despacho de generación es necesario evaluar varios indicadores económicos, siendo el más importante de ellos el costo de la operación del sistema.

1.3.2.1. Costo total de la operación

Es el costo en el que incurre el sistema para satisfacer la demanda de energía. Esto incluye el costo de la energía generada, el costo de las pérdidas, el costo de las reservas necesarias para la operación segura y cualquier otro costo según la normativa de cada sistema.

1.3.2.2. Costo marginal de la energía de corto plazo

Es el costo en el que incurre el sistema en un período de mercado para generar un megavatio-hora adicional. En el Mercado Mayorista, este precio se conoce como el Precio de Oportunidad de la Energía o Precio SPOT.

1.3.2.3. Costo variable de generación

En un mercado de costos, es el costo declarado de una central generadora de producir un megavatio-hora de energía eléctrica.

1.3.2.4. Generación forzada por reserva rodante operativa

Es la generación de las centrales de generación que se arrancan para que presten el servicio de reserva rodante operativa y su costo variable de generación es superior al precio Spot.

1.3.2.5. Año estacional

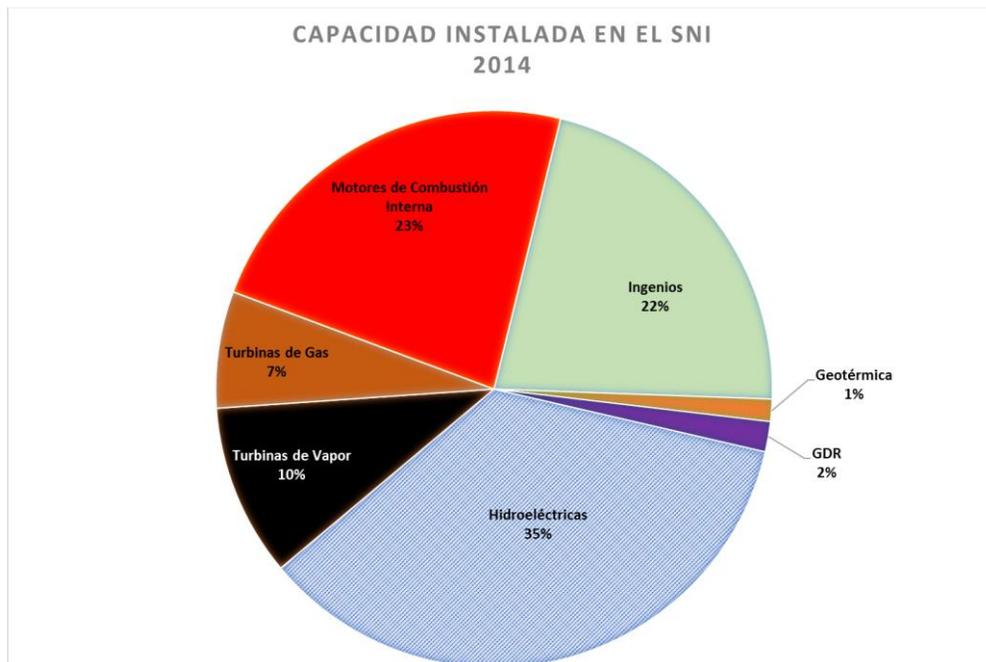
Conforme se define en el Reglamento del Mercado Mayorista, inicia el 1 de mayo y termina el 30 de abril del año natural siguiente.

2. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, MERCADO MAYORISTA Y CENTRALES DE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONALES

2.1. Variables físicas y aspectos técnicos

El Sistema Nacional Interconectado de Guatemala es el conjunto de instalaciones, centrales de generación, subestaciones eléctricas, líneas de transmisión, redes de distribución y centros de carga por el cual se presta el servicio de energía eléctrica. Nuestro país, para 2014 contó con una capacidad de generación efectiva en el sistema de 2,226.07 WW, repartidos de la siguiente manera:

Figura 4. **Capacidad instalada en el SNI en 2014**



Fuente: elaboración propia, con datos del informe de Capacidad Instalada 2014, AMM.

Se observa que, en 2014, no se tenía participación solar ni eólica dentro del SNI. Fue a partir de 2015 que ingresaron las centrales de generación con energías renovables no convencionales, la capacidad máxima total de dichas centrales es de 155.90 MW. En la Tabla I, se detalla las características e inicio de operación de dichas centrales.

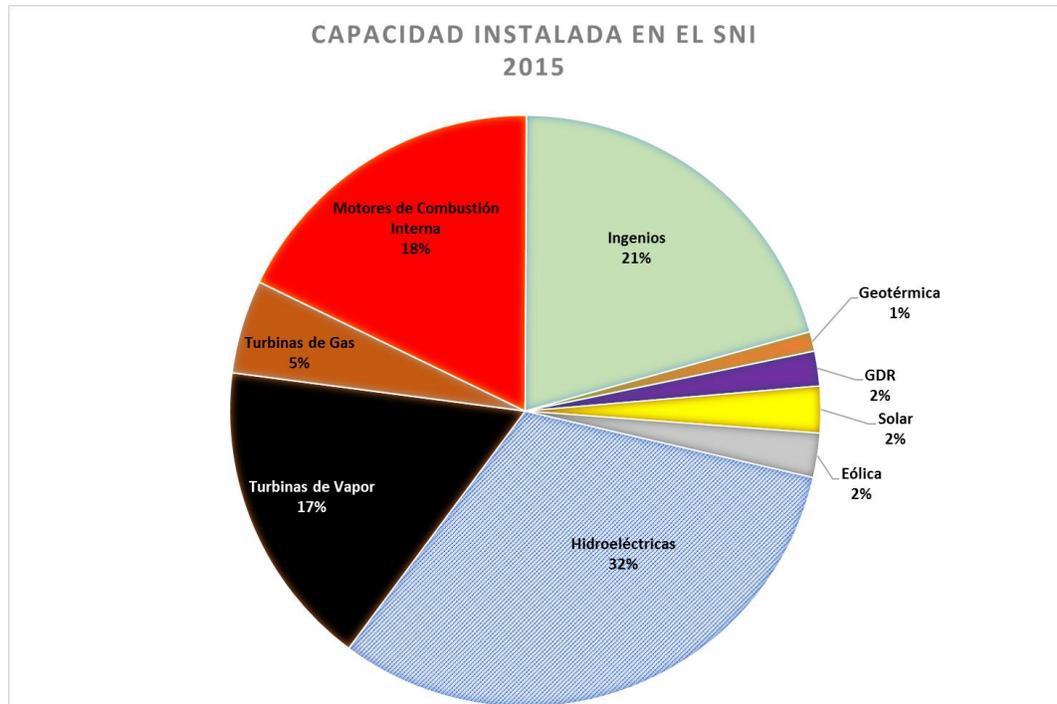
Tabla I. **Centrales de generación con ERNC instaladas en 2015**

Central	Nemo Técnico	Tecnología	Capacidad [MW]	Fecha de instalación	Departamento
Horus 1	HRU-F1	Solar Fotovoltaica	50.00	09/02/2015	Santa Rosa
San Antonio El Sitio	SNT-E1	Eólica	52.80	19/04/2015	Guatemala
Horus 2	HRU-F2	Solar Fotovoltaica	30.00	26/07/2015	Santa Rosa
Viento Blanco	VBL-E1	Eólica	23.10	06/12/2015	Escuintla

Fuente: elaboración propia, con datos de capacidad instalada del AMM 2016.

Derivado de la instalación de dichas centrales y otras centrales de generación convencionales, la matriz de capacidad instalada del SNI cambió como se muestra en la Figura 5.

