

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DETERMINACIÓN DE LA ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

LUIS RENATO ROMERO SOLANO

luis_renatoromero@hotmail.com

DIRECTOR: JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA MSc.

jose.osculllo@epn.edu.ec

Quito, Marzo 2018

DECLARACIÓN

Yo, LUIS RENATO ROMERO SOLANO declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Luis Renato Romero Solano

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por LUIS RENATO ROMERO SOLANO, bajo mi supervisión.

José Antonio Oscullo Lala MSc.

Director del Proyecto

AGRADECIMIENTO

Deseo agradecer a en primer lugar a Dios, a mis padres por darme todo el apoyo necesario durante esta vida estudiantil, a mis hermanos y hermanas por todos los momentos compartidos y su apoyo incondicional.

A mis queridos/as amigos y amigas de Ingeniería: Agroindustrial, Ambiental, Eléctrica, Electrónica, Mecánica, Química y Sistemas; con los cuales viví grandes momentos de alegría, y sobre todo a los cuales me apoyaron en todo el transcurso de la carrera.

A la Escuela Politécnica Nacional por haberme abierto sus puertas para poder lograr este objetivo tan anhelado.

Al Ing. Patricio Vallejo por todos sus consejos para ser una persona correcta.

A los profesores de la Carrera de Ingeniería Eléctrica por sus sabios conocimientos los cuales fueron las bases para la realización de este trabajo.

A la grandiosa Banda de los Azules por todos los triunfos y alegrías que viví.

Un agradecimiento especial al Ing. José Oscullo MSc. por su ayuda desinteresada para la realización de este proyecto.

RENATO ROMERO

DEDICATORIA

Dedicó el presente trabajo a mis padres: Genaro Romero y María Solano, por haber sido el pilar fundamental en mí vida, en todos estos años de estudio y a mis hermanas y hermanos por su apoyo incondicional.

RENATO ROMERO

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
ÍNDICE GENERAL	v
RESUMEN	viii
PRESENTACIÓN	x
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 ALCANCE	5
1.3 JUSTIFICACIÓN	5
1.4 OBJETIVOS.....	6
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
1.5 SEGURIDAD ENERGÉTICA	7
1.6 SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	10
1.6.1 FACTORES PRINCIPALES QUE DEFINEN LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	10
1.6.2 METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	12
1.7 DESCRIPCION DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DE ECUADOR.....	14
1.7.1 ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR.....	17
1.7.2 SITUACIÓN DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO ECUATORIANO EN EL PERÍODO 2011-2015.....	18
CAPÍTULO 2 HERRAMIENTA METODOLÓGICA ROSA DE ROBUSTEZ	22
2.1 DEFINICIÓN DE UN INDICADOR	22

2.2 DEFINICIÓN DE LA ROBUSTEZ DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	23
2.3 METODOLOGÍA ROSA DE ROBUSTEZ	24
2.3.1 DEFINICIÓN	25
2.3.2 INDICADORES ENERGÉTICOS APLICABLES A LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR.....	27
2.3.3 ENERGÍA FIRME.....	35
CAPÍTULO 3 APLICACIÓN DE LA ROSA DE ROBUSTEZ AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR.....	40
3.1 DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL SNI	40
3.1.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE PASADA.....	40
3.1.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CON EMBALSE.....	42
3.1.3 CENTRALES TÉRMICAS	43
3.1.4 CENTRALES DE ENERGÍA NO CONVENCIONAL	44
3.2 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR DE DIVERSIDAD DE FUENTES (IDF)	45
3.3 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR DE FUENTES AUTÓCTONAS (IFA)	47
3.4 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR ENERGÍA FIRME DEL TERRITORIO NACIONAL (IEFTN).....	49
3.5 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS (IVPC)	51
3.6 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR GENERACIÓN DE VALOR AGREGADO (IGVA)	54
3.7 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ROSA DE ROBUSTEZ Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	56
3.7.1 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2011	57
3.7.2 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2012	58
3.7.3 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2013	59
3.7.4 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2014	61
3.7.5 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2015	63

3.8 COMPARACIÓN DE LA ROZA DE ROBUSTEZ DE ECUADOR EN EL PERÍODO 2011-2015 CON LA ROSA DE ROBUSTEZ DE UN PAÍS DE LA REGIÓN.....	64
3.9 SUGERENCIA DE LINEAMIENTOS DE POLÍTICAS DE INVERSIÓN QUE PERMITAN MEJORAR LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR.	67
CAPÍTULO 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	69
4.1 CONCLUSIONES	69
4.2 RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	71
Anexo A.....	76
Anexo B.....	79
Anexo C.....	80

RESUMEN

La seguridad del suministro eléctrico busca un abastecimiento seguro y oportuno, dentro de los límites adecuados de frecuencia y voltaje a costos razonables con niveles adecuados de autoabastecimiento de la matriz eléctrica de un país, región o área. Este tema ha sido objeto de varios estudios los cuales se han analizado a través de metodologías, las cuales buscan evaluar a la seguridad del consumo eléctrico a fin de establecer herramientas para la toma de decisiones de la expansión del sistema eléctrico y precautelar un servicio con un adecuado nivel de calidad. Una de las metodologías de evaluación es la Rosa de Robustez la cual analiza la robustez del suministro eléctrico, en función de indicadores técnicos y económicos.

En el caso de Ecuador, la producción de energía eléctrica en los últimos años se ha expandido con la finalidad de abastecer la creciente demanda de energía, situación por la cual se han construido varias centrales de generación principalmente hidroeléctricas dada las condiciones geográficas del país, las cuales favorecen este tipo de tecnología de generación, así como unidades térmicas para conformar la diversidad en la generación de la matriz eléctrica. Para un sistema hidrotérmico la disponibilidad de energía depende de la continuidad de los caudales suministrado a las turbinas, como el caudal es dependiente de la estación climática de la región donde se ubica la central, esta característica hace necesaria la evaluación de ciertos aspectos del suministro eléctrico con la finalidad de determinar la robustez en el suministro eléctrico a través de la determinación de la diversidad de fuentes de generación, la energía firme de las centrales hidroeléctricas, las fuentes autóctonas, entendidas como las fuentes de producción de energía eléctrica en basándose en los recursos energéticos propios del país, los costos de operación e inversión requeridos para la expansión y el valor agregado del suministro eléctrico generado en la matriz productiva del país donde se encuentra la matriz eléctrica, estos aspectos transformados en indicadores y graficados adecuadamente determinan una distribución a la cual se la conoce como Rosa de Robustez que permite comparar la distribución entre diferentes matrices eléctricas.

Mediante la aplicación de la Rosa de Robustez en un período permite ver la evolución de cada indicador y su impacto en la robustez de la matriz eléctrica desde los ámbitos económico y técnico por los indicadores analizados. Con lo que se determina lineamientos para la política de inversión de la matriz eléctrica para mejorar la seguridad del suministro a mediano y largo plazo.

PRESENTACIÓN

En años anteriores el país ha atravesado por varios racionamientos de energía eléctrica originados principalmente por la falta de energía y la escasa o casi nula inversión en nuevas centrales de generación. Ante esto, en los últimos años el Ecuador ha dado un paso muy importante hacia el cambio de su matriz eléctrica con la construcción de nuevas centrales de generación entre hidroeléctricas y térmicas, con el objetivo de satisfacer una creciente demanda de energía; sin embargo, la energía entregada por centrales hidroeléctricas está condicionada por la variabilidad de los caudales afluentes a los embalses, y en el caso de las centrales térmicas por la disponibilidad del combustible y la disponibilidad de las unidades, frente a esto se hace necesario determinar el nivel de la seguridad del suministro eléctrico, a fin de evidenciar las características principales de la robustez del suministro eléctrico.

En el presente trabajo de titulación analiza el nivel de la seguridad del suministro eléctrico para el Sistema Nacional Interconectado del país para los años 2011-2015 a través de la metodología Rosa de Robustez.

En el primer capítulo se presentan los objetivos, el alcance el planteamiento del problema el cual justifica las condiciones que motivaron a la realización de este estudio técnico, también se explica en forma general algunas metodologías las cuales analizan la seguridad del suministro eléctrico, el concepto de seguridad del suministro eléctrico y la descripción de la matriz eléctrica de Ecuador

En el segundo capítulo se presenta el concepto de robustez del suministro eléctrico, la metodología de la Rosa de Robustez como herramienta de evaluación, los indicadores que conforman la Rosa de Robustez los cuales que son aplicables al sistema eléctrico de Ecuador.

En el tercer capítulo se determinan los indicadores aplicables a la matriz eléctrica del Ecuador en cada año del período 2011-2015, en base a estos indicadores se determina la Rosa de Robustez para cada año y a continuación se realiza su respectivo análisis anual, a su vez se compara la Rosa de Robustez de la matriz eléctrica del Ecuador con la matriz de Chile, la cual se basa en los planes de

expansión de cada país, finalmente se sugiere algunos lineamientos de políticas de inversión a fin de mejorar las características técnicas del SNI.

En el cuarto y último capítulo se presentará las conclusiones y recomendaciones del presente proyecto de titulación las cuales están basadas en todo el desarrollo del estudio.

A continuación, se detalla la bibliografía y los anexos en los cuales se sustentó la parte metodológica del proyecto de titulación.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es esencial para el desarrollo de toda sociedad contemporánea, la cual tiene como fin satisfacer las necesidades demandadas por las distintas actividades del ser humano, es decir, cuando se analiza el tema de energía eléctrica, implícitamente se trata el desarrollo tanto social y tecnológico, en este sentido es indispensable garantizar un nivel adecuado del suministro eléctrico, esta particularidad del sistema eléctrico de potencia requiere principalmente de la diversificación de la matriz eléctrica a través de fuentes de generación eléctrica ambientalmente sostenible, en función de la disponibilidad de las fuentes primarias de energía [1].

La seguridad energética busca garantizar la oferta apropiada de recursos energéticos a un costo razonable a fin de satisfacer las diferentes necesidades energéticas de la sociedad. Al ser la seguridad del suministro eléctrico una variable de análisis y la cual depende de la disponibilidad de las fuentes de generación con que cuente el sistema; esta se relaciona directamente con variables ambientales, técnicas y económicas, las cuales son inherentes al desarrollo de la matriz eléctrica de cada país [2].

Uno de los elementos principales que forma parte de la seguridad del suministro eléctrico es la denominada “robustez”, la cual tienen como fin el diseño de un sistema eléctrico con un adecuado nivel de adaptabilidad frente a circunstancias adversas que se presentan en el mismo; con el objetivo de reducir sus efectos. Es decir, un sistema robusto es el que tiene la capacidad de actuar de forma oportuna frente eventos perturbadores (desabastecimiento de recursos energéticos, fallas en la operación del sistema eléctrico, entre otros); la robustez está relacionada intrínsecamente con: el desarrollo de fuentes primarias las cuales son utilizadas para la generación de electricidad, la diversidad de fuentes en la generación, la firmeza de las fuentes de generación, las inversiones necesarias para el desarrollo de la matriz eléctrica, y la generación del valor agregado del sector eléctrico; razón por la cual resulta interesante analizar la robustez de un sistema eléctrico.

En el Ecuador mediante los planes de expansión del parque de generación eléctrica, se ha tratado de establecer un nivel adecuado en la seguridad del suministro eléctrico, lo cual se ha llevado a cabo mediante la inversión en la construcción de nuevas centrales de generación, las mismas que han sido principalmente de tipo renovable dada la riqueza de recursos hídricos con la que el país cuenta [3]. La matriz eléctrica del país al ser un sistema hidrotérmico de generación posee una característica estocástica dado por los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas, las cuales dependen directamente de la variabilidad y estacionalidad del clima; mientras que para el caso de la generación térmica su producción de energía es esta en función principalmente de la disponibilidad y accesibilidad en el abastecimiento de combustibles.

Con lo antes mencionado, es preciso analizar la seguridad del suministro eléctrico de Ecuador, siendo este el principal elemento dentro de la seguridad energética. Existen diversas herramientas de evaluación las cuales han sido desarrolladas por varios investigadores, las mismas buscan evaluar la seguridad del suministro eléctrico en términos cuantitativos y cualitativos; sin embargo, la herramienta de evaluación denominada Rosa de Robustez analiza las principales características de la seguridad del suministro en términos de indicadores, este análisis en conjunto de dichos indicadores determina la robustez del suministro eléctrico, de manera gráfica.

Con este preámbulo descrito, en este proyecto de titulación, se presenta la aplicación de la herramienta Rosa de Robustez al Sistema Nacional Interconectado, la misma que evalúa los parámetros más importantes de la seguridad del suministro eléctrico del Ecuador. En base a la disponibilidad y acceso a la información del sector eléctrico, el período de análisis es del año 2011 al año 2015.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La seguridad en el servicio eléctrico cada vez toma mayor relevancia para la estructuración de la matriz eléctrica de cada país. Dicha matriz conformada, tanto por la gestión de la demanda y por la definición de tecnologías de generación utilizadas. La composición del parque generador depende de las políticas

energéticas, impacto económico financiero y ambiental, los cuales deben ser analizados y monitoreados a través de indicadores.

Una de las metodologías que permite la evaluación del nivel de seguridad electroenergética de un sistema eléctrico de potencia es la denominada “Rosa de Robustez” la cual se constituye en una herramienta que determina el nivel de seguridad de expansión de un sistema eléctrico, a través de un análisis gráfico de indicadores eléctricos y económicos, que representan la capacidad y los recursos necesarios para contar con una adecuada infraestructura.

Por medio del procesamiento de información técnico-económica es posible obtener indicadores de un sistema eléctrico, los cuales permiten construir de manera gráfica la Rosa de Robustez. Este método de análisis de la seguridad del suministro eléctrico considerara: la diversidad de fuentes de generación eléctrica, el nivel de energía firme del sistema de generación, nivel de participación de las energías renovables, el nivel participación de las fuentes primarias en el SNI los montos de inversión del sector de generación y operación del SNI, y el impacto del sector eléctrico en el producto interno bruto del país, es decir, su valor agregado.

El desarrollo de nuevas centrales de generación en Ecuador se ha llevado a cabo con el objetivo de mantener las reservas de energía sobre el 10% sobre la demanda y la reserva de potencia sobre el 20%, sin incluir las interconexiones internacionales; en las figuras 1.1 y 1.2 se muestran los porcentajes tanto de reserva de energía como de potencia respectivamente, para un escenario seco, las cuales constan en el plan maestro de electrificación (2012-2021) para el período 2012-2015 [4]. Con esta apreciación del país, se establece que la seguridad de suministro eléctrico es tratada principalmente por el nivel de reserva con que cuenta el SNI, en este sentido se hace necesario determinar el nivel de seguridad del suministro eléctrico con aplicación de la metodología Rosa de Robustez.

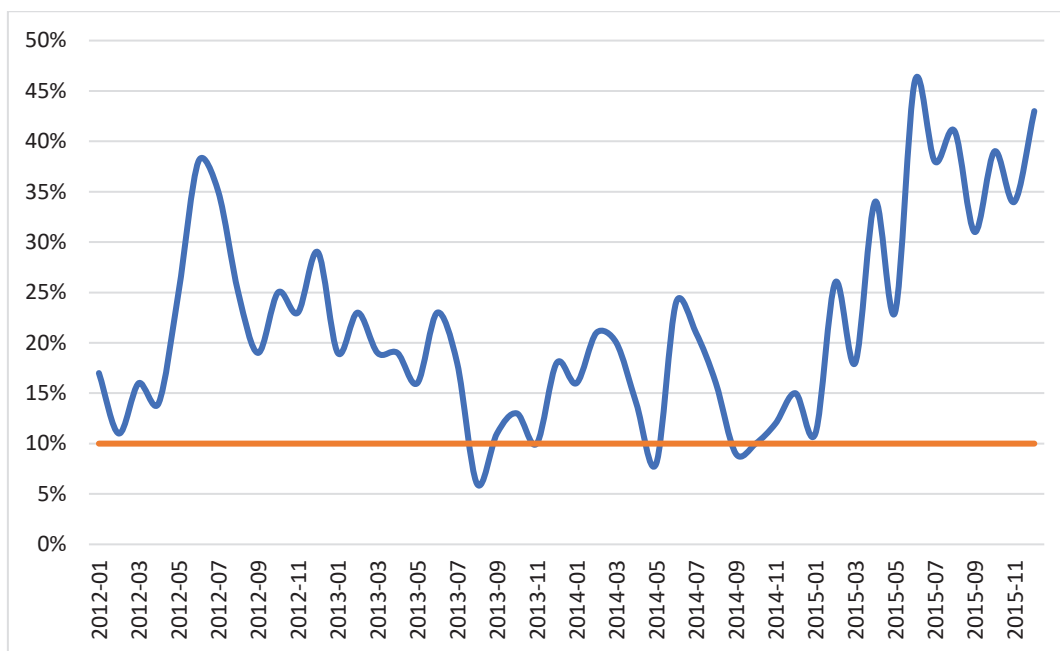


Figura 1.1 Porcentaje de reserva de energía en el período 2012-2015, [4]