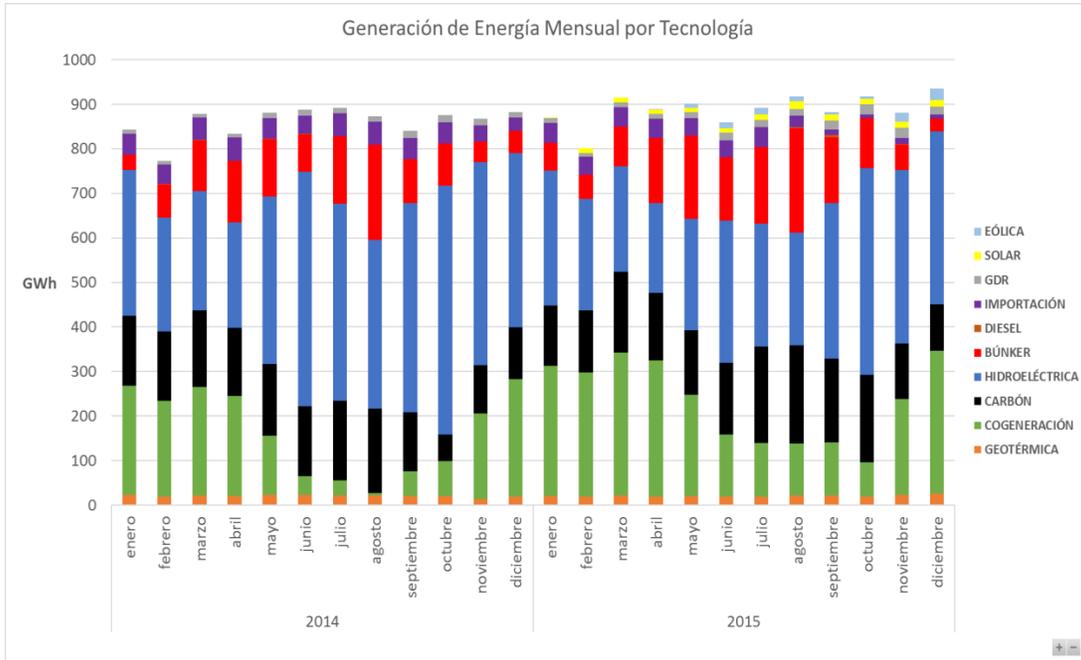
Figura 5. **Capacidad instalada en el SNI en 2015**



Fuente: AMM, Informe de Capacidad Instalada SNI de 2015.

En lo que respecta a la generación de energía, como es natural, para 2014 no hubo participación de las centrales con ERNC. El 2015, las centrales eólicas generaron 107.29 GWh y las solares generaron 137.29 GWh. Estos valores de energía implican que en conjunto las centrales con ERNC representaron el 2.29% de la generación total del sistema, siendo diciembre de 2016 el mes de mayor participación con el 4.45% del total generado tomando en cuenta que en dicho mes estuvieron en operación las 4 centrales. Esto se observa en la Figura 3.

Figura 6. **Matriz de generación de energía del SNI en 2014 y 2015**



Fuente: AMM, Informe de Generación Mensual del SNI de 2014 y 2015.

Como se observa la participación de las ERNC en la matriz de energía eléctrica para el año 2015, no es muy significativa en total, no obstante, existen horas en las cuales dichas centrales tienen participaciones significativas. Por ello, en la tabla II se presentan las 10 horas en las cuales se tuvo una mayor participación de dichas centrales respecto a todo el sistema en 2015.

Tabla II. **Participación máxima de las ERNC en la generación total**

Fecha – Hora	Total generado del sistema [MW]	Generación de HRU-F1 [MW]	Generación de HRU-F2 [MW]	Generación de SNT-E1 [MW]	Generación de VBL-E1 [MW]	% ERNC respecto al total
25/12/2015 07:00	769	32	20	39	21	14.56%
25/12/2015 08:00	863	37	22	39	21	13.79%
06/12/2015 07:00	987	36	23	52	23	13.58%
20/12/2015 08:00	1040	38	23	51	23	12.98%
06/12/2015 13:00	1028	40	24	46	19	12.55%
06/12/2015 11:00	1092	39	24	52	22	12.55%
06/12/2015 09:00	1093	38	24	52	23	12.53%

06/12/2015 12:00	1069	39	24	48	22	12.44%
06/12/2015 08:00	1086	39	24	49	23	12.43%
15/11/2015 07:00	880	38	24	47	0	12.39%

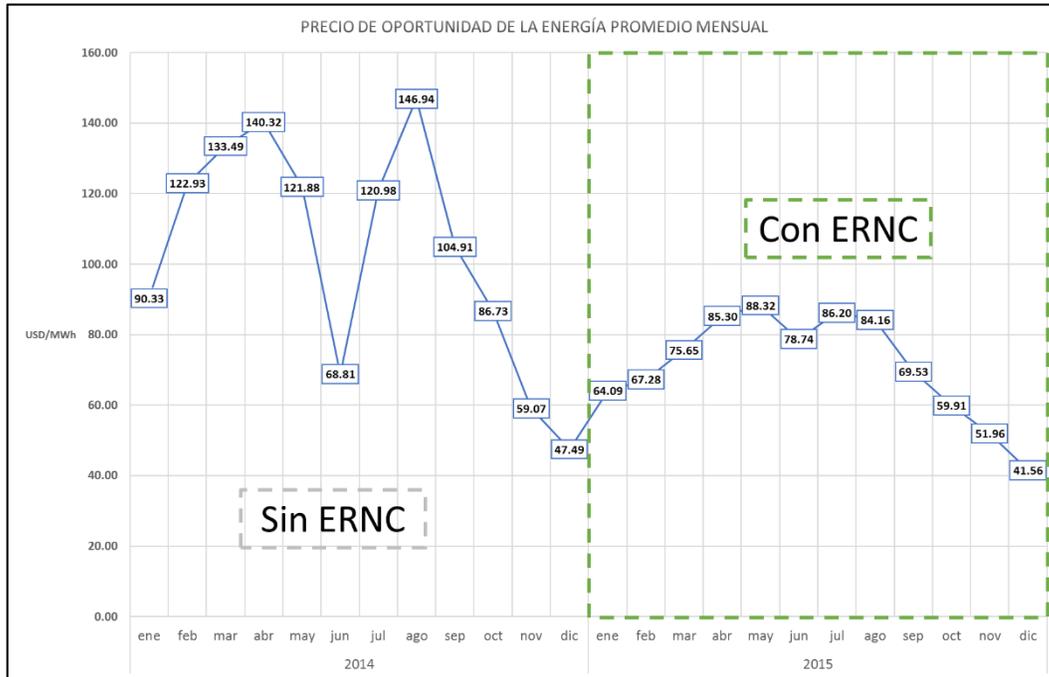
Fuente: elaboración propia, con datos de los informes de posdespacho del AMM 2015.

Como se observa en la Tabla II, la participación de las centrales con ERNC ha llegado a valores superiores al 10% por lo cual, al no aportar inercia dichas centrales al sistema ni participar en la regulación de frecuencia, se vuelve un riesgo que se analiza en los capítulos siguientes.

2.2. Variables e indicadores económicos

Respecto a los indicadores económicos, el más representativo dentro del Mercado Mayorista de Electricidad es el precio de oportunidad de la energía. El 2014, este precio fue superior a los 100 USD/MWh; el primer semestre del año y cercano a los 50 USD/MWh los últimos 2 meses del año; mientras que, para 2015, el promedio mensual del precio de oportunidad de la energía estuvo por debajo de los 100 USD/MWh en todos los meses del año. El comportamiento del precio de oportunidad de la energía se muestra en la Figura 7.

Figura 7. Precio de la oportunidad de la energía 2014



Fuente: AMM, Informes de Posdespacho Mensual de 2014 y 2015.

Otro indicador importante, y muy relacionado a las ERNC, son las reservas, específicamente la Reserva Rodante Operativa ya que la misma debe responder a las variaciones que existen en la generación o la demanda, incluyendo las variaciones de las centrales con ERNC. Lo que el sistema en su conjunto pagó durante 2014 y 2015, además de las centrales que aportaron dicha reserva son las que se muestran en la Tabla II.