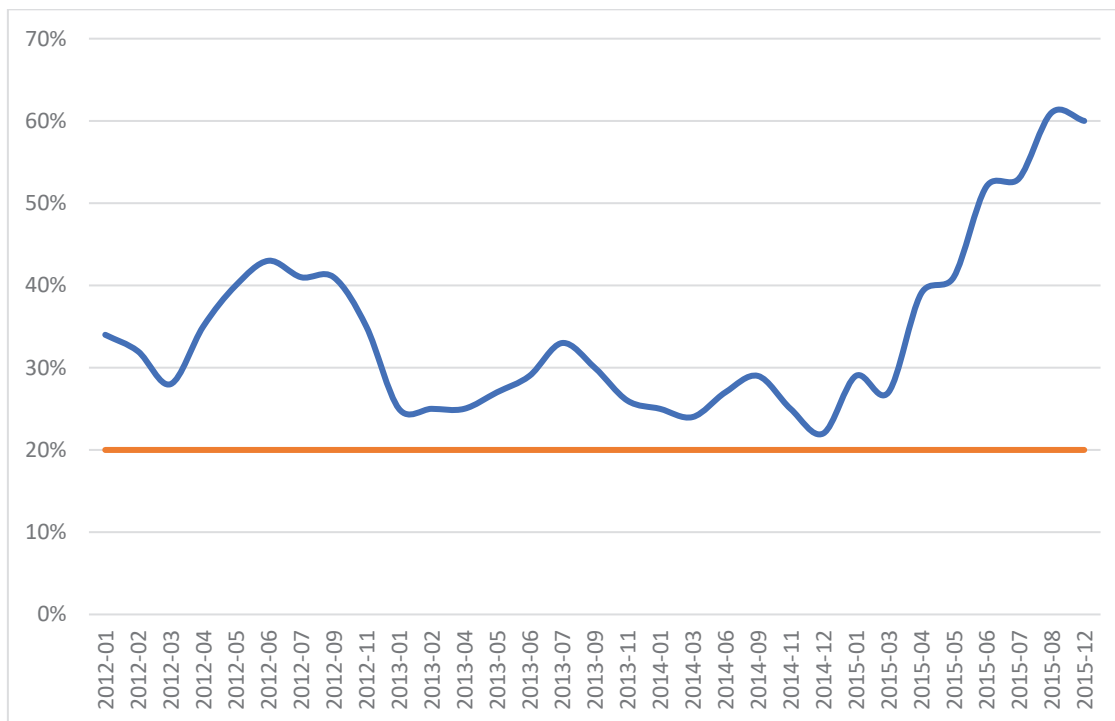


Figura 1.2 Porcentaje de reserva de potencia en el período, 2012-2015, [4]

1.2 ALCANCE

El alcance de este proyecto de titulación pretende determinar los siguientes puntos:

- Realizar una revisión bibliográfica acerca de la importancia de la seguridad del suministro eléctrico y su evaluación a través de indicadores.
- Establecer los indicadores energéticos aplicables a la realidad del país, los cuales evalúen el desarrollo de la seguridad energética en el país, en base a la información de acceso público de entidades del estado.
- Determinar del nivel de seguridad del suministro eléctrico a través de la herramienta metodológica Rosa de Robustez para los años 2011-2015, en base a la información disponible de acceso público de instituciones estatales.
- Determinar lineamientos de políticas de inversión en función todo el estudio realizado a fin de mejorar el nivel seguridad del suministro eléctrico de Ecuador.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Por medio del estudio de la Rosa de Robustez se estimará el nivel de seguridad energética del SNI analizando la matriz eléctrica del Ecuador, considerando características particulares como los tipos de generación, energía firme, indisponibilidad de las unidades de generación, costos de operación e inversión en la generación.

Países de la región como Chile y Uruguay han llevado adelante la aplicación de la metodología Rosa de Robustez. Así, la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay (DNETN) en el año 2007, estableció la metodología Rosa de Robustez a fin de establecer la robustez del suministro eléctrico a través de los planes de expansión. En este mismo año los investigadores Víctor Martínez y Juan Molina llevaron adelante la aplicación de esta metodología, determinando así la robustez del suministro eléctrico de Chile, esta aplicación tomó en consideración los planes de expansión y su situación actual, la Rosa de Robustez se implementó con los indicadores los indicadores: diversidad de fuentes, fuentes autóctonas, energía firme, valor presente de los costos y generación del valor agregado del

suministro eléctrico, los cuales mostraron un nivel adecuado de seguridad en el suministro eléctrico.

Bajo lo señalado, este trabajo de proyecto de titulación busca realizar una primera aproximación de la aplicación de la Rosa de Robustez para el período 2011-2015, a la Matriz eléctrica del país mediante el procesamiento de información disponible y de dominio público, se establecerá cinco indicadores económicos energéticos y se determinará si su distribución es comparable a la de los otros países de la región.

Mediante la aplicación esta metodología de análisis, se podrá determinar lineamientos de políticas de inversión a fin de mejorar las características técnicas y operativas de la matriz eléctrica del país.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Implementación de la metodología Rosa de Robustez al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador para el período 2011-2015.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar la teoría relativa a indicadores energéticos y económicos, y la metodología de la Rosa de Robustez.
- Recopilar la información de acceso público del sector eléctrico ecuatoriano.
- Determinar los indicadores energéticos aplicables a la matriz eléctrica del Ecuador.
- Estructurar la Rosa de Robustez del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador para el período 2011-2015.
- Analizar los resultados de la aplicación Rosa de Robustez y comparar con otro país de la región.
- Sugerir lineamientos de políticas de inversión que permitan mejorar las características técnicas y operativas de la matriz eléctrica del Ecuador.

1.5 SEGURIDAD ENERGÉTICA

El término seguridad energética está estrictamente relacionado con la mayoría de los países del mundo y principalmente con los países que no son autosuficientes de abastecer sus necesidades energéticas, por lo cual se ven en la necesidad de importar recursos energéticos de otros países, en el ámbito internacional los precios de: petróleo, carbón, gas natural y otros recursos energéticos varían constantemente, debido a situaciones geopolíticas; lo que hace complicado pronosticar el valor a futuro del recurso; adicional a esto, se suma el incremento emisiones de gases de efecto invernadero (CH₄, CO₂, entre otros) siendo el sector eléctrico uno de los más importantes emisores de estos gases.

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) define a la seguridad energética como "El acceso conveniente y confiable a los combustibles y los servicios de energía, que incluye el abastecimiento de recursos, la reducción de la dependencia de las Importaciones, la reducción de las políticas medioambientales, la competencia y la eficiencia del mercado, una mayor dependencia de los recursos energéticos propios y sustentables, y que los servicios de energía eléctrica sean accesibles y compartidos equilibradamente [5].

En la Figura 1.3 se aprecia a la seguridad energética como el equilibrio entre tres aspectos científicos que son: la Economía, la Ecología y la Energía, estos aspectos son tratados por cada país de forma particular en función de las características realidades propias de cada país.

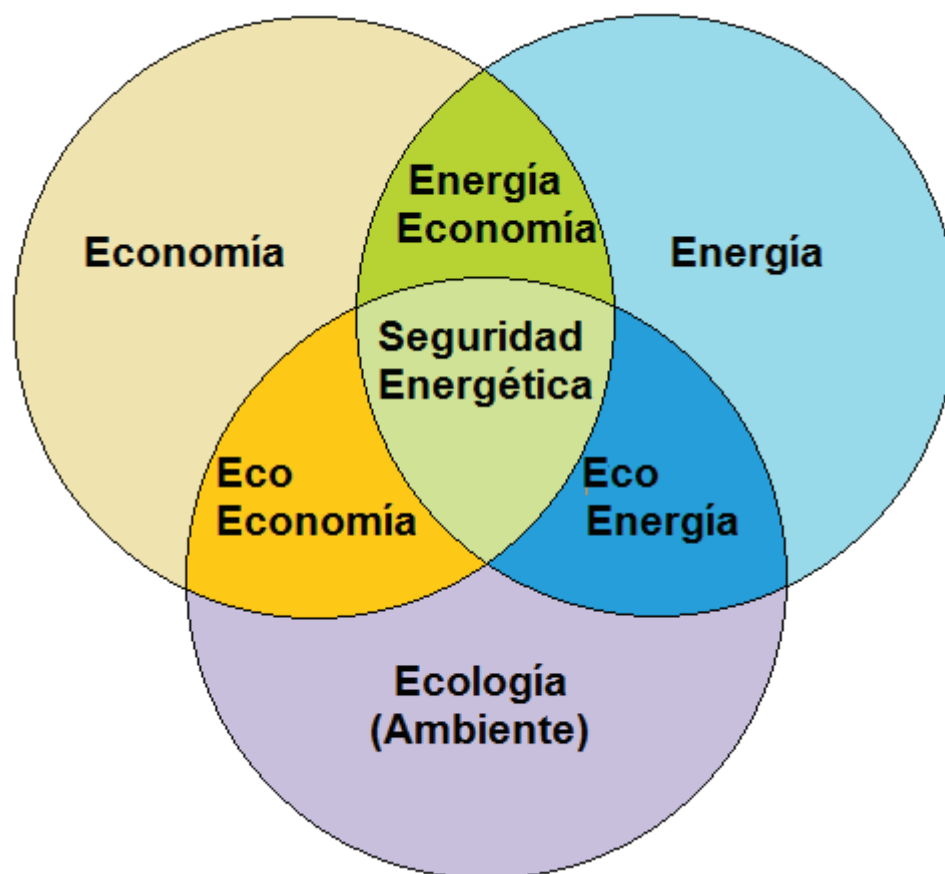


Figura 1.3 Equilibrio de la Seguridad Energética, [6]

Gonzalo Escribano en su investigación denominada “*Seguridad Energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*”, indica, que el tema de seguridad energética al ser un concepto amplio y complejo abarca varias dimensiones, siendo las más importantes: la seguridad del suministro (eléctrico e hidrocarburífero), seguridad ambiental, seguridad física de las instalaciones, y seguridad social entendiendo esta última como la energía coadyuva al desarrollo armónico de las distintas actividades de la sociedad [7].

Por lo indicado, la seguridad energética al tratar varios ámbitos es un tema complejo por las diferentes interacciones, por lo cual cada dimensión mencionada, toma en consideración las siguientes características de la seguridad energética:

- El tiempo: la seguridad energética a corto plazo estudia la capacidad del sistema energético para reaccionar de manera oportuna frente a cambios en la oferta y demanda de recursos energéticos, en cambio la de largo plazo

estudia las inversiones que se deben hacer de manera oportuna en función de la factibilidad económica tomado en consideración la parte ambiental.

- Fuentes de energía: analiza la disponibilidad de fuentes de energía (petróleo, energías renovables, carbón, gas natural, entre otros) tomando en consideración su riqueza, utilización y el impacto ambiental que estas ocasionan.
- Infraestructura transformadora: trata de la transformación de las fuentes primarias de energía a energía eléctrica o combustibles por ejemplo la refinación de hidrocarburos para obtener (gasolina, diésel, gas licuado, entre otros) o la transformación de energía mecánica del caudal de un río para obtener energía eléctrica.
- Infraestructura de transporte: esta está compuesta por todos los medios los cuales transportan energía en sus diferentes formas desde la fuente de generación hacia el consumidor final, las mismas que son: tuberías, redes de transmisión de electricidad, puertos de envío y recepción de recursos energéticos, entre otros.
- Geopolítica: trata de las decisiones que toman los países en el tema energético, al coexistir varios países en el mundo y con la interdependencia que existe entre algunas naciones, hace que las decisiones que tomen algunos países afecten positiva o negativamente a otros países.

Así, mediante la seguridad energética que busca alcanzar cada país, en el fondo se busca determinar lineamientos para la abastecer de energía eléctrica, siendo los principales:

- Seguridad y confiabilidad de fuentes de energía.
- Minimización de las importaciones de recursos energéticos.
- Desarrollo tecnológico del país.
- Formas de protección frente a interrupciones en el suministro energético.
- Protección a cambios bruscos de precios de recursos energéticos.
- Diversidad de tecnologías y fuentes de energía.
- Dependencia internacional de energía.
- Sostenibilidad ambiental.

Estos aspectos son abordados mediante políticas energéticas que cada país toma a fin de precautelar, el desarrollo para cada nación [8].

1.6 SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Garantizar el suministro eléctrico, es un desafío cada vez más alto para la ingeniería debido al desarrollo de nuevas formas de consumo y a la manera exponencial del mismo para los países desarrollados y más aún para los países en vías de desarrollo, ya que por los efectos de las interrupciones prolongadas a causa de contingencias son devastadoras para la economía de todo país.

La seguridad del suministro eléctrico se define como la capacidad que posee el sistema eléctrico para ofrecer a los diferentes beneficiarios un servicio de energía, con un nivel aceptable de continuidad, calidad y a un costo razonable, de forma sostenible. Así la seguridad de suministro debe buscar de manera dinámica una nueva manera de garantizar el servicio al menos a mediano plazo, con la finalidad de alcanzar la operación fiable del sistema eléctrico mediante el uso adecuado de la infraestructura existente (centrales de generación, sistema de transmisión y sistema de distribución) y disponible que permita al sistema responder oportuna y adecuadamente frente a fallas que pueda presentarse de los elementos que lo conforman; y desbalances entre la oferta y la demanda [9].

Asegurar suministro eléctrico, es un tema de especial relevancia en los últimos años, principalmente para adecuar la gestión de la parte técnica, operativa, financiera y económica del sector eléctrico. Cada país desarrolla de una manera particular la planificación de la expansión, pronóstico de demanda (a fin de cumplir las metas de las políticas energéticas, obtenidas en base al nivel de acceso de los recursos renovables y no renovables de cada país), parámetros incluidos en los modelos económicos a través de los cuales se determina el impacto económico del uso de combustibles fósiles [9].

1.6.1 FACTORES PRINCIPALES QUE DEFINEN LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Javier de Quinto en el estudio denominado “*Seguridad de Suministro: Un Valor en Alza para la Política Energética y en la Política de Seguridad Nacional*” define los

siguientes factores principales como los que establecen el nivel de seguridad energética de un país o región [10]. Cabe destacar que estos factores están acondicionados a los siguientes temas: económicos, ambientales, políticos, geográficos, tecnológicos y sociales, los cuales son determinados por la realidad cada país.

1.6.1.1 Diversificación de las Fuentes Primarias de Energía

Este factor analiza los diferentes tipos de combustible que utiliza un país o región, con fines de generación eléctrica. Los países que proveen dicho combustible y las rutas de transporte del suministro; el cual define que a mayor diversidad de fuentes de energía en la matriz eléctrica es menor el riesgo de desabastecimiento.

1.6.1.2 Diversificación de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica

Esta en función de los diferentes tipos de generación que posea un país, así una mayor variedad de tecnologías de generación disminuye el riesgo de fallas del suministro eléctrico por perturbaciones que se pueden presentar en un sistema de generación.

1.6.1.3 Aumento de Fuentes de Energía Autóctonas

Una matriz eléctrica busca expandir el parque de generación eléctrica en función de las fuentes de energía disponibles en el territorio nacional o en zonas fuera del territorio en las cuales se tenga el acceso preferencial y prioritario a la fuente de energía.

1.6.1.4 Fomento del Ahorro Energético y la Eficiencia

Incentivar a todos los sectores productivos a un uso racional y eficiente de energía, esto da como resultado una reducción del riesgo de falla del suministro eléctrico.

1.6.1.5 Almacenamiento y Uso Eficiente de las Reservas de Energía

Cada país adecua la infraestructura energética la cual permite mantener una reserva de la energía primaria (agua y combustibles fósiles) a fin de reducir el riesgo de contingencias en el suministro eléctrico, con el objetivo de enfrentar por un lado la variabilidad de los precios y por otras situaciones geopolíticas. La reserva de energía primaria de combustibles fósiles reduce las posibles contingencias en el

suministro eléctrico frente a los posibles inconvenientes en la compra de combustibles.

1.6.1.6 Interconexión del Sistema Eléctrico con Otros Sistemas Energéticos

Contar con infraestructura en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica o de otros sistemas energéticos adyacentes (gas, derivados de petróleo, entre otros), para acceder de manera solidaria y con claros acuerdos operativos a fuentes de energía para solventar situaciones puntuales ayudan a disminuir el impacto de las contingencias por interrupciones en la infraestructura de generación.

1.6.1.7 Otros Factores

Se considera factores como: política exterior, acuerdos tecnológicos e industriales en el país, tratados y convenios internacionales, entre otros, afectarán a algunos de los factores de la seguridad de suministro eléctrico mencionados anteriormente.

1.6.2 METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Una metodología es un conjunto de procedimientos sistemáticos, utilizados para determinar uno o más objetivos de una investigación científica, este término está relacionado estrictamente en el campo de la ciencia, y sus diferentes ramas de investigación, en el caso particular de este estudio técnico, el cual analiza la seguridad del suministro eléctrico, el desarrollo de metodologías que evalúen la seguridad del suministro eléctrico es un tema de constante debate e investigación, varios investigadores han formulado diversas metodologías para la evaluación de la seguridad del suministro eléctrico. Los investigadores Fredy Saravia y Dheybi Cervan determinan la seguridad suministro eléctrico a través de indicadores e índices los cuales son obtenidos a través de un análisis de diversas variables como son eléctrica (producción, importación, exportación y demanda), económicas (producto interno bruto, costos de producción y operación) y variables sociales (acceso a la energía y calidad del servicio) [11].

Las metodologías que buscan valorar la seguridad del suministro eléctrico se basan en el estudio del crecimiento de la demanda y de las fuentes de generación en el sector eléctrico, por lo habitual muestran dos alternativas de análisis. El primer

análisis es cualitativo, donde la base principal es la ponderación a través de listas de chequeo lo cual facilita el establecimiento del nexo entre suministro y demanda del sector eléctrico, mientras que el segundo tipo de análisis, se lo realiza a través de indicadores en base a información cuantitativa lo cual ayuda a establecer en nivel de desarrollo del suministro eléctrico en función de la energía firme, la diversidad de fuentes y potencia [12].