Tabla III. Costo de reserva rodante operativa para el año 2014 y 2015

Central	2014		2015	
	RRO	GF por RRO	RRO	GF por RRO
ARI-B	6,523,196.15	4,070,460.19	2,514,185.62	2,222,281.87
CAN-H	955,220.32	3,819.88	1,709,233.33	333.25
CHX-H	1,784,683.97	316,714.64	2,475,103.95	213,129.79
JUR-H	389,374.71	242,928.69	910,876.02	111,266.50
LPA-B	2,080,697.95	3,248,104.90	1,289,868.08	1,726,809.31

LVA-H	3,576,410.53		2,651,819.39	
PVI-H	3,002,328.71	6,929.66	1,220,402.37	
PWT-B	9,597,888.74	7,622,102.27	5,830,882.82	1,401,281.31
XAC-H	4,368,653.41	7,094.14	2,277,312.74	636.37
Total	47,796,608.86		26,555,422.74	

Fuente: elaboración propia, con datos de los informes de posdespacho del AMM.

Como se observa, el monto total pagado por reservas para 2014 fue de 47,796,608.86 USD mientras que para 2015 fue de 26,555,422.74 USD. En este rubro, además del precio pagado por el margen de reserva, se contabilizó el sobrecosto del sistema por la generación forzada, debido a este servicio.

3. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

3.1. Simulaciones de despacho económico

Con el software NCP 5.14 (Con licencia) se realizaron las simulaciones de los despachos de generación de energía eléctrica de forma diaria. El objeto de las simulaciones fue determinar el comportamiento del sistema, con un enfoque económico y determinar las variaciones de los indicadores más importantes con la inclusión de las centrales con ERNC y sin las mismas para 2015.

A partir de las bases de datos diarias, se tomaron días representativos de cada mes, de forma aleatoria de los meses de agosto a diciembre 2015, en los cuales se tenían al menos 3 centrales con ERNC en operación. Los días que se tomaron fueron los que se muestran en la Tabla IV.

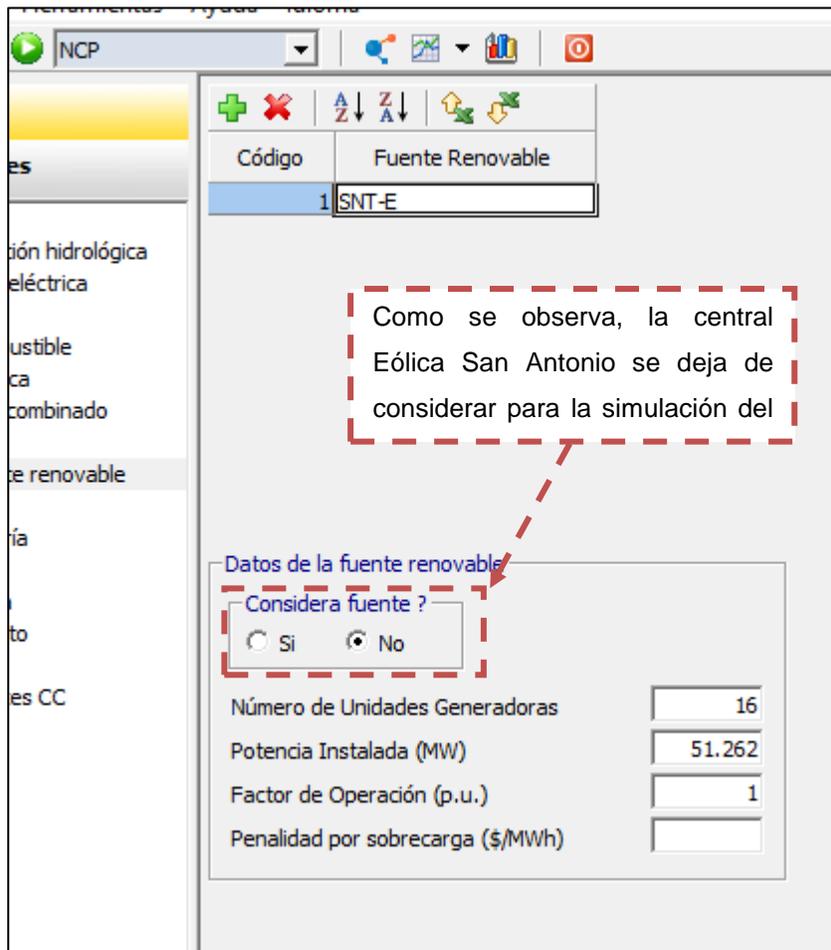
Tabla IV. **Listado de días utilizados para simulaciones en NCP**

Mes	Día	Tipo de Día
Agosto	9	Laboral
Agosto	16	Laboral
Septiembre	7	Laboral
Septiembre	14	Laboral
Octubre	7	Laboral
Octubre	19	Laboral
Noviembre	9	Laboral
Noviembre	17	Laboral
Diciembre	8	Laboral
Diciembre	20	Laboral

Fuente: elaboración propia.

Para realizar estas simulaciones se le indicó al software que las centrales Horus 1, Horus 2, San Antonio y Viento Blanco estaban indisponibles; por lo que esto representa el sistema eléctrico nacional sin dichas centrales. Para observar la deshabilitación de estas centrales, se puede observar la Figura 5.

Figura 8. **Simulación de la central eólica San Antonio sin considerar**



Fuente: elaboración propia.

De dichas simulaciones se compararon algunos indicadores económicos. Entre los indicadores que se analizaron está el precio de oportunidad de la energía que se muestra como ejemplo en la Tabla V.

Tabla V. **Comparación del precio de la oportunidad de la energía**

Hora	09/08/2015 – No Laboral	
	Precio de Oportunidad de la Energía sin ERNC [USD/MWh]	Precio de Oportunidad de la Energía con ERNC [USD/MWh]
1	96.53	75.73
2	95.33	75.73
3	96.13	75.73
4	96.13	76.13
5	96.53	75.33
6	96.53	75.73
7	96.13	75.64
8	96.13	76.22
9	96.13	75.33
10	95.33	75.73
11	96.13	75.82
12	96.13	75.24
13	96.53	76.22
14	96.36	75.24
15	95.89	76.13
16	95.89	75.33
17	96.13	75.93
18	96.36	76.01
19	96.13	76.05
20	95.73	75.73
21	96.93	78.44
22	95.73	78.04
23	95.81	78.04
24	96.04	77.64

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, el otro indicador relevante, y que engloba la mayoría de costos es el Costo Total de la Operación. Este costo incluye el costo por la generación de las centrales térmicas, el costo de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas, el costo de las reservas y el costo de las pérdidas. El mismo software NCP 5.14 (Con licencia) brinda dichos datos de la siguiente manera:

Tabla VI. **Costo total de la operación**

Parámetro	Valor [MUSD]	Fecha
Costo de operación térmico	971.03	09/08/2015
Costo de O&M de Hidroeléctricas	58.77	09/08/2015
Pérdidas	0.00	09/08/2015
Oferta de Reservas	52.27	09/08/2015

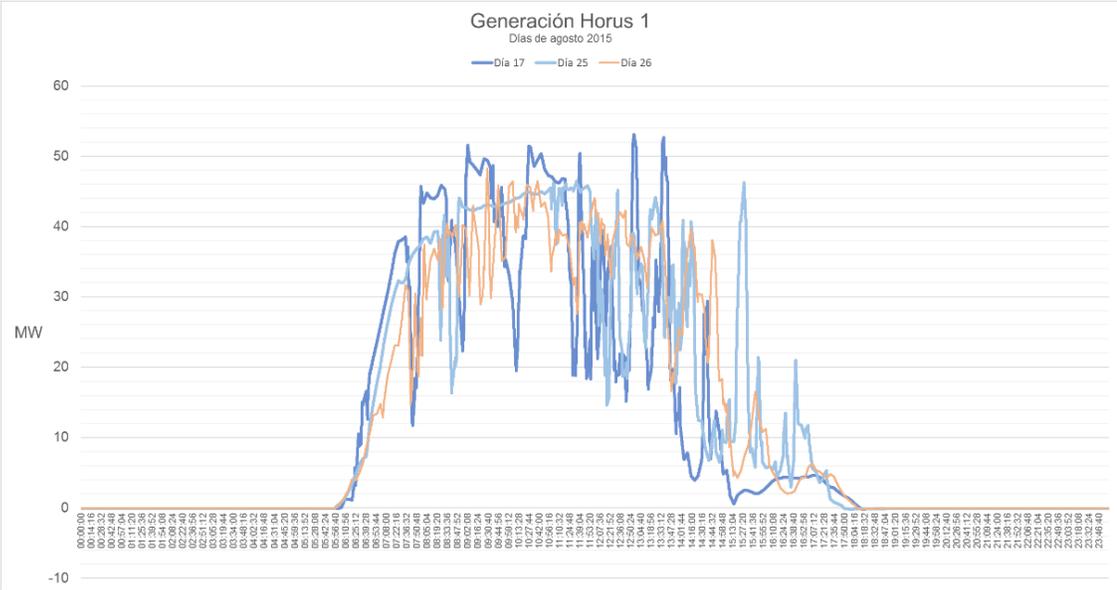
Fuente: elaboración propia.

Se encontraron otros indicadores económicos los cuales se presentan en el siguiente capítulo.

3.2. Variabilidad de las energías renovables no convencionales

Para estimar la magnitud de la variabilidad de la generación de estas centrales, se consultaron los datos de medición de la generación de cada una de las centrales con ERNC de cada 4 segundos. Para observar la magnitud de dichas variaciones, en la Figura 6 se muestra los registros de medición de las central Horus 1 para 3 días de agosto de 2015. Debido a que se tiene de cada central cerca de 500,000 datos por mes. Estos datos no se muestran en su totalidad.

Figura 9. Generación de la central Horus 1 los días de agosto 2015



Fuente: Unidad de Información Pública, CNEE.

4. RESULTADOS

4.1. Indicadores económicos

Desde el punto de vista económico, el costo total de la operación y el precio de oportunidad de la energía son los principales indicadores en el Mercado Mayorista. A continuación, se muestra el costo total de la operación resultado de las simulaciones del sistema incluyendo las centrales con ERNC y sin incluirlas, así como el costo real del sistema.

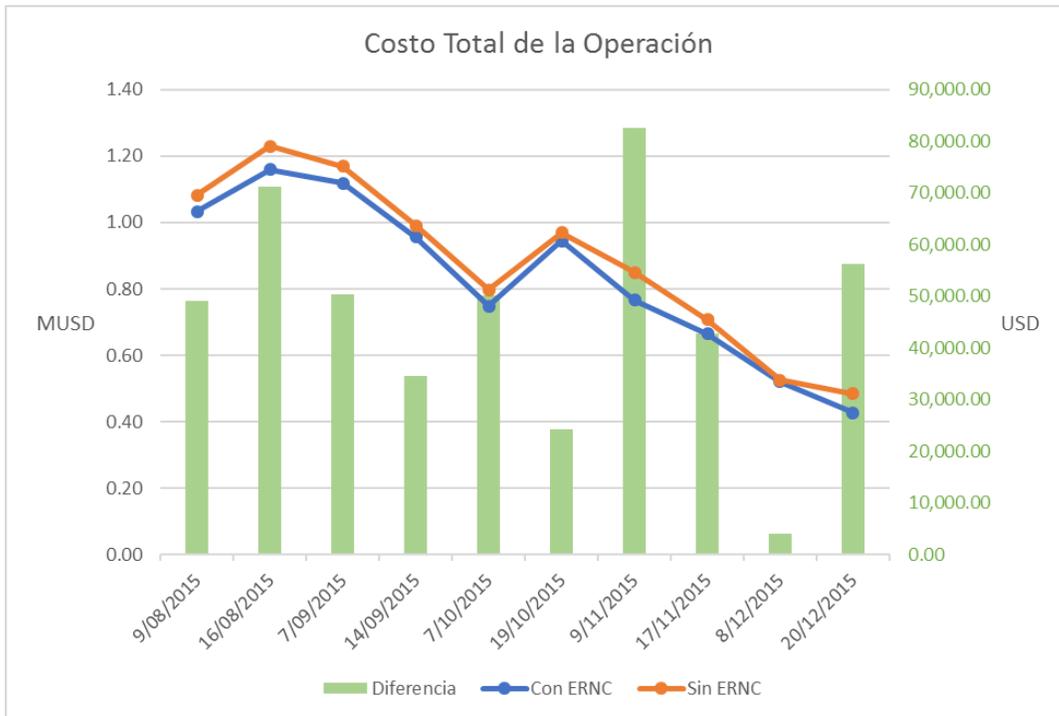
Tabla VII. **Costo total de la operación**

Fecha	Con ERNC [USD]	Sin ERNC [USD]	Diferencia [USD]	Diferencia Porcentual
09/08/2015	1,033,025.34	1,082,064.04	49,038.70	4.75%
16/08/2015	1,159,446.31	1,230,663.19	71,216.88	6.14%
07/09/2015	1,118,541.10	1,168,840.94	50,299.84	4.50%
14/09/2015	956,312.03	990,883.63	34,571.60	3.62%
07/10/2015	747,648.54	797,799.98	50,151.44	6.71%
19/10/2015	945,513.74	969,783.12	24,269.38	2.57%
09/11/2015	766,704.89	849,252.81	82,547.92	10.77%
17/11/2015	664,759.68	707,621.19	42,861.51	6.45%
08/12/2015	521,268.98	525,243.35	3,974.36	0.76%
20/12/2015	427,600.60	483,773.15	56,172.54	13.14%

Fuente: elaboración propia.

Los datos anteriores se visualizan de mejor manera en la siguiente gráfica.

Figura 10. **Comparación del costo total de la operación**

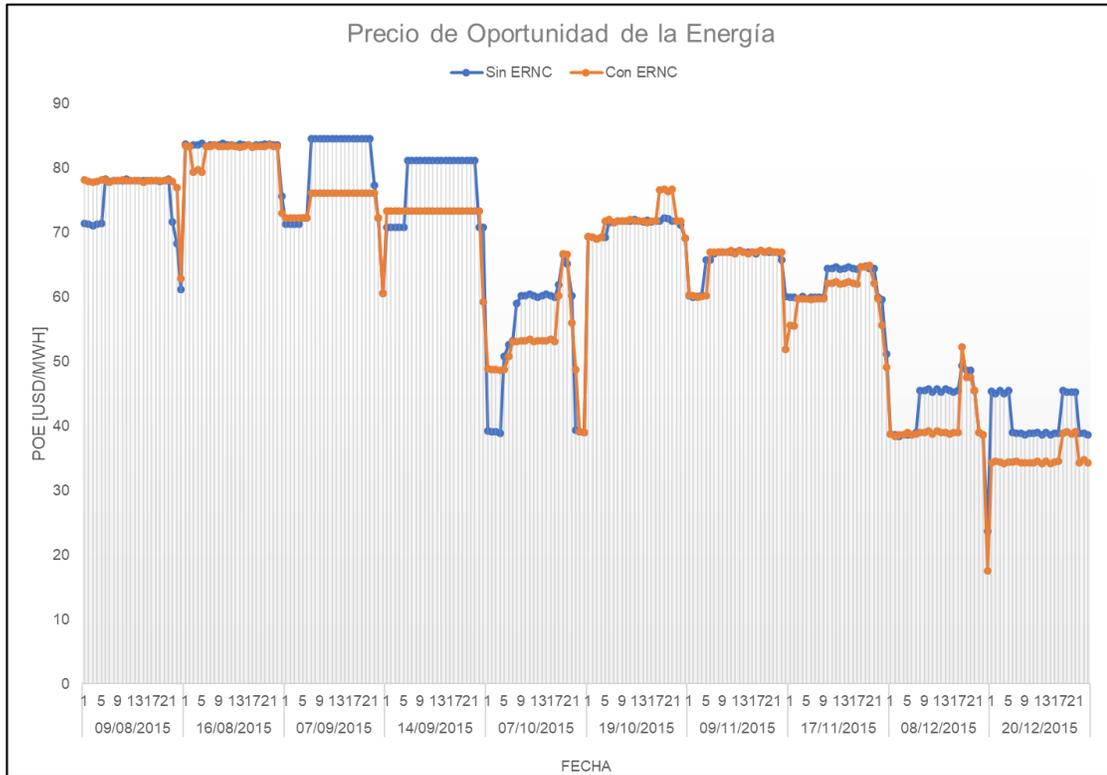


Fuente: elaboración propia.