En la figura 1.4 se visualiza algunos de los indicadores más importantes los cuales son obtenidos a través de diferentes metodologías las mismas que toman en consideración variables técnicas, económicas y ambientales.

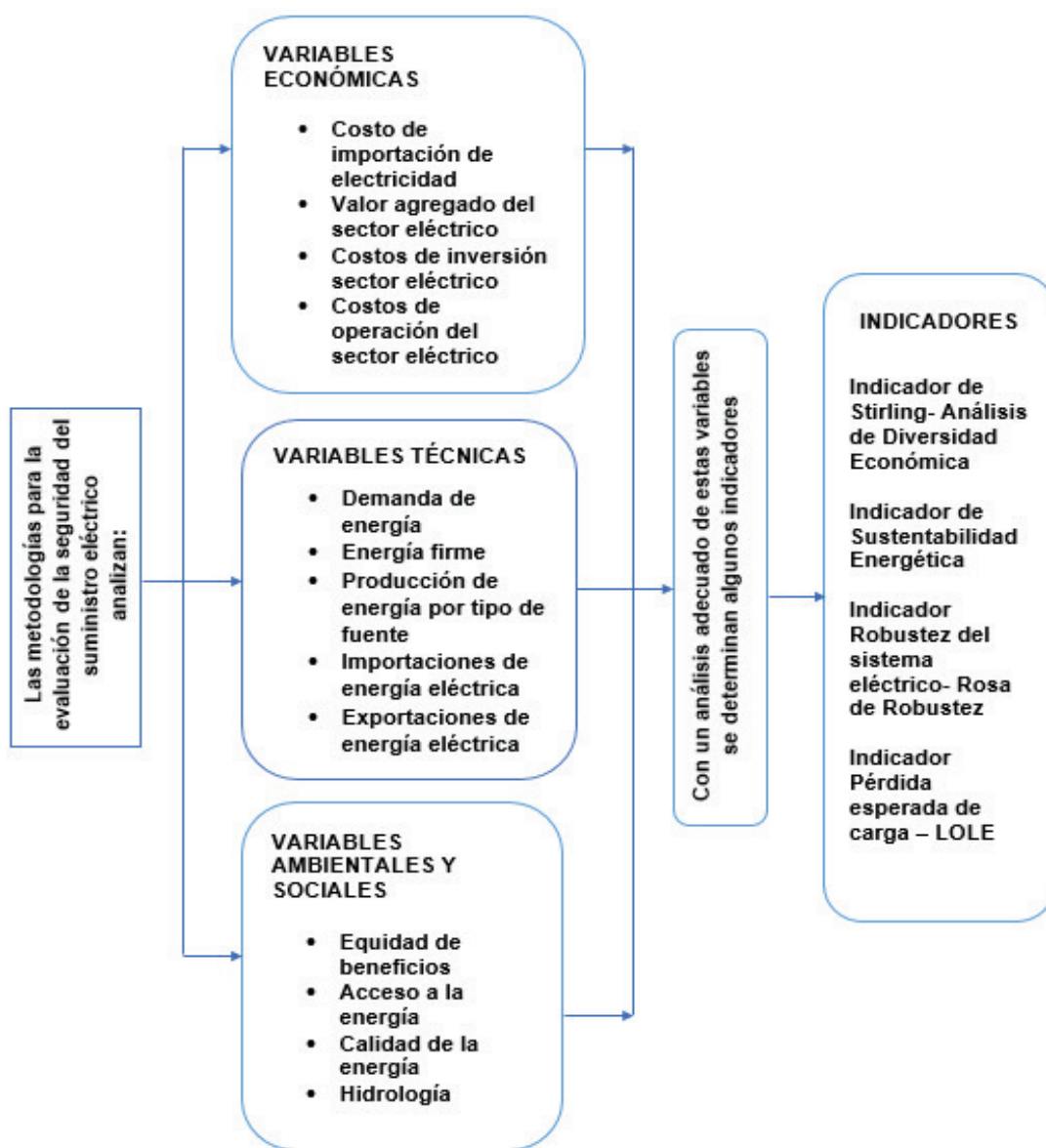


Figura 1.4 Determinación de indicadores del suministro eléctrico

Autor: Luis Romero, en base a la información de [12]

Cabe destacar que, dentro de los indicadores mencionados en la Figura 1.4, el indicador Rosa de Robustez del sistema eléctrico, es el que mejor describe a la seguridad del suministro eléctrico, debido a que analiza de manera gráfica indicadores de naturaleza económica y técnica, lo que hace de esta metodología sea adecuada para la aplicación en la realidad de la matriz eléctrica de un país.

1.7 DESCRIPCION DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DE ECUADOR

El término matriz eléctrica describe de forma cuantitativa a las tecnologías de generación de energía eléctrica que un país o región posee, el desarrollo adecuado de una matriz eléctrica obedece a los recursos que el país posea, entre estos están los recursos: tecnológicos, económicos, renovables y no renovables, entre otros; así como también de las políticas sectoriales e intersectoriales que se planteen en el país o región, con el objetivo principal de garantizar el suministro eléctrico a todos los actores de la sociedad para que sea utilizada en todos los procesos productivos de dicha región [13]. El estudio de la matriz eléctrica es de vital importancia para planificar de forma adecuada el desarrollo de las diferentes etapas de un sistema eléctrico de potencia, es decir la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica para el abastecimiento de todos los consumidores de un país (incluye los sistemas interconectados y las islas) como se visualiza en la Figura 1.5.

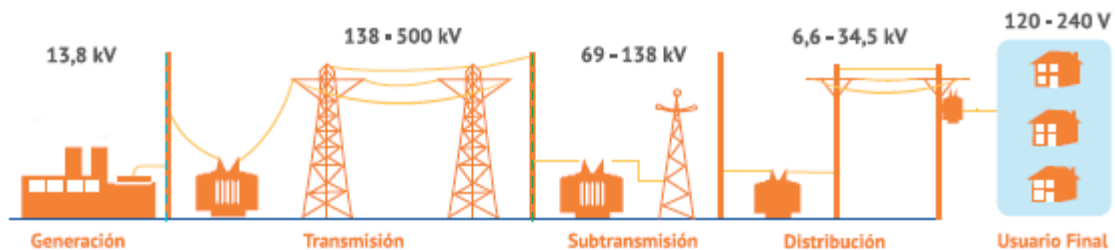


Figura 1.5 Cadena de Producción de Energía Eléctrica, [14]

Para el caso de Ecuador, el desarrollo de la matriz eléctrica ha sido determinado principalmente por la generación térmica y la generación hidroeléctrica, por lo cual el sistema de generación del país es un sistema de generación hidrotérmico. La generación de energía eléctrica de un sistema hidrotérmico está determinada por la coordinación óptima de las centrales hidroeléctricas y térmicas.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, estas dependen del ciclo hidrológico de los caudales afluentes del sitio donde se encuentren instaladas, para el Ecuador dada las condiciones geográficas en la que se ubica el país y los recursos hídricos (vertiente del Amazonas y vertiente del Pacífico) que posee, ha sido factible la construcción y operación de diferentes centrales hidroeléctricas, principalmente en la vertiente del Amazonas.

La energía mecánica (cinética y/o potencial gravitacional) del agua mueve a una turbina acoplada mecánicamente a un generador y a través de este proceso se logra obtener energía eléctrica tal como se observa en la Figura 1.6, sin embargo, la producción de energía para este tipo de generación está determinada por la condición estocástica de los afluentes de agua hacia las centrales hidroeléctricas (pasada o embalse), razón por esta característica debe ser tratada rigurosamente dentro de los planes de expansión del sistema eléctrico ecuatoriano.

Las centrales hidroeléctricas más representativas que tiene el país: Paute Molino de 1100 MW, Mazar de 160 MW, San Francisco de 230 MW, Agoyán de 156 MW, Pucará de 73 MW y Coca Codo Sinclair de 1500 MW, estas centrales son alimentadas por la vertiente del Amazonas, mientras que la central Marcel Laniado de 213 MW y el proyecto multipropósito Baba de 42 MW están alimentadas por la vertiente del Pacífico.

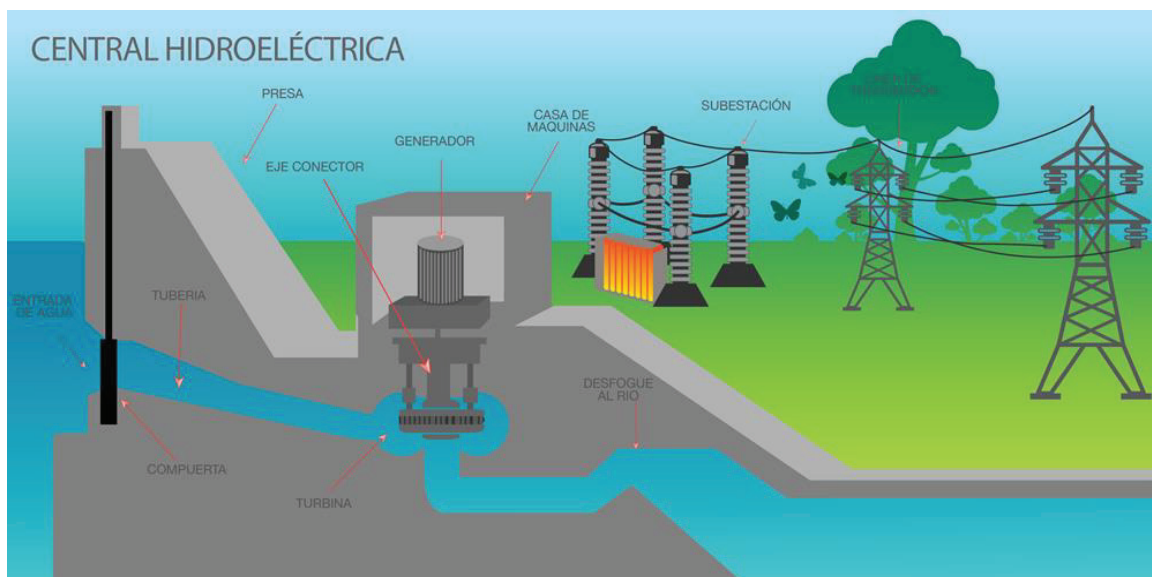


Figura 1.6 Proceso de producción de una central hidroeléctrica, [15]

En el caso de las centrales térmicas la operación de estas centrales está determinada principalmente por algún tipo de combustible (fueloil, diésel, nafta, residuo, GLP, entre otros) la energía eléctrica es producida a través de la energía mecánica la cual es producida por efecto de vapor o por la combustión de algún combustible dentro de la turbina.

En el Ecuador operan los siguientes tipos de centrales térmicas: turbovapor, turbogas, y combustión interna.

En la Figura 1.7 se visualiza la producción de energía de una central térmica de turbo vapor.

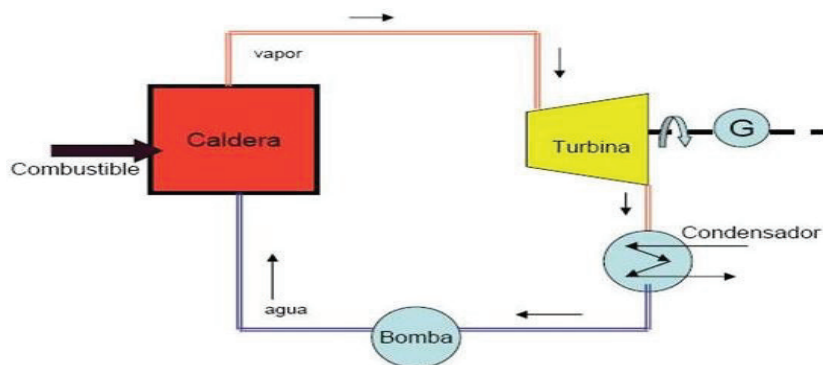


Figura 1.7 Esquema de una central térmica de turbovapor, [16]

En la Figura 1.8 se visualiza la producción de energía de una central térmica de turbo gas.

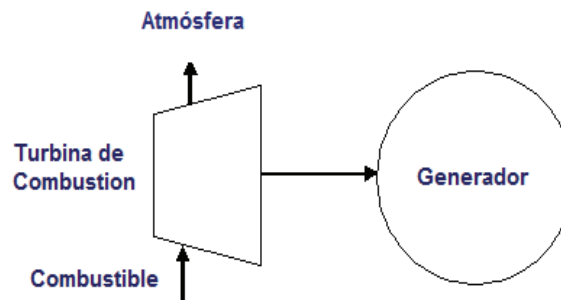


Figura 1.8 Esquema de una central térmica turbogas, [17]

En la Figura 1.9 se visualiza la producción de energía de una central térmica de combustión interna.

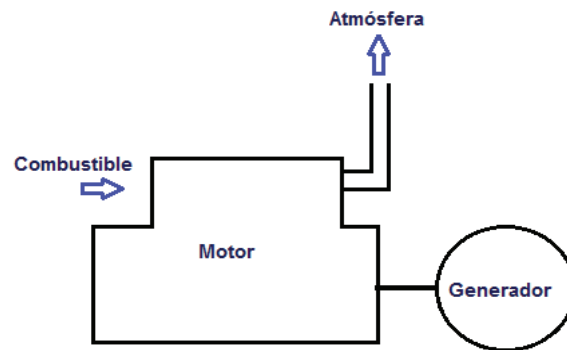


Figura 1.9 Esquema de una central térmica de combustión interna, [17]

Con este preámbulo de una matriz eléctrica, a continuación, se describe a la matriz eléctrica de Ecuador tomando en consideración los antecedentes que conllevaron a la puesta en marcha de los proyectos emblemáticos de generación.

1.7.1 ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR

El ex-Instituto Nacional de Electrificación (ex - INECEL) era el ente encargado de la planificación operación y control del sistema nacional interconectado entre los años 1970 -1990, este instituto se encargó de la implementación de centrales hidroeléctricas, térmicas, sistemas de transmisión y distribución en el Ecuador. Sin embargo, en los años 90s el sistema eléctrico de Ecuador empezó a tener problemas en el tema de seguridad del suministro eléctrico debido a poca inversión en nuevas centrales de generación, a la falta de mantenimientos de las centrales ya existentes y a la administración técnica económica del ex – INECEL.

En febrero de 1991 se producen racionamientos de energía eléctrica en todo el país debido a la reducción de los caudales de los afluentes a la central Molino, a inicios del año 1992 debido a la reducción de producción de energía de las centrales: Agoyán, Molino, Pucara el estado tomó como medida de seguridad energética, la interrupción del servicio eléctrico por dos horas diarias. En mayo de 1993 se produjo un deslizamiento en el tramo superior de la cuenca del río Paute lo que ocasiono la imposibilidad de generar energía a través de la central Molino, ocasionando racionamientos a nivel nacional. Además de esto, en los años siguientes continuaron los racionamientos de electricidad debido principalmente a la falta de inversión en la infraestructura del sistema nacional interconectado y falta de análisis adecuado de estos eventos para poder preverlos [18].

La última crisis energética tuvo lugar en el año 2009, debido a la reducción crítica de los caudales afluentes a centra Paute Molino y a la reducción de la importación de electricidad por parte de Colombia, esto desembocó a que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable tome la decisión de racionalizar la energía eléctrica en todo el país a finales del 2009 e inicios del 2010 con el objetivo de proteger el Sistema Nacional Interconectado a fin de evitar su colapso [19].

Estos acontecimientos descritos evidenciaron la vulnerabilidad del sistema nacional Interconectado en períodos de estiaje, ocasionando un desbalance entre la oferta de generación y el consumo de energía eléctrica principalmente por:

- Falta de inversión en nuevas centrales de generación.
- Falta de un marco regulatorio que incentive a la inversión.
- Un sistema no apto para enfrentar condiciones extremas por falta de lluvias.
- Dependencia energética por otros países.

Lo que demandó la necesidad de plantearse alternativas que permita mejorar la seguridad del suministro para una demanda de energía cada vez más creciente.

1.7.2 SITUACIÓN DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO ECUATORIANO EN EL PERÍODO 2011-2015

El sistema eléctrico de ha atravesado por varios desabastecimientos de energía eléctrica, producidos por varios factores entre los cuales están: indisponibilidad o falta de unidades de generación, escases de energía primaria en períodos de estiaje ocasionando problemas al parque generador hidroeléctrico, desabastecimiento de combustibles causando problemas al parque generador térmico, y los mantenimientos continuos de las unidades de generación en las horas de máxima demanda. Estas condiciones, permitieron establecer las debilidades estructurales y metodológicas del sector eléctrico, lo que conllevó a un cambio en de la planificación sectorial a una planificación integral, basándose en los criterios de la constitución de Montecristi del año 2008 y el Plan Nacional del Buen Vivir (2009-2013).

Ante estas particularidades, el estado se vio en la necesidad de planificar e invertir en nuevos proyectos de generación, a fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a corto y mediano plazo.