En promedio, se obtuvo que el aumento en el costo total de la operación es de 46,510.42 USD por día al no contar el sistema con las centrales de generación con ERNC, teniendo aumentos de hasta 82,547.92 USD/MWh por día para todo el sistema.

El precio de oportunidad de la energía, que es el precio al que compran la energía únicamente los consumidores que no tienen contratos de energía, es resultado de la optimización de la generación. En la figura siguiente se observa el comportamiento del precio de la oportunidad de la energía las fechas que se realizaron las simulaciones.

Figura 11. **Comparación del precio de oportunidad de la energía**



Fuente: elaboración propia.

El promedio diario del precio de oportunidad de la energía es el que se muestra en la siguiente tabla, así como el efecto en el mismo por no tener las centrales con ERNC.

Tabla VIII. **Comparación del precio SPOT**

Fecha	Con ERNC [USD/MWh]	Sin ERNC [USD/MWh]	Diferencia [USD/MWh]	Diferencia Porcentual
07/10/2015	52.33	53.52	1.19	2.28%
07/09/2015	74.37	79.48	5.10	6.86%
08/12/2015	39.48	42.42	2.95	7.46%
09/08/2015	77.32	75.27	-2.04	-2.64%
09/11/2015	64.91	65.35	0.45	0.69%
14/09/2015	72.70	78.16	5.46	7.51%
16/08/2015	82.44	83.25	0.82	0.99%
17/11/2015	60.26	61.80	1.54	2.56%

19/10/2015	72.02	71.12	-0.90	-1.25%
20/12/2015	35.10	41.22	6.12	17.44%

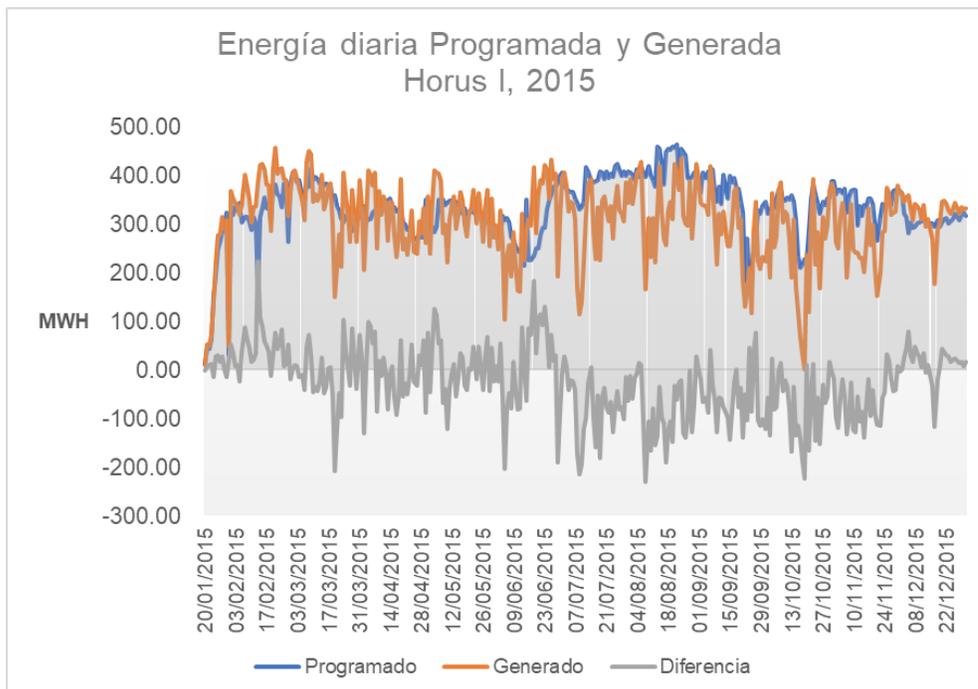
Fuente: elaboración propia.

En promedio, se obtuvo que el aumento del precio de oportunidad de la energía es de 2.07 USD/MWh al no contar el sistema con las centrales de generación con ERNC, teniendo aumentos de hasta 11.63 USD/MWh.

4.2. Parámetros técnicos

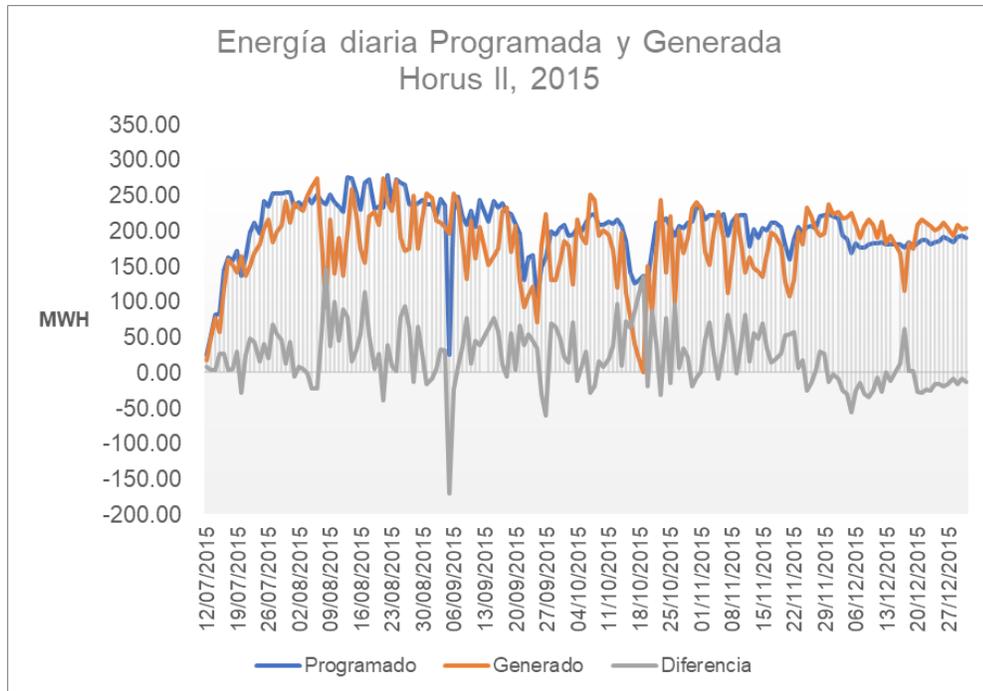
La variabilidad de la generación de las centrales con ERNC, entre los pronosticado y la generación real, se muestra en las siguientes figuras.

Figura 12. **Energía diaria programada vs generada – Horus I, 2015**



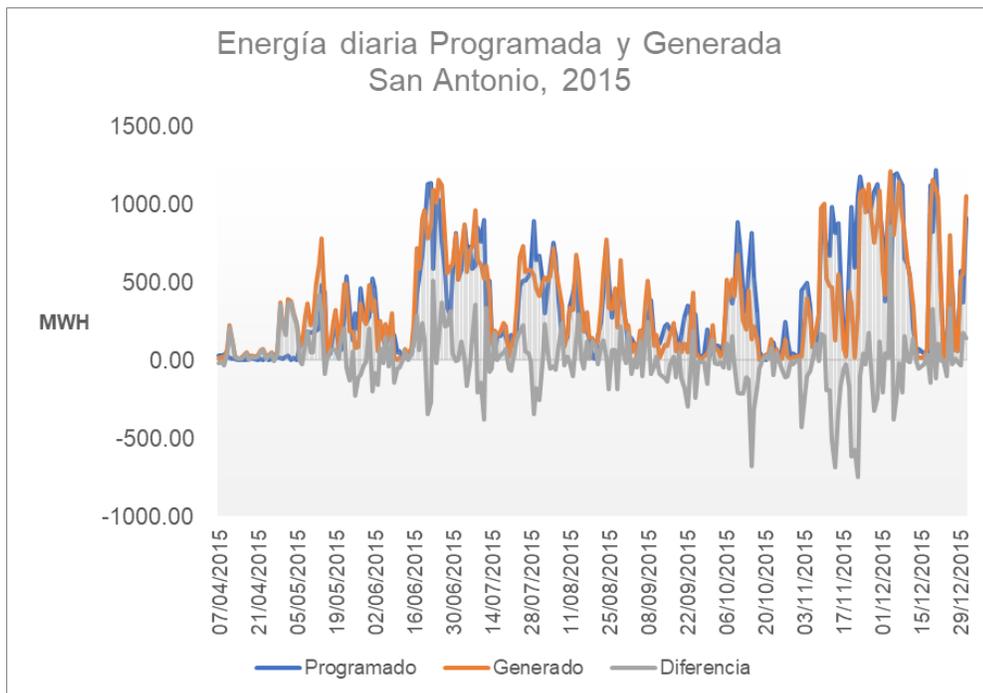
Fuente: elaboración propia.