Es por esta razón que se aprovechó la capacidad de las fuentes renovables de energía, especialmente el tipo hídrico; cuyo aprovechamiento técnico y económico es aproximadamente los 22 000 MW [20]. Mediante la planificación y construcción de 14 centrales hidroeléctricas de las cuales 8 de ellas fueron ejecutadas desde el año 2011 de forma paralela. Entre los proyectos más importantes se destacan los mencionados en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Proyectos de Generación Emblemáticos, [20] y [21]

Proyecto	Ubicación	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso	Monto de Inversión Estimado (mm\$)
Multipropósito Baba	Los Ríos	42	Junio 2013	492,63
Villonaco	Loja	16,5	Enero 2013	41,81
Coca Codo Sinclair	Entre Sucumbíos y Napo	1500	Abril 2016	2.245,0
Sopladora	Entre Azuay y Morona Santiago	487	Julio 2016	730
Toachi Pilatón	Entre Pichincha, Sto. Domingo y Cotopaxi	253	Avance físico 95% (marzo 2017)	528
Minas San Francisco	Azuay	275	Avance físico 94% (marzo 2017)	508,8
Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	115	Avance físico 82% (marzo 2017)	215,8
Mazar Dudas	Cañar	21	Avance físico 87% (marzo 2017)	51,2
Quijos	Napo	50	Avance físico 47 % (marzo 2017)	118,21
Manduriacu	Entre Pichincha e Imbabura	60	Marzo 2015	132,9

Con la operación de estos proyectos de generación la matriz eléctrica busca satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica, de manera soberana energéticamente y reducir de manera considerable las emisiones de CO₂ hacia el ambiente por la reducción de las unidades térmicas.

Cabe mencionar que la generación térmica también tuvo un papel importante en cubrir la demanda creciente de energía a corto plazo, en la Tabla 1.2 se visualiza la evolución de la potencia nominal por tipo de generación para los años del período 2011-2015, en la cual se observa que hubo un notable aumento en la generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica [22]. La matriz eléctrica presenta una alta participación de centrales hidroeléctricas y térmicas, por lo cual se considera a la matriz eléctrica como un sistema de generación hidrotérmico.

Tabla 1.2 Evolución de la Potencia Nominal por Tipo de Generación (MW), [22]

Año	Hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Fotovoltaica	Térmica	Total
2011	2.234,41	101,30	2,40	0,04	2.843,08	5.181,23
2012	2.263,89	101,30	2,40	0,08	3.086,73	5.454,40
2013	2.263,89	101,30	18,90	3,90	3.108,23	5.496,22
2014	2.248,09	144,30	21,15	26,41	3.291,58	5.731,53
2015	2.407,61	144,30	21,15	25,54	3.406,38	6.004,98

En la Tabla 1.3 se observa que la potencia instalada a tiene una tendencia creciente esto dio como resultado una mayor disponibilidad de potencia, tomando en consideración la indisponibilidad que se presentó en los años 2011-2015.

Tabla 1.3 Disponibilidad e Indisponibilidad de Potencia [22] y [23]

Año	Potencia Disponible Instalada (MW)	Potencia Indisponible Promedio (MW)	Porcentaje de potencia indisponible
2011	5.181,23	914,33	18%
2012	5.454,40	807,51	15%
2013	5.496,22	761,33	14%
2014	5.731,53	733,41	13%
2015	6.004,98	833,67	14%

En la Figura 1.10 se observa el porcentaje de participación de potencia instalada por cada tipo de tecnología de generación en los años 2011-2015.

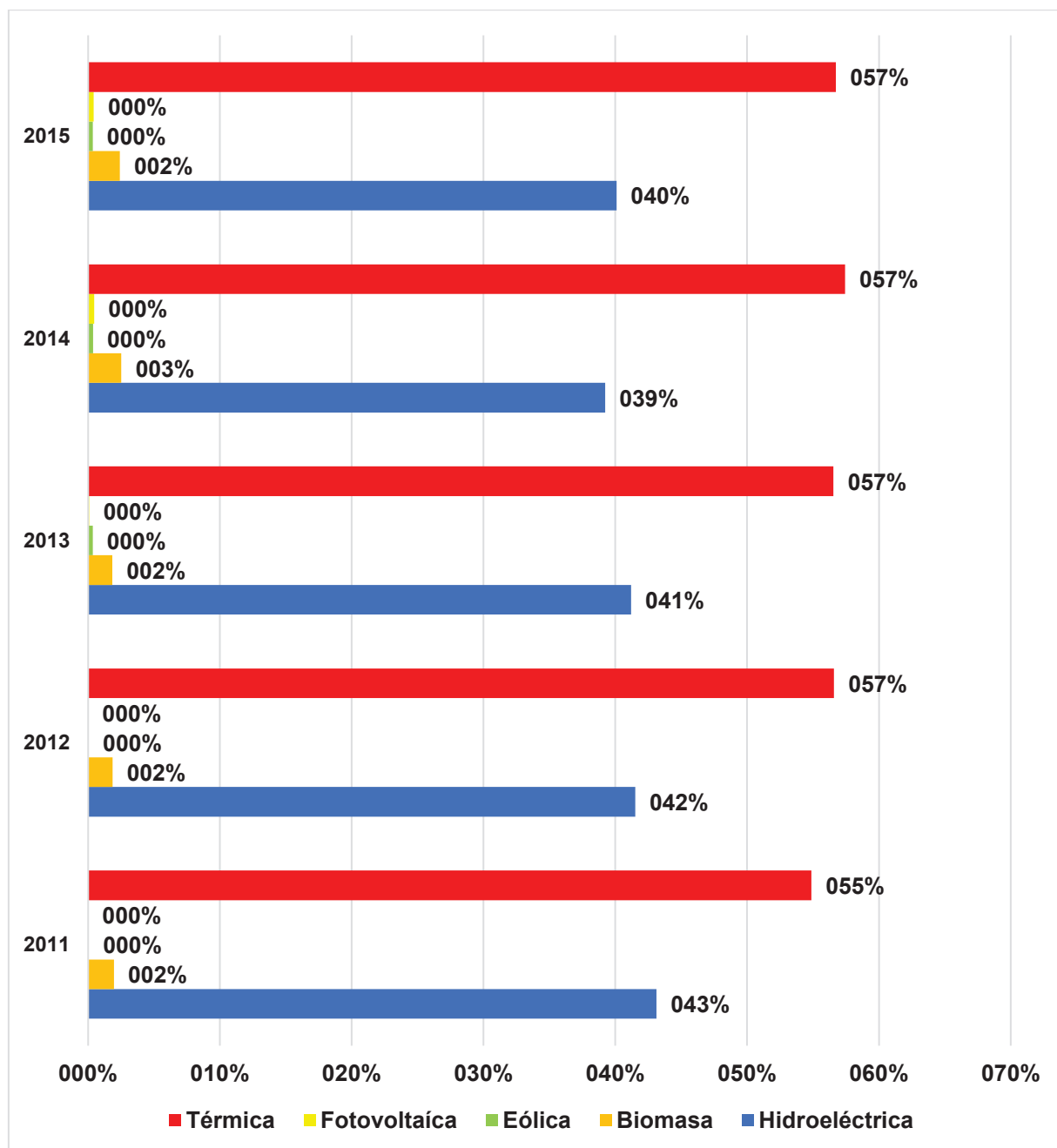


Figura 1.10 Porcentaje de Potencia Nominal Multianual

Autor: Luis Romero, en base a la información de [22]

La seguridad del suministro eléctrico ha sido un tema nuevo para la matriz eléctrica del país; el cual ha sido tomado en consideración dentro de los planes de expansión de los últimos años, sin embargo, este tema no ha sido tratado de manera puntual dado que es necesario un análisis todas las variables mencionadas anteriormente las cuales definen estrictamente el nivel la seguridad del suministro en todos sus aspectos (técnicos económicos, sociales, ambientales y políticos).

CAPÍTULO 2

HERRAMIENTA METODOLÓGICA ROSA DE ROBUSTEZ

En este capítulo se presenta la metodología, sus características sus elementos y demás definiciones que permiten desarrollar la herramienta con la cual analizar la robustez de una matriz eléctrica la cual se aplica a casos establecidos en el presente proyecto de titulación.

2.1 DEFINICIÓN DE UN INDICADOR

Un indicador es un valor, el cual resume la condición de alguna situación o característica en particular de algún tema determinado, definido para un período de espacio-tiempo. Comúnmente, se constituye en un dato estadístico (que representa la relación o interrelación de las variables) el mismo busca condensar la información que se presenta en base a diferentes mediciones que afectan al fenómeno que se desee analizar [24].

Como una de las características principales de un indicador, es permitir evaluar situaciones en diferentes períodos de tiempo, de las cuales se desea comparar y así, determinar la evolución y analizar posibles tendencias del fenómeno. Mediante un indicador se logra simplificar al máximo la información obtenida del problema a analizar, es decir; la bondad del indicador está definida por la fiabilidad y calidad de los datos; y un conjunto de indicadores en un período de tiempo permite observar la evolución del problema. Por consiguiente, éste toma un valor importante como una herramienta de análisis y toma de decisiones.

Según [25], un indicador se caracteriza por ser:

- Claro, representativo y explicativo por sí solo.
- Su obtención no debe ser demasiado complejo.
- Los datos usados para su elaboración deben ser fácilmente accesibles.
- Aportan una información útil sobre el fenómeno que se quiere medir.
- Son específicos en la información que proporciona en un tema determinado.
- Son sensibles a los cambios de los datos de entrada lo cual permite identificar características particulares en cada análisis.

A más de estas características mencionadas, se debe tomar en cuenta, que un indicador puede evaluar la acción de uno o más elementos del estudio en cuestión. Sin embargo, para un acertado análisis se debe ser lo más puntual posible en la obtención de un indicador, de esta forma se puede analizar mejor el tema en análisis.

Siendo el tema de este proyecto de titulación; la evaluación seguridad del suministro eléctrico, y como se describe en el Capítulo 1, existe varios indicadores que evalúan la seguridad del suministro eléctrico; es interesante agrupar algunos de ellos por medio de una herramienta metodológica con la finalidad de analizar las características técnicas y económicas que componen la seguridad del abastecimiento eléctrico, característica intrínseca de la Rosa de Robustez detallada a continuación.

2.2 DEFINICIÓN DE LA ROBUSTEZ DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

En la toma de decisiones para un adecuado nivel de seguridad del suministro eléctrico, se toma en cuenta un gran número variables (sociales, políticas, geográficas, económicas, financieras, energéticas, entre otras) sean cualitativas o cuantitativas; las cuales, están en constante cambio debido a varios procesos, como: políticos, tecnológicos, climáticos, globalización entre otros. Con lo mencionado, la Robustez de un sistema eléctrico busca mejorar el nivel de adaptabilidad de las variables externas e internas del sistema en análisis, reduciendo los efectos negativos que se pueden producir en el entorno. [26]

La robustez de un sistema está relacionada directamente con las siguientes características de un sistema energético [26]:

- El grado de producción de las reservas energéticas inherentes a la realidad del país.
- Las fuentes primarias que posee el país o región.
- La diversidad de fuentes primarias de energía que se utilizan.
- La obtención del valor agregado la cual está inmersa en la producción de la energía eléctrica.

- Los costos de inversión y explotación en el proceso de obtención de energía eléctrica.

Asimismo, se menciona otras variables las cuales están incluidas tácitamente en las características mencionadas en la parte anterior, como: integración social del país, descentralización y desconcentración de fuentes de generación de energía, autogestión por ente generador, manejo y generación de tecnología a nivel nacional, entre otros.

La Robustez de un sistema eléctrico implica el análisis de varios planos (técnico - operativo - económico) para que la matriz eléctrica a mediano y largo plazo, incremente la energía firme, disponibilidad alcanzando la autarquía [26].

En consecuencia, la robustez de un sistema eléctrico toma en cuenta múltiples dimensiones; las cuales, no son fáciles de evaluar y más aun no se puede minimizar a un sólo indicador o evidenciar apropiadamente con el análisis de índices.

Para obtener un sistema eléctrico robusto hace necesario el trabajo coordinado de un amplio número de instituciones, a través del análisis de la mayor cantidad de información posible la cual permita observar las diferentes características descritas anteriormente, todo ello con el objetivo de ampliar la información de los recursos utilizados en la cadena de producción/demanda. Con una adecuada disposición de información histórica y tomando en consideración la infraestructura actual permite determinar el requerimiento de recursos (energéticos, infraestructura, humanos, etc.) a fin de reducir el nivel de incertidumbre sobre la seguridad del suministro eléctrico. En el caso de las variables de difícil pronóstico como la hidrología, irradiación solar, velocidad del viento, disponibilidad de la infraestructura, precios de los combustibles fósiles, entre otros; demanda el establecimiento de varios escenarios y diversas situaciones con el fin de reducir el riesgo a mediano y largo plazo [26].

2.3 METODOLOGÍA ROSA DE ROBUSTEZ

En esta sección se presenta la descripción de la metodología Rosa de Robustez como herramienta de evaluación de la seguridad del suministro eléctrico, así como

los indicadores que son aplicables para una matriz eléctrica, en el caso del estudio será la del Ecuador mediante los cuales se describe la robustez en el abastecimiento eléctrico del país.

2.3.1 DEFINICIÓN

En el año 2006, el Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (MIEM) planteó el objetivo de estructurar un sistema de aseguramiento de energía al menor costo posible (seguridad suministro eléctrico) el cual se enmarca en los lineamientos de políticas energéticas. Como parte de las propuestas para llevar a cabo este objetivo se desarrolló una propuesta metodológica; la cual, sugiere la utilización de indicadores de desempeño en el tema energético, estos también llamados indicadores de robustez de un sistema eléctrico y así ayuden al análisis y toma de decisiones acerca del nivel de seguridad del suministro eléctrico [27].

La representación de estos indicadores de desempeño se lo hace de forma gráfica en la llamada Rosa de Robustez, tal como se detalla en la Figura 2.1, mientras mayor sea el área el cual abarque la gráfica azul, mayor será la robustez de dicho sistema eléctrico.

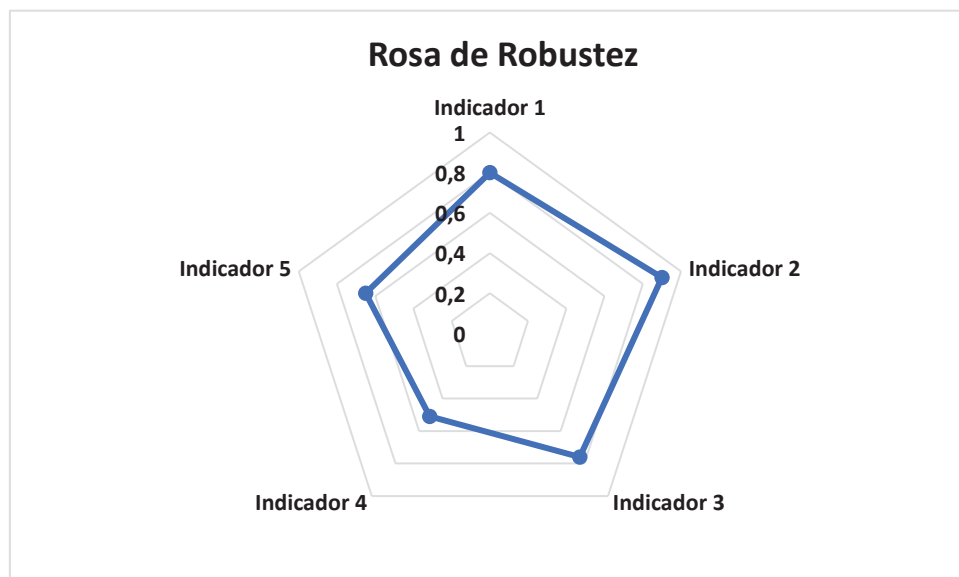


Figura 2.1 Rosa de Robustez

Autor: Luis Romero, en base a la información de [27]

La utilidad de esta herramienta se presenta en la interpretación establecida por el conjunto de indicadores energéticos y económicos, los cuales evalúan en un solo vistazo las diferentes aristas envueltas en el desarrollo del suministro eléctrico.

El análisis de costos, en el desarrollo de la seguridad energética de un país presta gran interés, por lo cual, es tomada en consideración en los indicadores que conforman la Rosa de Robustez, cabe destacar que la seguridad del suministro eléctrico para el presente estudio abarca los siguientes elementos de decisión: diversificación de fuentes de energía primaria, diversificación de fuentes de generación de energía eléctrica, energía firme del suministro eléctrico, e impacto en el valor agregado del suministro eléctrico.

Está estrictamente ligada a los siguientes elementos de decisión: diversificación de fuentes de energía primaria, diversificación de fuentes de generación de energía eléctrica, energía firme del suministro eléctrico, utilización de recursos propios de un país o región para la generación de energía, generación del valor agregado del suministro eléctrico.

Otra de las utilidades de la Rosa de Robustez es un componente de gran interés en la expansión de sistemas eléctricos a mediano y largo plazo.

Cabe destacar que en el alcance de este trabajo no se estipula el manejo de indicadores ambientales, sin embargo, en los planes de expansión de generación estos indicadores ya son tomados en consideración con las exigencias ambientales a nivel internacional, para su posible viabilidad. Los temas: ambientales, geográfico en conjunto al desarrollo social incorporado a una construcción y operación de una central de generación, no son tomas en consideración en la realización del presente trabajo.

Esta herramienta de evaluación consta de diversos indicadores, los cuales definen a un sistema eléctrico robusto; dichos indicadores no abandonan su característica particular de enfoque individual respectivamente; a su vez, el conjunto de indicadores que componen la Rosa de Robustez; permite observar la interrelación de los mismos.

A cada criterio básico de la definición de robustez de un sistema eléctrico se le asigna un indicador de desempeño, y se lo representa por un eje individual, los cuales toman valores dentro del rango de 0% al 100%. Cada indicador se expresa porcentualmente en relación con el valor más alto de cada año del período de análisis, dando como resultado la evaluación de la robustez de un sistema eléctrico la cual es parte importante de la seguridad del suministro eléctrico de un país [27].

2.3.2 INDICADORES ENERGÉTICOS APLICABLES A LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR

Como se mencionó en la sección 2.1, dentro de la literatura existen varios indicadores e índices aplicables a cualquier sistema eléctrico, en el caso de Ecuador, en el Plan Maestro de Electrificación 2016 - 2025 se presenta varios índices e indicadores los cuales se mencionan a continuación:

- Índice General Energético (GWh)
Este índice considera la indisponibilidad de energía primaria (combustible, caudal de agua) y de las unidades de generación, se debe considerar un margen de reserva de potencia para este tipo de contingencias.
- Reserva de potencia (%)
Se considera una reserva de potencia en el despacho de unidades de generación para ayudar en desequilibrio de generación y demanda.
- Reserva de energía (%)
Este indicador analiza la reserva de energía primaria hidráulica y térmica en caso de estiajes y falta de combustible respectivamente.
- Ejecución de los planes de mantenimiento de generación (%)
Se analiza las veces que se ha dado mantenimiento a las unidades de generación frente a los mantenimientos programados, a fin de reducir la indisponibilidad de la generación.
- Índice de indisponibilidad de generación (%)
Analiza la energía no disponible frente a la energía total (disponible e indisponible).
- Pronóstico de caudales promedio semanales (%)

Este indicador estudia el manejo adecuado de los niveles de agua en los embalses.

Si bien estos indicadores e índices tienen el objetivo de evaluar el abastecimiento de energía del sistema eléctrico con los criterios de seguridad, calidad y economía, se hace necesario complementar la evaluación de la seguridad del suministro considerando la aleatoriedad de la energía firme del sistema hidrotérmico de Ecuador [28]. Frente a lo expuesto y tomando como condición la facilidad de recolección de datos para la aplicación de los diferentes indicadores de acuerdo con la realidad de cada país, se determinó que los indicadores energéticos que contribuyen a la representación de la Seguridad Energética son los siguientes:

- Diversidad de fuentes
- Energía firme
- Fuentes autóctonas
- Valor presente de los costos (Inversión y Operación del SNI)
- Valor agregado (suministro eléctrico)

A continuación, se explica a detalle la determinación de estos indicadores a través de las ecuaciones correspondientes, los indicadores son adimensionales.

2.3.2.1 Indicador Diversidad de Fuentes

Para que un sistema interconectado presente un grado aceptable de seguridad energética y robustez del sistema, se hace imprescindible una mayor diversidad de fuentes de generación acorde a la realidad de cada país o región. Este indicador representa la diversidad de las fuentes de generación de un país o región.

Este indicador es obtenido a través de la aplicación de la ecuación 2.1, la cual determina la diversidad de fuentes para cada año del período de análisis, el DF corresponde a cada año del período de análisis se obtiene a través de la ecuación 2.2, mientras que el máximo DF corresponde al mayor valor obtenido en los años del análisis.

$$\text{Indicador Diversidad de Fuentes}_i = \frac{DF_i}{MAX(DF)_{En\ el\ período}} \quad (2.1)$$

Donde:

DF_i : diversidad de fuentes anual.

$MAX(DF)_{En\ el\ periodo}$: máxima diversidad de fuentes en el período de análisis.

$$Diversidad\ de\ Fuentes_i = 1 - \frac{\sigma_{ef_i}}{MAX(\sigma)_{En\ el\ periodo}} \quad (2.2)$$

Siendo:

σ_{ef_i} : desviación estándar de la energía firme en cada año.

$MAX(\sigma)_{En\ el\ periodo}$: máxima desviación del número fuentes de generación en todo el período.

La ecuación 2.3 describe la desviación estándar de cada año del período de análisis a partir de la energía firme anual de cada fuente.

$$\sigma_{ef} = \sqrt{\sum_i \left(\frac{EFA_i}{EFT} - \frac{1}{N^{oFP}} \right)^2} \quad (2.3)$$

Donde:

EFA (MWh): energía firme anual de cada tipo de generación para un año i .

EFT (MWh): energía firme total en el año i .

N^{oFP} : número de fuentes primarias de energía.

La ecuación 2.4 establece una máxima desviación estándar a partir del número de fuentes primarias.

$$Máx(\sigma) = \sqrt{\left(1 - \frac{1}{N^{oFP}}\right)^2 + (N^{oFP} - 1) \left(\frac{1}{N^{oFP}}\right)^2} \quad (2.4)$$

Donde:

N^{oFP} : número de fuentes primarias del país o región.

A continuación, se da una breve explicación acerca de las fuentes primarias de energía.

2.3.2.1.1 Fuentes Primarias de Energía

Se llama energía primaria a los recursos naturales, los mismos que están disponibles de forma libre en la naturaleza, por ejemplo: la energía mecánica (cinética y potencial gravitacional) del agua en un río, eólica y solar; o también de forma indirecta, es decir, a través de un proceso de extracción, por ejemplo: el petróleo, el gas natural y el carbón [29].

La energía eléctrica se la obtiene a través de diferentes tecnologías de generación, entre las principales se menciona: la generación hidroeléctrica, por medio del agua, la generación fotovoltaica del sol, la generación eólica del potencial del aire y en la generación termoeléctrica, la energía térmica de los combustibles, los cuales se consideran como energía secundaria al ser derivados del petróleo.

2.3.2.2 Indicador Fuentes Autóctonas

Este indicador determina la relación entre la energía firme de las centrales renovables autóctonas (hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas, entre otras) frente a la energía firme total del sistema. Está relacionado principalmente con la facilidad de generación de energía de acuerdo con los recursos renovables que disponga el país, lo cual está en función de la posición geográfica en la que se encuentre el sistema eléctrico en análisis. Las ecuaciones 2.5 y 2.6 permiten el cálculo del indicador descrito.

El indicador fuentes autóctonas se obtiene a través de la ecuación 2.5, este indicador relaciona el valor FA para cada año de análisis frente al máximo valor FA el cual se obtiene aplicando la ecuación 2.5.

$$\text{Indicador Fuentes Autoctonas } i = \frac{FA_i}{MAX(FA)_{En\ el\ periodo}} \quad (2.5)$$

Donde:

FA_i : relación entre la energía firme de las fuentes autóctonas y la energía firme total.

$MAX(FA)_{En\ el\ período}$: máximo valor de fuentes autóctonas en el período de análisis.

$$Fuentes\ Autoctonas = \sum_i \left(\frac{Energía\ Firme\ Fuentes\ Autóctonas_i}{Energía\ Firme\ Total\ Anual} \right) \quad (2.6)$$

Donde:

Energía Firme Fuentes Autóctonas (MWh): energía firme de cada una de las fuentes renovables propias del país o región.

2.3.2.3 Indicador Energía Firme del Territorio Nacional

La energía firme determina en mayor grado el aseguramiento del suministro eléctrico, dado que el incremento en la misma es directamente proporcional a la robustez de un sistema eléctrico. Este indicador representa la relación de la energía firme total del país frente al consumo anual de energía.

A través de la ecuación 2.7 se determina el indicador de energía firme del territorio nacional, la cual relaciona el EFTN para cada año frente al máximo valor de EFTN del período de análisis.

$$Indicador\ Energía\ Firme\ del\ Territorio\ Nacional_i = \frac{EFTN_i}{MAX(EFTN)_{En\ el\ período}} \quad (2.7)$$

Donde:

$EFTN_i$: relación de energía firme y consumo anual.

$MAX(EFTN)_{En\ el\ período}$: máximo valor EFTN del período de análisis.

La ecuación 2.8 determina el EFTN para cada año de análisis en base a la relación de la energía firme total y el consumo de energía anual.

$$EFTN = \sum_i \frac{Energía\ Firme_i}{CEA} \quad (2.8)$$

Donde:

Energía Firme_i (MWh): representa la suma de la energía firme de cada una de las centrales que aportan energía al sistema eléctrico de potencia del país en un año.

CEA (MWh): consumo de energía anual.

2.3.2.4 Indicador Valor Presente De Los Costos

Dada la necesidad que satisfacer una demanda creciente de todo país en desarrollo, el estado tiene la ineludible obligación de invertir en nuevos proyectos de generación. Estos proyectos deben diseñarse en función de las características geográficas, climáticas, ambientales a fin de aprovechar al máximo los recursos (renovables y no renovables) y causar el menor impacto en el medio en el que se construyen. Dado que el desarrollo sostenible es una característica fundamental de un país, éste contribuye a la obtención de un adecuado nivel de servicio. Minimizar los costos en la operación e inversión de un sistema eléctrico de potencia hace que la contribución a la robustez aumente para este indicador, explicando para el caso opuesto, aunque fuera posible invertir en centrales de generación para obtener un abastecimiento de energía sin riesgo, el costo que tendría la electricidad sería elevada. En otras palabras, no sería sostenible plantear un suministro eléctrico a cualquier costo.

Este indicador refleja y compara los costos de inversión y operación de un sistema eléctricos dentro de un período determinado de tiempo, evalúa la relación entre el mínimo costo de la inversión y operación del sistema eléctrico, frente a los valores de inversión y operación de los diferentes años de análisis, mediante la ecuación 2.9. Para aplicar esta ecuación es necesario que los costos de operación e inversión de los diferentes años de análisis estén en un mismo año base, es decir se debe considerar el efecto de la inflación anual del país para comparar montos de dinero de diferentes años. Este indicador se determina en función de la ecuación 2.9, la cual evalúa en mínimo VPC (valor inversión y operación del sistema eléctrico de potencia) frente al VPC para cada año del período de análisis. El VPC para cada año del período de análisis debe estar en un mismo año base, lo cual se consigue con el efecto de la inflación anual para cada año.

$$\text{Indicador Valor Presente de los Costos}_i = \frac{\text{MIN}(VPC)_{\text{En el período}}}{VPC_i} \quad (2.9)$$

Donde:

$\text{MIN}(VPC)_{\text{En el período}}$: mínimo valor de inversión y operación del sistema eléctrico de potencia del país en el período de análisis.

VPC_i : valor de inversión y operación del sistema eléctrico de potencia anual.

$$\text{Valor Presente de los Costos} = CO + CI \quad (2.10)$$

Donde:

CO (MM\$): valor de los costos de operación anual del sistema eléctrico de potencia.

CI (MM\$): valor de la inversión anual en generación del sistema eléctrico de potencia.

Los valores de CO y CI deben estar en un mismo año base, lo cual se consigue con efecto de la inflación anual.

2.3.2.4.1 Inflación

En [30] y [31] se define la inflación como el aumento sostenido de precios de los productos de la canasta de bienes y servicios, es decir, es una pérdida del valor del dinero lo que origina la reducción de su poder adquisitivo. La inflación se produce en el desequilibrio entre la oferta y demanda de productos, es decir, tiene lugar cuando la demanda es mayor a la oferta pronosticada. Dado el alcance de este trabajo de titulación no se profundiza más acerca de este término económico.

Lo descrito anteriormente se explica de mejor manera mediante el siguiente ejemplo: Suponga que en el año 2014 se tiene 100 dólares en una alcancía y se los guarda hasta el siguiente año, estos 100 dólares para el año 2015 por efecto de la inflación anual que fue de 0,0338 perderá su poder adquisitivo, el cual será:

$$\$100 (1 - 0.0338) = \$96,62$$

Es decir, lo que se podía comprar con estos 100 dólares en el año 2014, para el año 2015 se deberá pagar un valor mayor dado que el valor real de los \$100 será \$96,62.

2.3.2.5 Indicador Generación Del Valor Agregado

Este indicador realiza un análisis macroeconómico del valor obtenido a través del proceso de producción de energía eléctrica. El valor agregado se define como el valor total de dinero producido por concepto de producción de energía menos el valor de los consumos intermedios. Los consumos intermedios corresponden al valor de los bienes no duraderos y de los servicios utilizados en el proceso de producción, entendiéndose como bien no duradero, el cual se consume totalmente en el proceso de producción de energía eléctrica (combustibles, generación, captación entre otros).

El valor agregado del suministro eléctrico es el costo propio que se obtiene por concepto de generación, operación, administración, inversión e infraestructura del sistema eléctrico, mediante la ecuación 2.11 se explica de mejor manera este concepto.

$$\text{Valor Agregado} = Pb - CI \quad (2.11)$$

Donde:

Pb (MM\$) : valor bruto de la producción, se refiere al valor total obtenido a través de la producción de energía eléctrica por cada una de las centrales de generación durante un tiempo determinado.

CI (MM\$): consumo intermedio, es el valor de los bienes y servicios los cuales son utilizados en el proceso de producción de energía eléctrica en las diferentes centrales de generación.

El análisis de este indicador es fundamental debido que determina la eficacia de las inversiones que se han realizado en beneficio el desarrollo del sistema eléctrico del país y cómo esto ha ayudado a la evolución el consumo de energía reflejado en el consumo de energía.

Este indicador compara el valor agregado generado anualmente del suministro eléctrico frente a un valor máximo del valor agregado definido por el período de análisis, a través de la ecuación 2.12.

$$\text{Indicador Generación de Valor Agregado}_i = \frac{VA_i}{MAX(VA)_{En\ el\ período}} \quad (2.12)$$

Donde:

VA_i : es el valor agregado en un año definido.

$MAX(VA)_{En\ el\ período}$: máximo valor agregado del suministro eléctrico en el período de análisis.

2.3.3 ENERGÍA FIRME

Según [32] la energía firme se define como la energía no interrumpible y garantizada por una central de generación de acuerdo con la disponibilidad de la infraestructura que le permite entregar la energía eléctrica en todo momento, salvo en condiciones incontrolables. Entendiéndose, como la máxima energía que una central de generación puede entregar al sistema eléctrico en cualquier período que se la requiera, tomando en cuenta las condiciones críticas que han tenido lugar a través del tiempo en dicha central [33].

En la regulación vigente No. CONELEC 007/00 de ARCONEL se define a la energía firme como la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que, en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90% [34].

El concepto de la energía firme se encuentra condicionada a ciertas variables aleatorias las cuales son mencionadas a continuación:

- Características físicas de la fuente de energía
- Tecnología utilizada para todo el proceso de transformación de energía
- Sociales
- Geográficos
- geopolíticos
- Ambientales

- Económicos, relacionado estrictamente con la inversión en proyectos de generación.

Estas condiciones tienen un comportamiento aleatorio en el tiempo, por lo cual se requiere un análisis detallado para determinar la firmeza de algún tipo de energía. La energía firme puede ser terminada para diferentes intervalos de tiempo; es decir, puede ser anual, semestral, trimestral, mensual, semanal y diaria, según sea el análisis que se quiera llevar a cabo. Para este proyecto de titulación se determinan los indicadores en base a la energía firme anual de cada una de las centrales de generación. En la Figura 2.2 se visualiza la producción de energía eléctrica de una central a lo largo de un período de tiempo, la curva azul representa la máxima energía que puede suministrar para cualquier instante de tiempo con un alto nivel de seguridad para el sistema eléctrico de potencia.

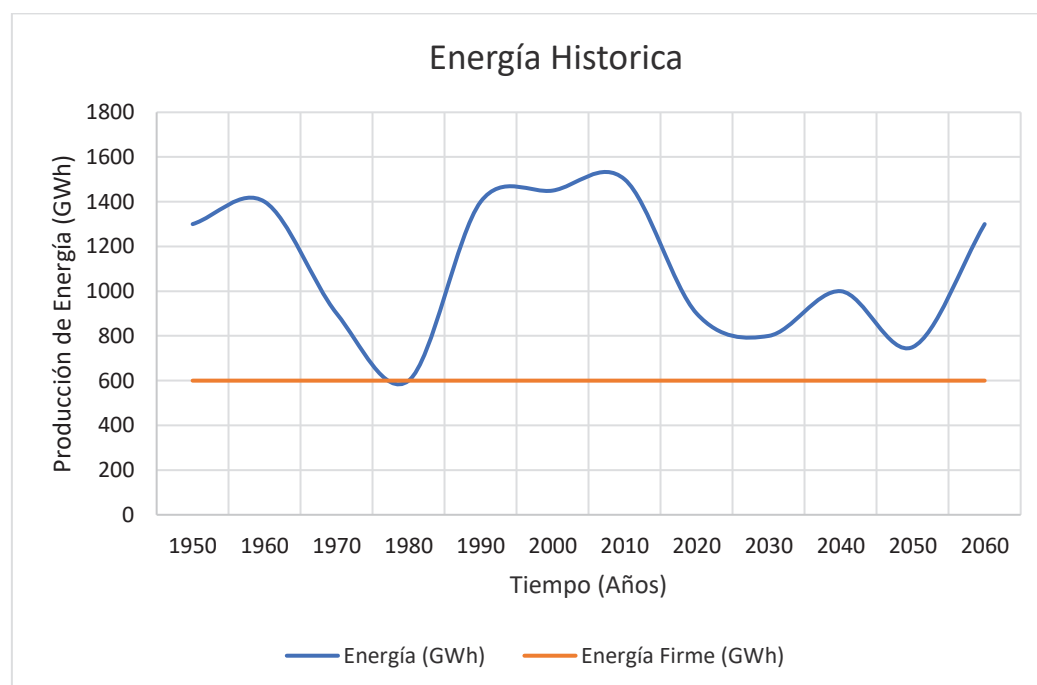


Figura 2.2 Energía Firme

Autor: Luis Romero

En la sección 2.3.2 se planteó determinar los indicadores técnicos: diversidad de fuentes, fuentes autóctonas energía firme del territorio nacional y los indicadores económicos: valor presente de los costos y generación del valor agregado. En el caso de los indicadores técnicos, estos dependen de una variable fundamental como es la “energía firme”, que se determinará en función a datos de acceso público

de las diferentes centrales de generación, para el caso del sistema eléctrico de potencia del Ecuador para los años de análisis 2011-2015.