Figura 13. **Energía diaria programada vs generada – Horus II, 2015**



Fuente: elaboración propia.

Figura 14. **Energía diaria programada vs generada – San Antonio, 2015**

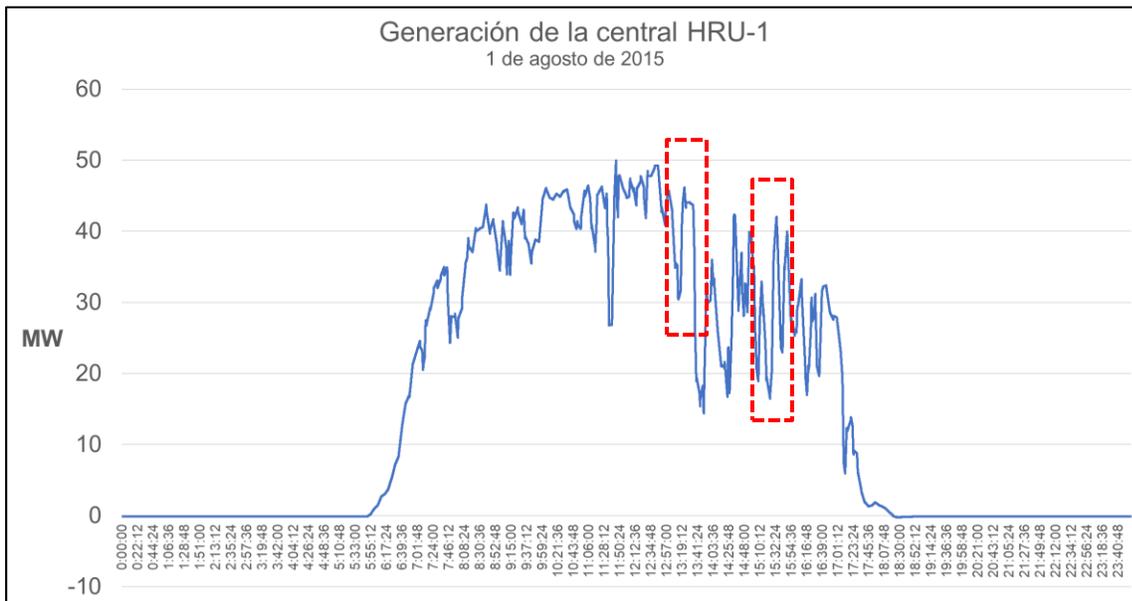


Fuente: elaboración propia.

Para determinar la eficiencia de los pronósticos entre la generación diaria real y la pronosticada, se calculó la raíz del error cuadrático medio, el cual resultó ser de 76.99 MWh, 46.54 MWh y 186.11 MWh para Horus I, Horus II y San Antonio, respectivamente.

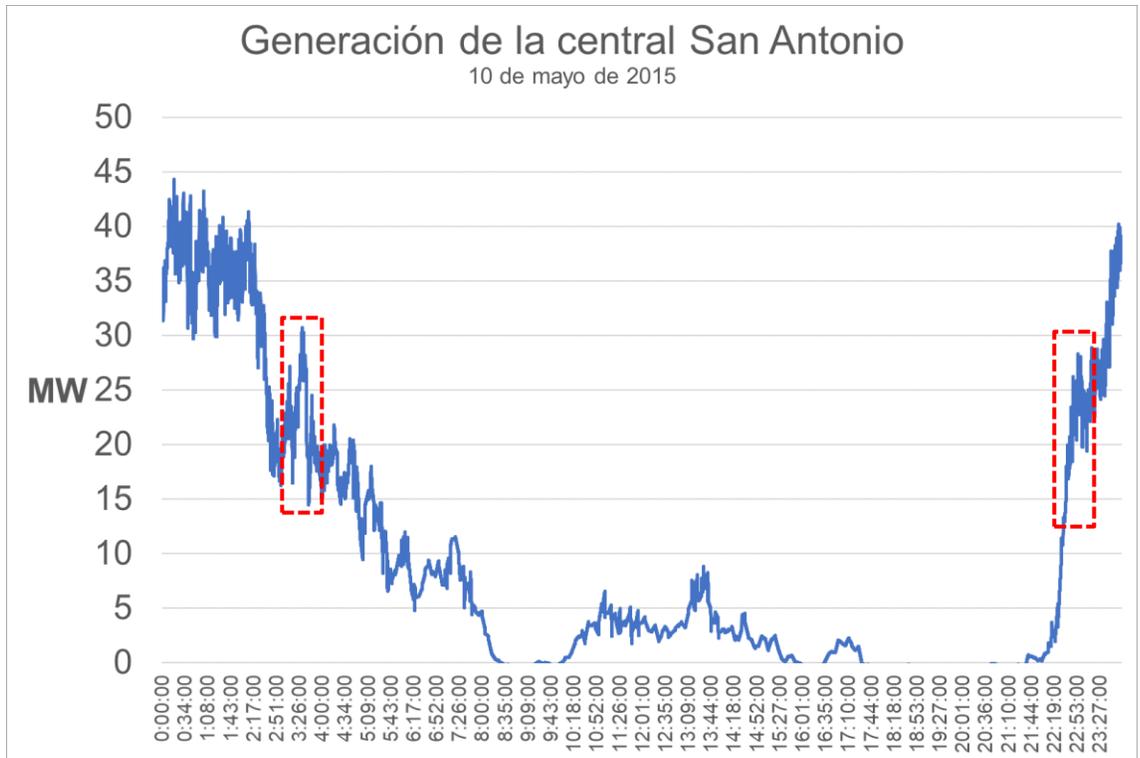
La principal dificultad que presentan estas centrales de generación, son las rampas de carga o descarga que pueden presentar. En otras palabras, los aumentos o disminuciones de generación de forma abrupta deben ser compensados, a través de las reservas. En las siguientes figuras se observan las magnitudes de dichas rampas, tanto para las centrales eólicas como para las centrales solares que se presentaron durante 2015.

Figura 15. **Generación de la Central Solar Fotovoltaica Horus 1**



Fuente: elaboración propia.

Figura 16. **Generación de la Central Eólica San Antonio**



Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Rampas de generación en las centrales con ERNC**

Central	Rampa	Por segundo	Por minuto	Por 5 minutos
San Antonio	Carga [MW]	3.52	7.12	8.89
	Descarga [MW]	-2.53	-8.98	-12.69
Horus	Carga [MW]	1.29	6.42	21.75
	Descarga [MW]	-1.09	-9.61	-24.81

Fuente: elaboración propia.