La energía firme, presenta ciertas características particulares según el tipo de generación, en las siguientes secciones se explica cómo se determinó la energía firme para las centrales de generación que conforma el sistema eléctrico de Ecuador.

2.3.3.1 Centrales Hidroeléctricas de Pasada

La característica fundamental de este tipo de centrales es no tener embalse el cual sirva para el almacenamiento de agua, siendo transformada la energía cinética del agua en energía eléctrica inmediatamente; sin tomar en cuenta los valores históricos de los caudales afluentes, solo aquellos de la energía suministrada; determinando la energía firme a través de los valores históricos. En base a esto se define la potencia firme de la central la cual corresponde a la energía que puede ser suministrada continuamente con un alto nivel de seguridad.

$$\text{Energía Firme} = PF * t \quad (2.13)$$

Donde:

$PF(MW)$: potencia firme de la central hidroeléctrica de pasada.

$t(h)$: número de horas al año.

2.3.3.2 Centrales Hidroeléctricas con Embalse

Para este tipo de centrales se plantea determinar la energía firme en base a la ecuación 2.14 que representa la producción de energía de una central hidroeléctrica.

$$\text{Energía Firme} = H * \eta * Q_{min} * \delta * t * (1 - FOR) * (1 - IM) \quad (2.14)$$

Donde:

$H(m)$: altura del salto.

$\eta(\%)$: rendimiento del conjunto turbina generador.

$Q_{min} \left(\frac{m}{s^3} \right)$: mínimo caudal afluente mensual del año.

$\delta \left(\frac{Kg}{m^3} \right)$: densidad del agua.

$t(h)$: número de horas en el año.

$FOR(\%)$: tasa de salida forzada de la central.

$IM(\%)$: indisponibilidad programada por mantenimiento.

2.3.3.3 Centrales Térmicas:

Para este tipo de centrales la condición de generación es más controlada debido a que está en función del combustible y la tasa de salida forzada histórica y la indisponibilidad programada; la ecuación para la determinación de la energía firme por unidad de generación es:

$$Energía\ Firme = PE * (1 - FOR) * (1 - IM) * t \quad (2.15)$$

Donde:

$PE(MW)$: potencia efectiva de la unidad térmica.

$FOR(\%)$: tasa de salida forzada de la unidad térmica.

$IM(\%)$: indisponibilidad programada por mantenimiento de la unidad térmica.

$t(h)$: número de horas al año.

A continuación, se presenta una breve explicación acerca de la tasa de salida forzada de una unidad de generación e indisponibilidad programada.

2.3.3.3.1 Forced Outage Rate (FOR)

El término "FORCED OUTAGE RATE" (FOR, por sus siglas en inglés) es la tasa de salida forzada o la probabilidad de indisponibilidad de una unidad de generación, la cual puede presentarse por diversas causas (mecánicas, elementos deteriorados

de unidad, actuación de protecciones por fallas, entre otras) [35]. Se calcula mediante la ecuación 2.16, la cual relaciona el tiempo falla de una unidad de generación frente a la suma del tiempo de operación y el tiempo de falla.

$$FOR = \frac{T_{falla}}{T_{operacion} + T_{falla}} \quad (2.16)$$

2.3.3.3.2 Indisponibilidad por Mantenimiento Programado (IM)

La indisponibilidad por mantenimiento programado es la relación entre la potencia indisponible y la potencia total de la central o unidad de generación en un período de tiempo; el objetivo principal de un mantenimiento programado es aumentar la disponibilidad de potencia de la central de generación y disminuir los costos de mantenimientos futuros de la misma, la indisponibilidad se calcula mediante la ecuación 2.17 la cual comúnmente se aplica en un período mensual.

$$IM = \frac{Potencia\ Total - Potencia\ Disponible}{Potencia\ Total} \quad (2.17)$$

2.3.3.4 Centrales de Generación no Convencional

Para el caso de las centrales Fotovoltaicas el cálculo de energía firme es mediante el análisis de la irradiación solar y la temperatura ambiente; en el caso de las centrales eólicas se analiza la energía cinética del viento. Para este tipo de centrales de generación, se toma mediciones horarias de las variables mencionadas respectivamente a fin de analizar una serie histórica de dichas variables en un período mínimo a 10 años. Esto con el objeto de establecer la firmeza con una alta probabilidad de presión para cada fuente de generación [36] - [37].

Dado que en Ecuador la participación de este tipo de fuentes de generación es reducida en comparación de la generación térmica e hidroeléctrica, para la realización de este proyecto de titulación se tomó como la energía firme al mínimo aporte anual de energía no convencional.

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE LA ROSA DE ROBUSTEZ AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

Para la determinación de la Rosa de Robustez para el sistema eléctrico del Ecuador, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para la determinación de la energía firme de las unidades térmicas, se tomó en consideración las unidades las cuales entregaron energía al SNI es decir las que estuvieron en operación.
- La indisponibilidad por salida forzada (FOR) se obtuvo a partir de los datos históricos de la organización NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (NERC) para cada tipo de generación [38].
- La indisponibilidad programada se obtuvo a partir del promedio mensual de la disponibilidad de potencia para cada unidad de generación proporcionados por Operador Nacional de Electricidad (CENACE).
- No se tomó en consideración los sistemas aislados tales como: sistema eléctrico petrolero, sistema de generación las Islas Galápagos, Sistema de generación de la Isla Puna y las unidades de generación en barcas Termoguayas (Keppel).

3.1 DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL SNI

La energía firme del sistema nacional interconectado es la suma de las energías firmes de todas las centrales de generación. A continuación, se detalla la obtención de la energía firme de las centrales hidroeléctricas, térmicas y energía no convencional del sistema eléctrico de Ecuador.

3.1.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE PASADA

La energía firme anual para las centrales hidroeléctricas de pasada se determinó en función de la potencia firme anual de cada central, este valor fue proporcionado por CENACE. Cabe mencionar que la potencia firme que corresponde a las centrales de pasada, se determinada en base a la energía entregada

continuamente, en un período determinado de tiempo, y este valor su vez es dividido por el período de tiempo correspondiente, dando como resultado la potencia firme de la central en análisis.

A través de la ecuación 2.13 se determinó la energía firme, para este cálculo se consideró el número de total horas al año. A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo de la energía firme para una central de pasada.

Para el caso de la central Cumbayá, en el año 2011 se determinó una energía firme anual de 183,47 GWh como se indica en el siguiente ejemplo de cálculo:

$$EF = PF * t$$

$$EF = 20,94 \text{ MW} * 8760h$$

$$EF = 183,47 \text{ GWh}$$

En el anexo A consta los valores de energía firme para todas las centrales de este tipo en el período 2011 - 2015. A continuación, en la Tabla 3.1 se presentan los valores totales de la energía firme para este tipo de centrales en cada año en análisis.

Tabla 3.1 Energía Firme Anual de las Centrales de Pasada

Año	Energía Firme (GWh)
2011	3.248,17
2012	3.665,07
2013	3.771,67
2014	3.801,03
2015	4.667,93

Como se puede observar en la Tabla 3.1 la energía firme para este tipo de centrales muestra un comportamiento creciente esto se debe el ingreso paulatino de nuevas centrales de pasada al sistema nacional interconectado, entre las centrales que destacan son las siguientes: Ocaña (26 MW) en el 2012, Baba (42 MW) e Hidromira (1 MW) en el 2013, Loreto (2,15 MW) y la Merced (75 KW) en el 2014, Manduriacu (62 MW) y San Bartolo (50 MW) en el 2015. Cabe mencionar, que en el año 2015 la condición hidrológica del país fue mayor que en años anteriores, lo cual dio como resultado un alto nivel en la energía firme para las centrales hidroeléctricas.

3.1.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CON EMBALSE

En base a los caudales mensuales del período 2011-2015 en la Tabla 3.2 se presentan los caudales mínimos de las centrales hidroeléctricas con embalse de los años 2011-2015, estos caudales sirven para la determinación de la energía firme para cada año de estudio. Los datos de caudales son tomados de los informes anuales del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) [23].

Tabla 3.2 Caudales Mínimos Anuales (m³/s)

Año	Mazar	Lateral Amaluza	Ingreso Amaluza	Pisayambo	Daule Peripa
2011	44,02	13,18	-	1,69	11,70
2012	34,92	18,58	63,21	2,66	11,61
2013	23,82	16,18	47,57	3,46	16,15
2014	24,75	15,25	51,4	2,72	24,46
2015	45,60	30,08	81,89	4,69	49,61

En la Tabla 3.3 se presentan las características técnicas de las centrales las cuales son alimentadas por los caudales de los embalses indicados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.3 Características Técnicas Centrales con Embalse

	Mazar	Paute AB	Paute C	Pucará	Marcel Laniado
Altura (m)	95,00	579,69	648,29	595,38	64,70
Rendimiento (%)	0,95	0,98	0,98	0,98	0,946
Densidad Promedio Del Agua (Kg/m ³)	998,68	998,68	998,68	999,58	996,31
Gravedad (m/s ²)	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80

En base a la ecuación 2.14 se procede a calcular la energía firme de las centrales con embalse del SNI, con los datos de las Tablas 3.2 y 3.3. A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo de la energía firme para la central Mazar para el año 2011:

$$EF = H * \eta * Q * g * \delta * t * (1 - FOR) * (1 - IM)$$

$$EF = 95m * 95,5\% * 44,02 \frac{m}{s^3} * 9,8 \frac{m}{s^2} * 998,68 \frac{Kg}{m^3} * 8760h * (1 - 3\%) * (1 - 7,8\%)$$

$$EF = 305,92 \text{ GWh}$$

En la Tabla 3.4 se presenta la energía firme de las centrales con embalse para los años 2011 - 2015.

Tabla 3.4 Energía Firme (GWh) Anual de Centrales con Embalse

	2011	2012	2013	2014	2015
Mazar	305,92	223,64	125,77	172,48	324,95
Molino	2.546,54	2.789,82	2.141,11	2.315,69	3.614,27
Pucará	52,60	8,40	53,15	125,46	220,54
Marcel Laniado	49,38	43,90	61,77	97,05	192,21
TOTAL	2.954,43	3.065,75	2.381,80	2.710,67	4.351,98

Cómo se puede observar en la Tabla 3.4, la energía firme total para este tipo de centrales muestra un comportamiento aleatorio, uno de los factores principales que determinan a la energía firme es el caudal afluente para cada central; en el año 2015 la energía firme es mayor a los años pasados esto tuvo lugar por el alto nivel hidrológico que tuvieron las cuencas hidrográficas que alimentan a las centrales hidroeléctricas.

3.1.3 CENTRALES TÉRMICAS

La energía firme de las unidades térmicas se determinó en base a la ecuación 2.15, a continuación, se presenta un ejemplo de ejemplo de cálculo de la energía firme de la unidad Aníbal Santos V1 para el año 2011:

$$\text{Energía Firme} = PE * (1 - FOR) * (1 - IM) * t$$

$$EF = 33MW * (1 - 3,7\%) * (1 - 12,86\%) * 8760 h$$

$$EF = 242,59 \text{ GWh}$$

En el anexo B se presenta los valores de la energía firme anual para las unidades térmicas del año 2015. A continuación, en la Tabla 3.5 se presenta la energía firme anual por tipo de generación térmica para cada año del período 2011-2015. Para la determinación de la energía firme para cada unidad térmica únicamente se consideró a unidades que estuvieron en funcionamiento en cada año los cuales constan en los informes anuales de CENACE.

Tabla 3.5 Energía Firme Anual (GWh) por tipo de generación térmica

Año	Motor de Combustión Interna	Turbo Gas	Turbo Vapor	Energía Firme Térmica Total
2011	2.005,04	6.066,40	2.687,56	10.759,00
2012	3.053,26	6.066,96	2.687,56	11.807,78
2013	3.603,24	5.579,65	2.647,07	11.829,96
2014	3.850,59	5.234,53	2.710,08	11.795,21
2015	4.099,00	5.754,93	2.470,05	12.323,98

3.1.4 CENTRALES DE ENERGÍA NO CONVENCIONAL

Dado que las centrales fotovoltaicas y eólicas representan un porcentaje muy bajo en potencia instalada para el sistema eléctrico, se tomó a la energía firme como el menor aporte de energía suministrada hacia el sistema eléctrico, para lo cual se tomó el mínimo valor mensual de energía en cada año del período de análisis 2011-2015, en la Tabla 3.6 se presentan los valores mínimos de energía de las centrales de energía no convencional para cada año de análisis, estos valores de energía son tomados de los informes anuales de CENACE.

Como se puede observar los valores de energía firme para las centrales no convencionales fueron en incremento esto se debió al incremento de inversiones en este tipo de centrales por ejemplo el proyecto eólico Villonaco de 16,5 MW en Loja, proyecto fotovoltaico Paragachi de 1 MW en Imbabura, entre otros [39].

Tabla 3.6 Energía Firme Anual de las Centrales no Convencionales

Año	Energía (GWh)
2011	0,12
2012	22,80
2013	209,88
2014	406,08
2015	594,96

3.2 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR DE DIVERSIDAD DE FUENTES (IDF)

En esta sección se presenta un ejemplo de cálculo para el año 2011, del indicador diversidad de fuentes. Para proceder con la determinación del indicador diversidad de fuentes, se presenta en la Tabla 3.7 los valores de energía firme anual, los cuales se determinaron en la sección 2.3.3. Además, se indica el número de fuentes primarias con las que Ecuador contó en el período 2011-2015, para la generación de energía eléctrica, entre las cuales son las siguientes: fotovoltaica, eólica, biomasa, petróleo, gas natural e hidroeléctrica de pasada y embalse, dando un número de siete tipos de energía primaria para el período 2011-2015.

Tabla 3.7 Energía Firme Anual (GWh)

Tipo de Central		Año				
		2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctricas	Pasada	3.248,20	3.665,10	3.771,70	3.801,00	4.667,90
	Embalse	2.954,40	3.065,80	2.381,80	2.710,70	4.352,00
Total Centrales Hidroeléctricas		6.202,60	6.730,80	6.153,50	6.511,70	9.019,90
Térmicas	Motor Combustión Interna	2.005,00	3.053,30	3.603,20	3.850,60	4.099,00
	Turbo Gas	6.066,40	6.067,00	5.579,70	5.234,50	5.754,90
	Turbo Vapor	2.687,60	2.687,60	2.647,10	2.710,10	2.470,00
Total Centrales Térmicas		10.759,00	11.807,80	11.830,00	11.795,20	12.324,00
Centrales de Energía no Convencional		0,12	22,80	209,88	406,08	594,96
Total de Energía Firme Anual		16.961,70	18.561,40	18.193,30	18.713,00	21.938,80

Ejemplo de cálculo para el año 2011:

En primer lugar, se aplicó la ecuación 2.4, con la cual se obtuvo la máxima desviación estándar para las fuentes primarias, en el período 2011-2015, como se indica a continuación.

$$Máx(\sigma) = \sqrt{\left(1 - \frac{1}{N^{\circ}FP}\right)^2 + (N^{\circ}FP - 1)\left(\frac{1}{N^{\circ}FP}\right)^2}$$

$$Máx(\sigma) = \sqrt{\left(1 - \frac{1}{7}\right)^2 + (7 - 1)\left(\frac{1}{7}\right)^2}$$

$$Máx(\sigma) = 0,926$$

En segundo lugar, se aplicó la ecuación 2.3, a través de la cual se obtuvo la desviación estándar para la energía firme de todas las fuentes de generación para el año 2011.

$$\sigma_{EF} = \sqrt{\sum_i \left(\frac{EFA_i}{EFT} - \frac{1}{N^{\circ}FP}\right)^2}$$

$$\sigma_{EF_i} = \sqrt{\left(\frac{EFHP}{EFT} - \frac{1}{N^{\circ}FP}\right)^2 + \left(\frac{EFHE}{EFT} - \frac{1}{N^{\circ}FP}\right)^2 + \dots + \left(\frac{EFNC}{EFT} - \frac{1}{N^{\circ}FP}\right)^2}$$

$$\sigma_{EF_{2011}} = \sqrt{\left(\frac{3.248,17}{16.961,7} - \frac{1}{7}\right)^2 + \left(\frac{2.954,43}{16.961,7} - \frac{1}{7}\right)^2 + \dots + \left(\frac{0,12}{16.961,37} - \frac{1}{7}\right)^2}$$

$$\sigma_{EF_{2011}} = 0,266$$

A continuación, se aplicó la ecuación 2.2 con la cual se obtuvo la diversidad de fuentes para el año 2011.

$$DF_i = 1 - \frac{\sigma_{ef_i}}{Máx(\sigma)}$$

$$DF_{2011} = 1 - \frac{0,266}{0,926}$$

$$DF_{2011} = 0,713$$

En la Tabla 3.8 se presenta los valores de la Diversidad de Fuentes.

Tabla 3.8 Diversidad de Fuentes (DF)

Año	DF
2011	0,713
2012	0,740
2013	0,755
2014	0,781
2015	0,788

Finalmente, para la determinación de indicador diversidad de fuentes, se aplicó la ecuación 2.1, se tomó en consideración el máximo valor de la diversidad de fuentes DF el cual es 0,788 y corresponde al año 2015; con lo cual, se determina el IDF para el año 2011.

$$IDF_i = \frac{DF_i}{MAX(DF)_{En\ el\ periodo}}$$

$$IDF_{2011} = \frac{0,713}{0,788}$$

$$IDF_{2011} = 0,9043$$

A continuación, en la Tabla 3.9 se presenta el IDF para los años del período 2011-2015.