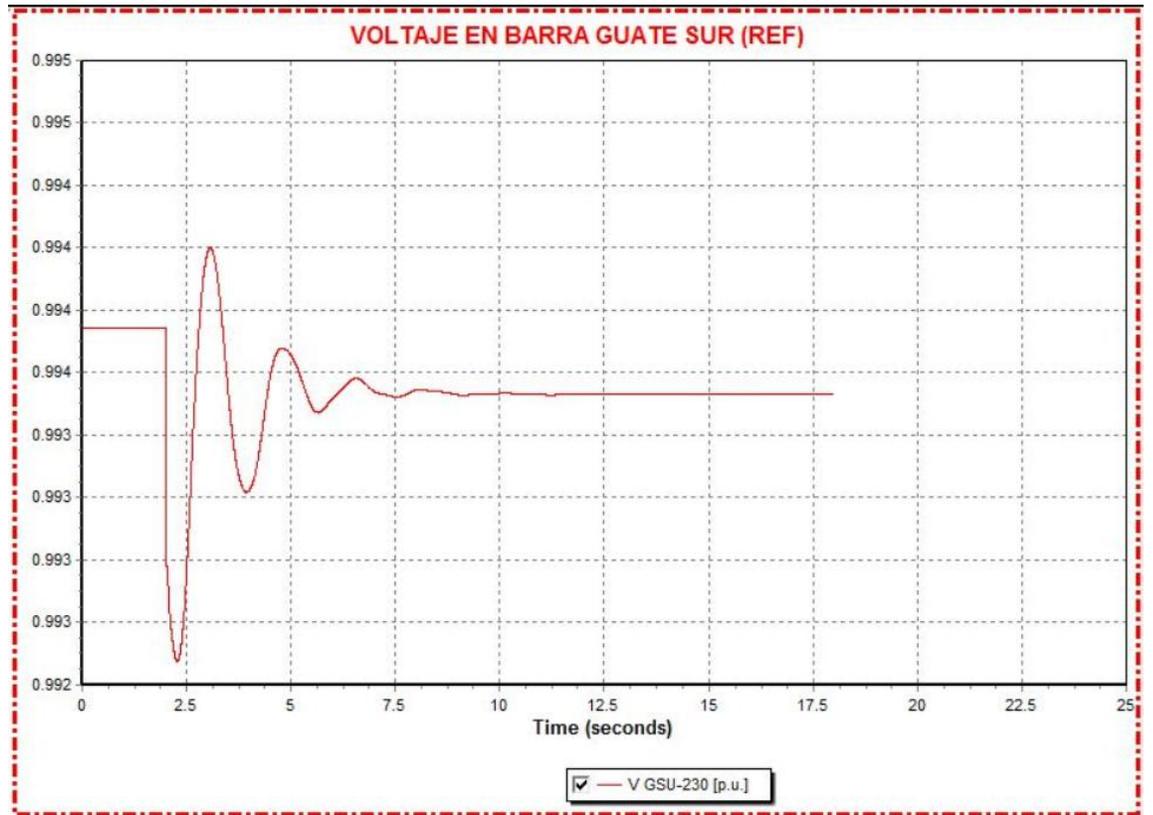
Para dichas variaciones, se simularon escenarios en el cual se verificó la respuesta del sistema eléctrico. Para ello, se monitorearon la frecuencia y voltaje en el sistema, de manera de conocer si es sistema permanecerá estable. El comportamiento de dichas variables se observa en las siguientes figuras de los escenarios más críticos.

Figura 17. **Frecuencia del sistema, debido a la desconexión de Horus I**



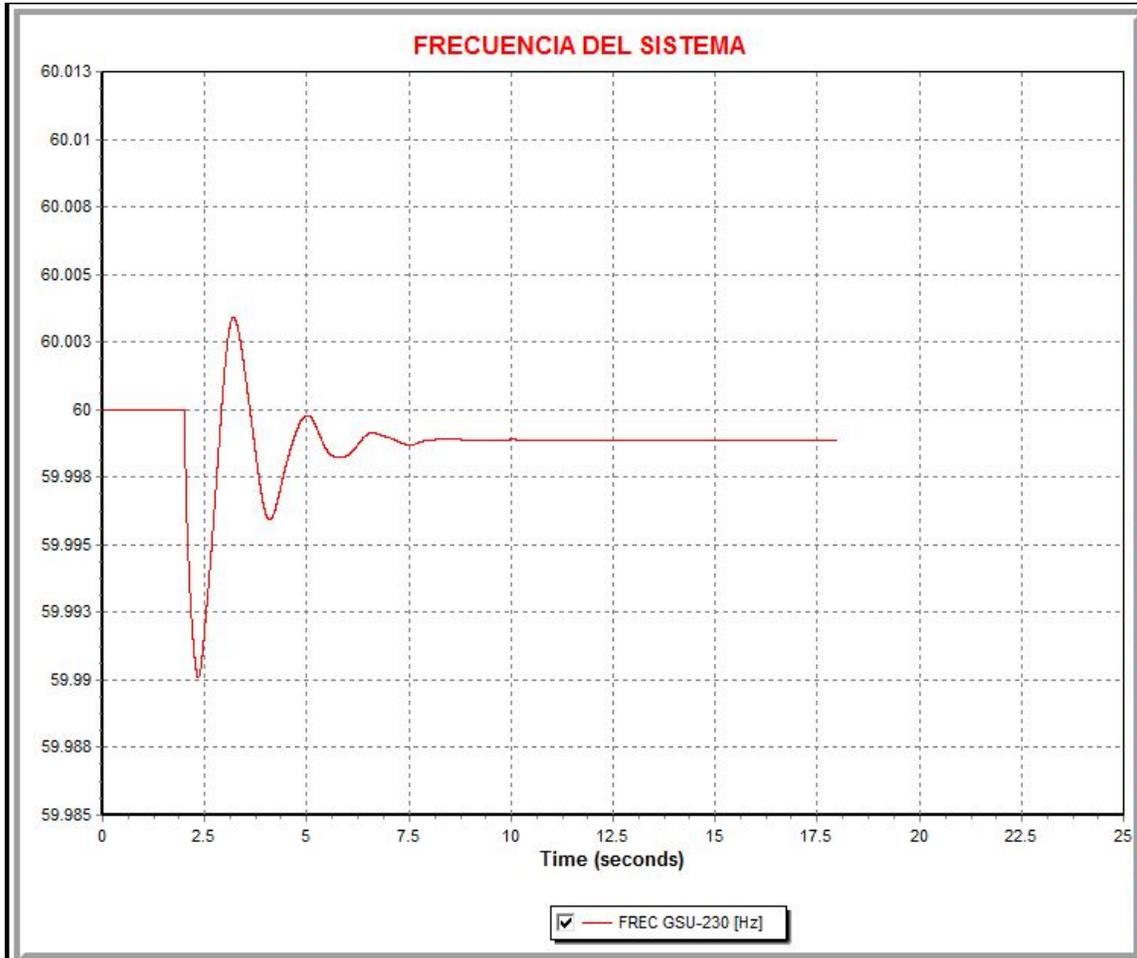
Fuente: elaboración propia, con software PSSE.

Figura 18. Voltaje en la barra de referencia Guate Sur 230, debido a la desconexión de Horus I



Fuente: elaboración propia, con software PSSE.

Figura 19. Frecuencia del sistema, debido a la desconexión de San Antonio El Sitio



Fuente: elaboración propia, con software PSSE.

Figura 20. **Voltaje en la barra de referencia Guate Sur 230, debido a la desconexión de San Antonio El Sitio**



Fuente: elaboración propia, con software PSSE.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Indicadores económicos

Desde el punto de vista económico se han analizado dos grandes indicadores, el costo total de la operación y el precio de oportunidad de la energía. El primero engloba una serie de variables que en su conjunto son optimizadas, a través del software utilizado para la programación del despacho económico y que es el objeto del mismo conforme la regulación vigente en Guatemala.

Como se observa en la tabla VII, para todos los casos simulados, el costo total de la operación es menor con la participación de las energías renovables no convencionales. Esto se debe a que, al tener la generación de dichas centrales, se desplazan otras centrales de generación en la lista de mérito, es decir, ya no es necesario que centrales con costos de generación mayor entreguen energía al sistema, ya que las centrales solares y eólicas las están sustituyendo. La magnitud de dicho ahorro para el sistema oscila entonces alrededor del 6% del costo total de la operación.

Respecto a que dicho valor se cumpla depende de igual forma que dichas centrales dispongan del recurso. Como se observó, la disminución del costo total de la operación oscila entre valor de menos de 1% hasta pasar el 10%. Por lo tanto, el beneficio económico de igual forma cambiará, sin embargo, se puede observar que en todos los casos fue a la baja incluyendo el tema de las reservas.