Tabla 3.9 Indicador Diversidad de Fuentes (IDF)

Año	IDF
2011	0,9043
2012	0,9392
2013	0,9580
2014	0,9913
2015	1,0000

3.3 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR DE FUENTES AUTÓCTONAS (IFA)

En esta sección se realiza un ejemplo de cálculo del indicador fuentes autóctonas renovables del para el año 2011, como se describe a continuación:

En primer lugar, se aplicó la ecuación 2.6, considerando los valores de energía firme correspondientes a las centrales hidroeléctricas, y a las centrales de generación no convencional de la Tabla 3.7. Mediante esta ecuación se obtuvo el valor de fuentes autóctonas correspondiente al año 2011, como se muestra a continuación.

$$FA = \sum_i \left(\frac{\text{Energía Firme Fuentes Autóctonas Renovables}_i}{\text{Energía Firme Total}} \right)$$

$$FA_i = \frac{EFHP_i + EFHE_i + EFNC_i}{\text{Energía Firme Total}_i}$$

$$FA_{2011} = \frac{3.248,2 + 2.954,4 + 0,12}{16.961,7}$$

$$FA_{2011} = 0,37$$

A continuación, en la Tabla 3.10 se presenta los valores de la ponderación de la energía firme de las fuentes autóctonas para el período 2011-2015.

Tabla 3.10 Fuentes Autóctonas (FA)

Año	FA
2011	0,37
2012	0,36
2013	0,35
2014	0,37
2015	0,44

Prosiguiendo con la determinación del IFA, como se observa en la Tabla 3.10 el máximo valor de fuentes autóctonas fue de 0,440 el cual corresponde al año 2015, se aplicó la ecuación 2.5 con la cual se determinó el indicador de fuentes autóctonas para los años 2011-2015.

$$IFA_i = \frac{FA_i}{\text{MAX}(FA)_{\text{En el período}}}$$

$$IFA_{2011} = \frac{0,37}{0,44}$$

$$IFA_{2011} = 0,83$$

En la Tabla 3.11 se presenta el cálculo del indicador fuentes autóctonas para los años del período 2011-2015.

Tabla 3.11 Indicador Fuentes Autóctonas (IFA)

Año	IFA
2011	0,83
2012	0,83
2013	0,80
2014	0,84
2015	1,00

3.4 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR ENERGÍA FIRME DEL TERRITORIO NACIONAL (IEFTN)

En esta sección se realiza un ejemplo de cálculo del indicador energía firme del territorio nacional para el año 2011, el valor de energía firme total se tomó de la Tabla 3.7, mientras que el consumo anual se lo obtuvo de los informes anuales de CENACE como se muestra en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Consumo Anual de Energía

Año	Consumo Anual (GWh)
2011	17.747,80
2012	18.605,91
2013	19.458,95
2014	20.882,55
2015	21.034,39

En primer lugar, se aplicó la ecuación 2.8 la cual dio como resultado la relación entre la energía firme y el consumo anual de energía, como se indica a continuación.

$$EFTN = \sum_i \frac{\text{Energía Firme}_i}{CAE}$$

$$EFTN_i = \frac{EFHP_i + EFHE_i + EFT_i + EFNC_i}{CAE_i}$$

$$EFTN_{2011} = \frac{3.248,17 + 2.954,43 + 10.759,00 + 0,12}{17.747,80}$$

$$EFTN_{2011} = 0,96$$

En la Tabla 3.13 se presenta la relación de la energía firme anual frente al consumo promedio anual para cada año del período 2011-2015.

Tabla 3.13 Energía Firme del Territorio Nacional (EFTN)

Año	EFTN
2011	0,96
2012	1,00
2013	0,93
2014	0,90
2015	1,04

En la Tabla 3.13 se observa que en el año 2015 el valor de la relación energía firme frente al consumo anual dio un valor mayor a los años anteriores, esto se debió al incremento en el nivel de los caudales lo cual aumento de manera significativa la energía firme de las centrales hidroeléctricas.

El indicador energía firme para el año 2011 se obtiene aplicando la ecuación 2.7. Se considera la máxima energía firme del territorio anual es 1,04 y corresponde al año 2015 como se detalla a continuación.

$$IEFTN_i = \frac{EFTN_i}{MAX(EFTN)_{En\ el\ periodo}}$$

$$IEFTN_{2011} = \frac{0,96}{1,04}$$

$$IEFTN_{2011} = 0,92$$

En la Tabla 3.14 se presentan el indicador energía firme del territorio nacional para cada año del período de análisis.

Tabla 3.14 Indicador Energía Firme del Territorio Nacional (IEFTN)

Año	IEFTN
2011	0,92
2012	0,96
2013	0,90
2014	0,86
2015	1,00

3.5 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS (IVPC)

En esta sección se determina el indicador valor presente de los costos, se toma como punto de partida los montos anuales de inversión y operación del Sistema Nacional Interconectado, estos montos fueron consultados de informes anuales de CENACE y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Los costos de operación del SNI del corresponden a los siguientes tipos de contratos:

- **Contratos Regulados**

Estos contratos corresponden a todos los convenios que se tiene con las empresas distribuidoras en el Ecuador, en estos convenios plantean los siguientes costos:

Costos fijos: son montos constantes en un período de tiempo, estos costos no dependen de la producción de energía eléctrica.

Costos variables: es el costo que se requiere para operar en condiciones adecuadas a la central de generación, y a la vez se toma en consideración los costos de los mantenimientos, en otras palabras, el costo variable está en función de la producción de la energía eléctrica de cada central de generación.

Costos variables adicionales: este en un valor sugerido por los generadores privados en el desarrollo del convenio, el cual es liquidado en función de la producción de la energía eléctrica de la central.

Potencia Remunerada: Es la potencia de las centrales térmicas e hidroeléctricas la cual está disponible para que cubra la demanda máxima

según se requiera, esta potencia se calcula mediante la regulación CONELEC - 003/04.

- **Contratos no Regulados**

Los Contratos no regulados, son convenidos independientemente, entre un gran consumidor y un productor de energía eléctrica, este convenio está influenciado por descuentos en los pagos (prepago y pronto pago), modificaciones en el precio de contrato por cambios en el costo del combustible y otros escenarios planteados en el contrato.

- **Otras Transacciones**

Corresponde a otras transacciones, las cuales tienen relación con: las transacciones Internacionales de energía eléctrica, la generación no convencional de energía, el impuesto al valor agregado de combustibles, los servicios complementarios que se liquidan con costos fijos y variables regulados y el costo de la transmisión de energía eléctrica.

En la Tabla 3.15 se presenta los montos de los montos de inversión y operación para cada año respectivamente, estos montos corresponden a los proyectos emblemáticos, termoeléctricos e hidroeléctricos en los cuales el estado ecuatoriano invirtió en cada año [23], [40], [41], [42] y [43].

Tabla 3.15 Montos de Inversión y Operación del SNI

Montos de Inversión y Operación del SNI (MM\$)					
	2011	2012	2013	2014	2015
Emblemático	325,57	679,73	996,84	1089,14	761,65
Termoeléctrico	145,58	142	171,28	60,39	5,91
Hidroeléctricas	114,64	61	22,3	4,33	8,87
Operación SNI	893,78	864,64	1010,02	1105,11	1148,37
TOTAL	1.479,57	1.747,37	2.200,44	2.258,97	1.924,8

Para determinar el IVPC se hace necesario llevar los montos de dinero de los diferentes años de estudio a un mismo año base, lo cual se realiza a través de en efecto de la inflación anual. En la Tabla 3.16 se presenta los valores de inflación anual de los años 2011 al 2015, los cuales se obtuvieron a través de la información pública del Banco Central de Ecuador [44].

Tabla 3.16 Inflación Anual

Año	Valor
2011	0,0541
2012	0,0416
2013	0,0270
2014	0,0367
2015	0,0338

A continuación, se realiza un ejemplo de cálculo de cómo se llevó el monto de inversión y operación del SNI del año 2011 al año 2015, se realizó el mismo proceso descrito en ejemplo de la sección 2.3.2.4.1.

El monto 1.479,57 MM\$ fue el que se destinó a la inversión y operación del SNI para el año 2011, y este mismo monto por efecto de la inflación para el año 2012 será:

$$1.479,57 \text{ MM\$} (1 - 0,0416) = 1.417,96 \text{ MM\$}$$

Con este ejemplo descrito anteriormente, en la Tabla 3.17 se presentan los montos de inversión desde el año 2011 al año 2014 llevados al año 2015.

Tabla 3.17 Montos de Inversión y Operación al Año 2015

Año	Montos al Año 2015 (MM\$)
2011	1.284,15
2012	1.582,47
2013	2.048,09
2014	2.182,62
2015	1.924,80

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo del indicador valor presente de los costos para el año 2011, se calculó el IVPC mediante la ecuación 2.9 con los montos de la Tabla 3.17 llevados al año 2015.

$$IVPC_i = \frac{MIN(VPC)_{En\ el\ periodo}}{VPC_i}$$

El monto mínimo del valor presente de los costos es de 1.284,15 MM\$ el cual corresponde al año 2011 llevado al año 2015.

$$IVPC_{2011} = \frac{1.284,15}{1.284,15}$$

$$IVPC_{2011} = 1,00$$

En la Tabla 3.18 se presenta el indicador valor presente de los costos para cada año de análisis.

Tabla 3.18 Indicador Valor Presente de los Costos (IVPC)

Año	IVPC
2011	1,00
2012	0,81
2013	0,63
2014	0,59
2015	0,67

3.6 DETERMINACIÓN DEL INDICADOR GENERACIÓN DE VALOR AGREGADO (IGVA)

En esta sección se determina el indicador de la generación del valor agregado para el período de análisis 2011-2015. A continuación, se describe un ejemplo de cálculo para el año 2011.

En la Tabla 3.19 se presentan el valor bruto de la producción de energía eléctrica el cual corresponde a la suma de los valores de producción de cada una de las centrales de generación que conforman el SNI para cada año del período de análisis, también se presenta en la misma tabla el valor de los consumos intermedios para cada año, este valor representa bienes y servicios los cuales son utilizados en el proceso de producción de energía eléctrica en las diferentes centrales de generación. Al aplicar la ecuación 2.11 a los valores de la Tabla 3.19 se obtiene el valor agregado del suministro eléctrico para cada año respectivamente, estos valores fueron consultados en los boletines estadísticos del Banco Central de Ecuador.

Tabla 3.19 Valor Agregado del Suministro eléctrico

Año	Valor bruto de la producción de energía eléctrica (MM\$)	Consumos Intermedios (MM\$)	Valor Agregado Suministro Eléctrico (MM\$)
2011	2.379,89	1.625,91	753,98
2012	2.597,99	1.654,98	943,01
2013	2.769,44	1.839,68	929,76
2014	3.178,77	2.099,98	1.078,79
2015	3.642,72	2.313,59	1.329,13

Al igual que el indicador valor presente de los costos, los montos de valor agregado anual se deben llevar a un año base para la aplicación de la ecuación respectiva, en el siguiente ejemplo se lleva el monto del año 2011 al año 2012 al igual que se realizó para el indicador valor presente de los costos.

$$753,98 \text{ MM\$} (1 - 0,0416) = 889,03 \text{ MM\$}$$

Tabla 3.20 Montos del Valor Agregado del Suministro Eléctrico al Año 2015 (MM\$)

	2011	2012	2013	2014	2015
2011	753,98	722,58	703,07	677,29	654,40
2012	-	943,01	917,54	883,89	854,02
2013	-	-	929,76	895,66	865,39
2014	-	-	-	1.078,79	1.039,23
2015	-	-	-	-	1.329,13

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo del indicador generación del valor agregado, se aplica la ecuación 2.12 donde el máximo valor agregado anual de todos los años es 1.329,13 MM\$ del período 2011-2015.

$$IGVA_i = \frac{\text{Valor Agregado}_i}{\text{MAX(Valor Agregado)}_{\text{En el período}}}$$

$$IGVA_{2011} = \frac{654,40}{1.329,13}$$

$$IGVA_{2011} = 0,49$$

En seguida se presentan el IGVA para cada año del período de análisis en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21 Indicador Generación de Valor Agregado (IGVA)

Año	IGVA
2011	0,49
2012	0,64
2013	0,65
2014	0,78
2015	1,00

3.7 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ROSA DE ROBUSTEZ Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez obtenidos los indicadores que conforman la Rosa de Robustez se procede a estructurar la Rosa de Robustez para los años del período 2011 – 2015 y se analiza respectivo comportamiento.

Tabla 3.22 Indicadores de la Rosa de Robustez

Indicador	2011	2012	2013	2014	2015
Diversidad de Fuentes	0,90	0,94	0,96	0,99	1,00
Fuentes Autóctonas	0,83	0,83	0,80	0,84	1,00
Energía Firme del Territorio Nacional	0,92	0,96	0,90	0,86	1,00
Valor Presente de los Costos	1,00	0,81	0,63	0,59	0,67
Generación del Valor Agregado	0,49	0,64	0,65	0,78	1,00

3.7.1 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2011

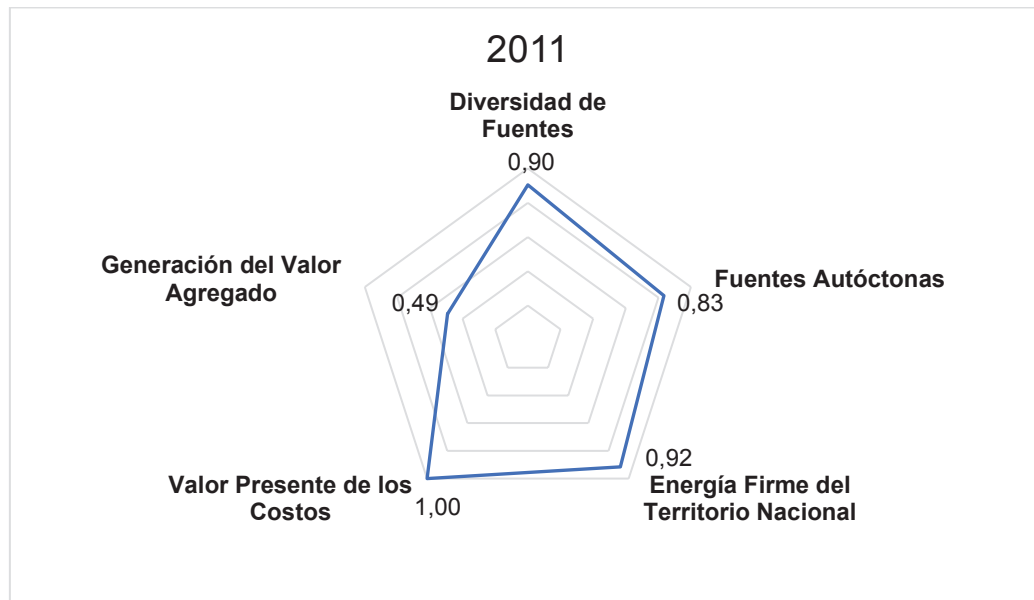


Figura 3.1 Rosa de Robustez año 2011

En el año 2011 la participación de la generación hidroeléctrica fue mayor que la térmica, esto debido a la recuperación de los niveles óptimos de los embalses, lo cual conlleva a que se reduzcan los gastos en los insumos para la generación térmica. Además, se dio una reducción importante en la generación térmica Vapor, diésel, gas y nafta, sin embargo, dado que la mayoría de los proyectos emblemáticos aún estaba en construcción el IGVA presenta el valor más pequeño del período 2011-2015. Por el contrario, el valor el IVPC presenta el máximo valor de acuerdo con la ecuación 2.9, debido que la mayoría de los proyectos estaba en construcción y estudios previos, por tal razón los montos de inversión y operación fueron los menores en el período 2011-2015. Adicional, el costo de la operación del Sistema eléctrico de Ecuador va en aumento en función del crecimiento de la demanda lo cual demanda el ingreso de más centrales a operar en el Sistema Nacional interconectado.

En el caso del IDF este presenta el mínimo valor del período 2011-2015 esto se explica dado la energía firme de las unidades térmicas es reducida al igual que la participación de las energías no convencionales, en el caso del IEFTN este presenta un valor alto esto se explica la energía firme total y la demanda de energía tuvieron un crecimiento semejante.

En el año 2011 la generación hidroeléctrica alcanzó los 11,00 GWh (58,2%) y la térmica junto a la no convencional fue de 6,59 GWh (34,9%) y la importación fue del 1,29 (6,8%) de la energía total disponible (18,88 GWh). El IGVA presenta el mínimo valor para el 2011, esto obedece a que tanto la generación como la demanda de energía fueron menores en todo el período de análisis [45].