El siguiente indicador importante seguido al Costo Total de la Operación es el precio de oportunidad de la energía. A diferencia que el Costo Total de la Operación, que siempre disminuye y contrario a lo que se esperaba, este valor no siempre se reduce para todos los casos. Lo anterior se observa en la Figura 10, en la cual se tiene que el precio de oportunidad de la energía sin el uso de las energías renovables no convencionales en algunos periodos es menor, es decir la energía es más económica, que con la generación de dichas tecnologías.

La razón por la cual se presenta esto, es que, como se ha mencionado, el objeto del despacho económico es minimizar el costo total de la operación y no el precio de la energía. No obstante, en la mayoría de períodos es más económico, en lo que se refiere a este indicador, operar con las energías renovables no convencionales. Es decir, en la mayoría de horas, los consumidores del mercado de oportunidad de la energía adquirirán dicho servicio a precio menor.

5.2. Indicadores técnicos

En los indicadores técnicos, se verificó el valor de frecuencia y voltaje del sistema en cada una de la barras o nodos del sistema. No obstante, debido al volumen de dicha información, se observa los valores de respuesta de la barra de referencia del Sistema Nacional Interconectado, la cual es la barra en la subestación Guate Sur en 230 kV.

La frecuencia se puede observar que fue amortiguada en cerca de 10 segundos para la desconexión de cualquiera de las 2 rampas de generación, tanto para la central fotovoltaica Horus, como para la central eólica San Antonio.

El voltaje por otro lado, se estabiliza en menos tiempo, como se observa en la figura 12 y figura 14, en menos de 8 segundos, se logra que esto suceda sin bajar a niveles por debajo de la norma. No obstante, esto no sucede en todas las barras, debido a que depende a la cercanía con las centrales que varían.

Tomando en cuenta el comportamiento de la frecuencia y el voltaje, parámetros objeto de evaluación en la regulación nacional, se ve que el sistema es capaz de estabilizarse y tiene la inercia suficiente bajo los escenarios y condiciones simuladas.

CONCLUSIONES

1. La operación de las centrales de generación con energías renovables no convencionales disminuye costos de generación de energía eléctrica, debido a que el sistema cuenta con energía más barata, y al mismo tiempo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero al sustituir la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles, no obstante, se producen desviaciones al programa, debido a las rampas de generación que producen dichas centrales por lo cual la reserva rodante operativa debe incrementarse.
2. El Costo Total de la Operación, debido a la operación de las centrales de generación con energías renovables no convencionales desde el inicio de la operación comercial de las mismas ha disminuido en 5.94% en promedio.
3. El precio de oportunidad de la energía, debido a la operación de las centrales de generación con energías renovables no convencionales desde el inicio de la operación comercial de las mismas ha disminuido en 2.94 USD/MWh en promedio.
4. El Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, cuenta con la suficiente reserva y es capaz de estabilizarse antes cambios abruptos en la generación, es decir, rampas de carga o descarga, relacionados a la operación de las centrales de generación con energías renovables no convencionales que se encuentran actualmente en operación.

RECOMENDACIONES

1. El Sistema Nacional Interconectado se expande conforme la política energética, a través de las inversiones privadas. Es por ello, que se vuelve necesario, previo a instalar centrales de generación con energías renovables no convencionales, realizar una evaluación en el sentido de este estudio y verificar que tanto económica y técnicamente son factibles las instalaciones de nuevas centrales.
2. Se aconseja que las instituciones correspondientes planteen una norma en la cual se incentive a los operadores de las centrales de generación con energías renovables no convencionales, que realicen pronósticos de generación más precisos, se debe tomar en cuenta que día con día se tienen mejores modelos de pronóstico y más historial del recurso, con el objeto de disminuir el costo y riesgo de dichas desviaciones, para mejorar la operación de todo el parque de generación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AMM. (2015). Programación Semanal AMM. Recuperado el 15 de julio de 2015, de http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145.
2. CDEC-SING, D. d. (2012). Efectos Tecnico-Economicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=INFORME_ERNC_2012_V1.pdf
3. Chan, D. F. (2011). Optimización del despacho hidrotérmico estocástico del SNI para un estudio de largo plazo. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
4. Universidad de Chile (Junio de 2008). Aporte potencial de energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de <http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/dinamicos/energia-BAJA.pdf>.
5. Ministerio de Energía, Chile, (s.f.). Energías renovables no convencionales. Recuperado el 12 de agosto de 2015, de http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/ernc.html.

6. Colom, C. (Mayo de 2011). CNEE. Obtenido de <http://www.construguate.com/publicaciones/docs/Presentaciones/Carlos%20Colom%20-%20CNEE.pptx>.
7. D. Lew, G. B.-M. (Noviembre de 2012). Sub-Hourly impacts of high solar Penetrations in the Western United States. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de www.nrel.gov/docs/fy12osti/56171.pdf.
8. D. Lew, G. B.-M. (Septiembre de 2013). The Western wind and solar . Recuperado el 15 de agosto de 2015, de <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>.
9. Hinkle, G., Norden, J., Piwko, R. & Henson, B. (Diciembre de 2010). New England wind integration study. Recuperado el 25 de agosto de 2015, de http://www.uwig.org/newis_es.pdf.
10. J.P. Deane, G. D. (2013). The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation. *Applied Energy*, 152-158.
11. Ledesma, P. (25 de septiembre de 2008). Reservas de regulación en el Sistema Eléctrico Español. Obtenido de Open Course Ware: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP/reservas-de-regulacion-en-el-sistema-electrico-espanol.
12. Mats Wang-Hansen, R. J. (Junio de 2012). Frequency controlling wind power. Recuperado el 12 de Agosto de 2015, de <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&>

cd=2&ved=0CC0QFjABahUKEwiT6umNrYLIAhUBhA0KHRQ1AGY&url=http%3A%2F%2Felforsk.se%2FRapporter%2F%3Fdownload%3Dreport%26rid%3D12_43_&usg=AFQjCNER1qBJQJgueCmfXgh8QfXNI6WuAw&sig2=pWeMAef0vZ4_diPpP4sjRg&c.

13. Michael Milligan, B. K. (Junio de 2008). Analysis of sub-hourly ramping impacts of wind energy and balancing area size. Recuperado el 6 de septiembre de 2015, de <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43434.pdf>.
14. Ministerio de Energía y Minas (2012). Política energética 2013-2017. Guatemala: Gobierno de Guatemala.
15. NAP, G. (2002). Energía solar fotovoltaica. Madrid: COIT.
16. Consejo para Defensa de los Recursos Naturales (Septiembre de 2013). Beneficios económicos de las Energías Renovables No Convencionales en Chile. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de <http://www.nrdc.org/international/files/chile-ncre-IB-sp.pdf>.
17. Núñez, I. (25 de febrero de 2015). Generación eólica y solar fotovoltaica: ¿Qué tan variables son? Obtenido de Breves de energía: http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/2015-02-24-generacion-eolica-y-solar-fotovoltaica-que-tan-variables-son#.VgSIK9J_NBc.
18. Ortiz, G. (s.f.). Planta Solar Fotovoltaica (PV) 50 MW Horus I en Chiquimulilla, (Guatemala). Recuperado el 10 de septiembre de 2015, de

<http://www.grupoortiz.com/es/internacional/guatemala/proyecto-id-1051/>.

19. R. Piwko, L. R. (Diciembre de 2012). Hawaii solar integration study: solar modeling developments and study results. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/NREL_SolarModelResultsPub.pdf.
20. Simeon Hagspiel, S. C. (Noviembre de 2012). Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling and high shares of photovoltaics. Energy, 654-666. Recuperado el 31 de julio de 2015 de http://www.smooth-pv.info/doc/App04_UoC_ENA_Cost-optimal_Power_System_Extension.pdf.
21. SING, C. d. (2015). Efectos tecnico-economicos de la Integración de energía eólica y solar en el SING. 2017. Recuperado el 15 de agosto de 2015, de http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=INFORME_ERNC_2012_V1.pdf