3.7.2 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2012

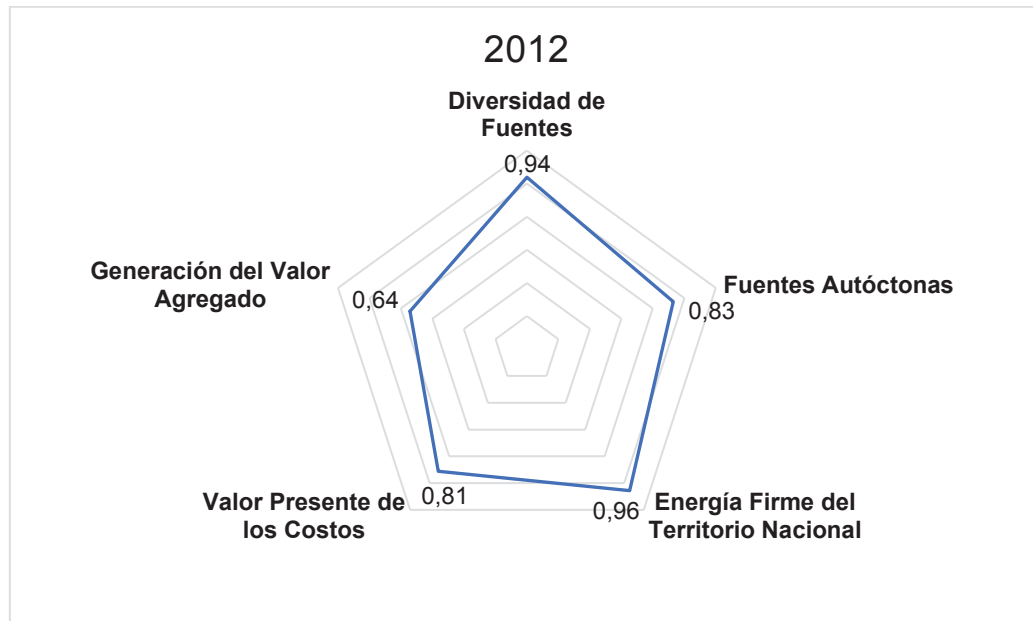


Figura 3.2 Rosa de Robustez año 2012

En este año, las centrales que ingresaron a operar fueron mayormente térmicas. Así, la única central hidroeléctrica fue el proyecto Ocaña (26 MW), y las termoeléctricas Jivino (45 MW), Jaramijó (149 MW) y Santa Elena (42 MW) por esta razón el IDF crece, debido al crecimiento de la energía firme, no obstante, el IFA es igual al año 2011, lo que indica un crecimiento similar de energía firme de parte de las hidroeléctricas y las térmicas [23].

En el caso del IEFTN muestra un incremento lo cual se traduce en el incremento de la participación de las diferentes centrales de generación para este año.

En el año 2012 la generación hidroeléctrica fue de 12,11 GWh (61,2%), la energía térmica junto a la no convencional fue de 7,43 GWh (37,6%) y la importación fue del 0,2382 (1,2%) dando un total de energía total disponible de 19,7868 GWh. La generación hidroeléctrica tuvo un aumento en su participación en un 10% y

generación térmica en un 9%, cabe destacar que para la generación a base de diésel, gas y nafta redujeron considerablemente su participación, por otro lado, la participación del combustible fuel oil aumento en un 45,2% y del gas natural en un 73,4%, ante estas condiciones importación de energía se redujo en un 82%, lo cual ocasionó que el IGVA aumente en 30% en comparación con el año pasado [45].

Para el caso del valor presente de los costos se tiene que la operación del SNI decreció, nos obstante, por el alto costo en las inversiones de nuevos proyectos de generación el IVPC decreció en comparación con el año 2011.

3.7.3 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2013

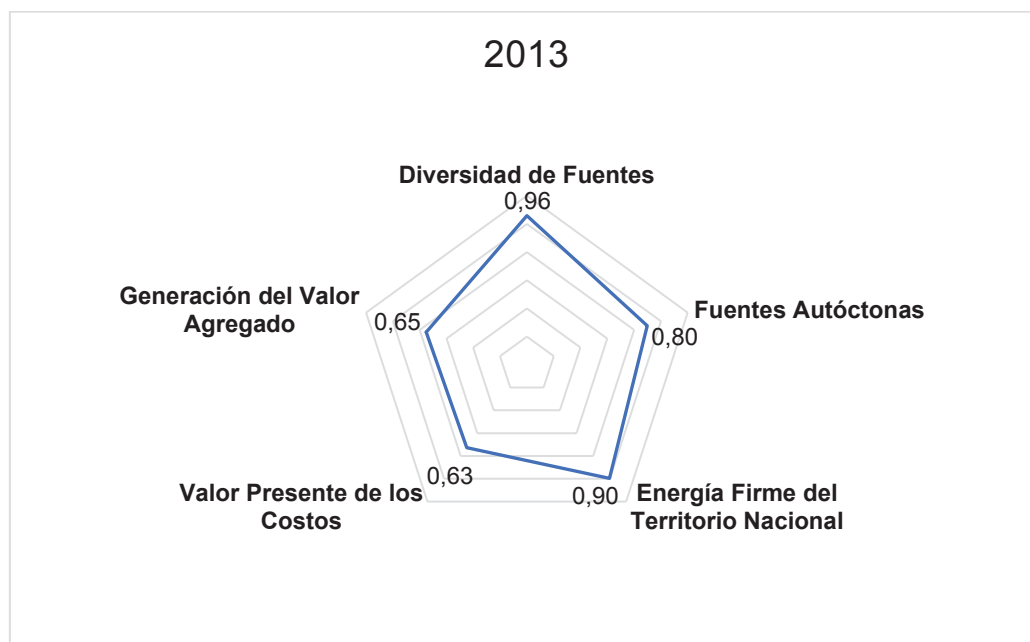


Figura 3.3 Rosa de Robustez año 2013

El año 2013 se caracterizó por tener un bajo nivel de los caudales afluentes a los embalses Mazar, Ingreso Amaluza, ocasionando que la energía firme anual de las centrales Mazar, Paute Molino se reduzca notablemente ocasionando que el IFA tienda a reducirse ligeramente, sin embargo, en este año también se tiene la operación de las siguientes centrales: Eólica Villonaco de 16,5MW, Proyecto Multipropósito Baba de 42 MW, entre las más principales, esto ocasionó que el IDF sea mayor que el año 2013. Por otro lado, la participación de la energía firme térmica aumento levente, no obstante, el IEFTN este reduce ligeramente por las condiciones ya descritas.

En el año 2013 la generación hidroeléctrica fue de 10.910,7 GWh (52,9%), la generación térmica fue de 8.842,9 GWh (42,9%), la energía no convencional fue de 208,3 GWh (1,0%) y la importación fue del 662,3 (3,2%) de la energía total disponible 20.624,2 GWh [45].

Para este mismo año se presentó una reducción del 10% en la generación hidroeléctrica en comparación con el año 2012, esto se dio principalmente por la reducción en los niveles de los embalses de Hidropaute (Molino y Mazar), ante esta situación se dio un incremento en la generación térmica en aproximadamente un 20% en comparación con el año 2012; además de esto la generación no convencional aumento su participación en un 33 % en comparación con el año anterior, y la participación energía importada aumentó en un 178% respecto al año 2012 estas acciones permitieron que el país no sufra un déficit de energía. A consecuencia de esto el IGVA tuvo un bajo crecimiento en comparación al año 2012 [45].

En el caso del IVPC este tuvo una reducción frente al año 2012, ocasionado por el aumento del costo de la operación del SNI, ocasionado por el incremento en participación de las centrales térmicas frente al año pasado, además de esto se considera el incremento de las inversiones en nuevos proyectos de generación.

3.7.4 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2014

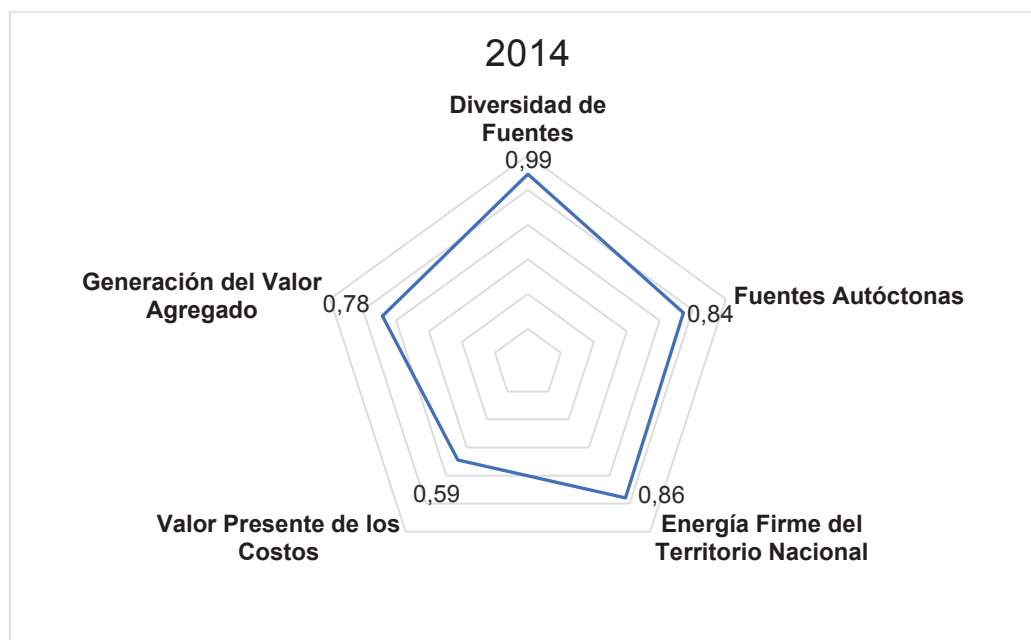


Figura 3.4 Rosa de Robustez año 2014

La condición hidrológica en los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas mejoró a la presentada el año anterior lo que dio como resultado un crecimiento de del 5,8% en energía firme total hidroeléctrica, en el caso de la generación térmica, en este año entraron en operación los proyectos termoeléctricos Esmeraldas II de 96 MW y Guangopolo II de 50 MW; sin embargo por las condiciones de mantenimiento programado en las unidades térmicas, el total de la energía firme térmica tuvo una reducción del 0,29%, cabe destacar que la participación de las centrales de energía no convencional aumento en un 93% en comparación con el año 2013, debido a la operación de las siguientes centrales no convencionales: Altgenotec (1 MW) Guayas, Brineforcop (1 MW) Manabí, Electrisol (1 MW), Pichincha, Genrenotec (0,99 MW) Guayas, Gonzanergy (1 MW) Loja, Gransolar (3 MW) Imbabura, Renovaloja (1 MW) Loja, Solchacras (1 MW) El Oro, entre otros proyectos en el resto del país [39].

Estas condiciones dieron lugar a que el IDF tenga un valor muy cercano al 1,00, es decir tuvo equilibrio notable en aporte de energía firme de todas las fuentes de generación en el período 2011-2015, en el caso del IFA hubo un aumento esto se explica por el hecho que hubo un mayor aporte de energía firme hidroeléctrica y de

energía no convencional, para el caso del IEFTN, si bien es cierto que la energía firme total aumentó en este año, el consumo anual de energía también lo hizo ocasionando lo que determinó que el indicador se reduzca en un 4%. En el caso del IVPC tiene un mínimo valor en el período 2011-2015, dado que en los años 2013 y 2014 se programó invertir mayores montos para la construcción de los proyectos de generación, y también se destaca que los costos en operación del SNI están en incremento por las nuevas centrales en operación.

En el año 2014 la generación hidroeléctrica fue de 11,4575 GWh (51,9%) energía térmica 9,4465 GW (42,8%), la energía no convencional fue de 0,3183 GWh (1,4%) y la importación fue de 836.7 (3,8%) la energía total disponible fue de 22,0591 GWh. La generación hidroeléctrica fue de 11,4575 GWh lo cual representó un incremento 5% respecto al año 2013, los niveles en los embalses aumentaron a niveles óptimos para la operación de las centrales Molino, Pucará e Hidronación; además el aporte de las centrales de pasada aumento en un 13,8% respecto al año 2013. En el caso de la generación térmica, este tuvo un incremento del 6,8% respecto al año anterior, las tecnologías que aumentaron de este tipo de generación fueron: vapor, fuel oil y gas natural; por otro lado la generación a base de diésel tuvo una reducción del 37,7% respecto al año anterior a esto se añade que la generación a base de nafta para el año 2014 se eliminó por completo; en el caso de la generación no convencional este tuvo un incremento de 52% respecto al año pasado, estas condiciones de las fuentes de generación conllevaron a que el IGVA tenga un incremento del 20% respecto al año 2013 [45].

3.7.5 ROSA DE ROBUSTEZ PARA EL AÑO 2015

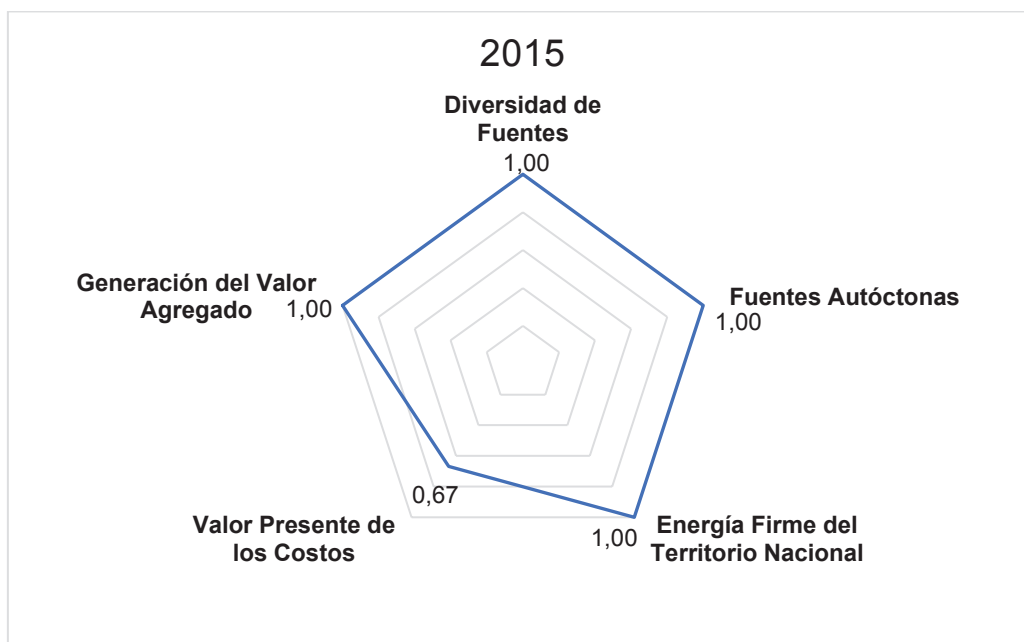


Figura 3.5 Rosa de Robustez año 2015

Gráficamente se aprecia que este es el año en que hubo una mayor Robustez en el sistema eléctrico, en este año la mayoría de los indicadores de la Rosa de Robustez presenta los valores más altos, cual implica una mayor robustez que los años anteriores, sin embargo, dado que en esta metodología se la aplicó para un período de cinco años consecutivos, y se tuvo que en el último año fue en el cual operaron más centrales de generación y a su vez se tuvo una condición hidrológica mucho mayor que los años pasados era de esperarse que los indicadores: IDF, IFA, IEFTN e IGVA lleguen al máximo valor que es 1,00 sin embargo esta robustez que se muestra en la figura 3.5 es relativa al período de análisis dado que si hubiera tomado más años para este análisis los resultados serían diferentes.

En el año 2015 la energía firme hidroeléctrica tuvo un incremento del 38% la energía térmica 4,5% y la no convencional de un 46% respecto al año pasado, esto se debe al incremento de la condición hidrológica para los caudales afluentes a las diferentes centrales hidroeléctricas, a esto se suma la participación de dos nuevas centrales hidroeléctricas: San Bartolo 50MW y Manduriacu 65MW, estas condiciones favorecieron para que el IDF sea el máximo en el año 2015, en el caso de la IFA este tuvo su máximo valor por el alto crecimiento en la energía firme

hidroeléctrica y energía no convencional. En el caso del IEFTN este también tuvo su máximo valor por las condiciones ya descritas.

En este mismo año la generación hidroeléctrica fue de 13.070,5 GWh (56,5%), la generación térmica 9.195,9 GWh (39,7%), la energía no convencional 0,3705 GWh (1,6%) y la importación de energía fue de 0,511 GWh (2,2%), por lo que, la energía total disponible fue de 23,1487 GWh. Por lo cual en el caso del indicador generación del valor agregado, a medida que entraron en operación los proyectos de generación del tipo renovable en los años 2011-2015, significó una reducción en el uso de insumos en la generación térmica, dando como resultado que el IGVA muestre una tendencia creciente [45].

La generación hidroeléctrica aumentó en un 14,08%, esto se debió a que las centrales de pasada y de embalse tuvieron un incremento significativo en sus caudales afluentes, por otro lado la generación térmica tuvo una reducción del 2% este tipo de generación tuvo una variación muy pequeña con respecto al año pasado, mientras que la generación no convencional tuvo un incremento del 16% debido a los proyectos eólicos, fotovoltaicos e Ingenios azucareros que operaron en este año, estos porcentajes descritos son expresados en relación al año 2014; estas condiciones dieron como resultado que el IGVA tenga su máximo valor en el año 2015 [45].

Por otro lado, el monto de inversiones en proyectos de generación para este año fue menor al año pasado, aunque el costo de operación fue mayor al año anterior, esto dio lugar a que el IVPC tenga un incremento del 13%.

3.8 COMPARACIÓN DE LA ROZA DE ROBUSTEZ DE ECUADOR EN EL PERÍODO 2011-2015 CON LA ROSA DE ROBUSTEZ DE UN PAÍS DE LA REGIÓN

La Rosa de Robustez del período 2011-2015 de Ecuador se obtuvo mediante la determinación del promedio de cada uno de los indicadores de la Tabla 3.22, a continuación, se presenta en la Figura 3.6.

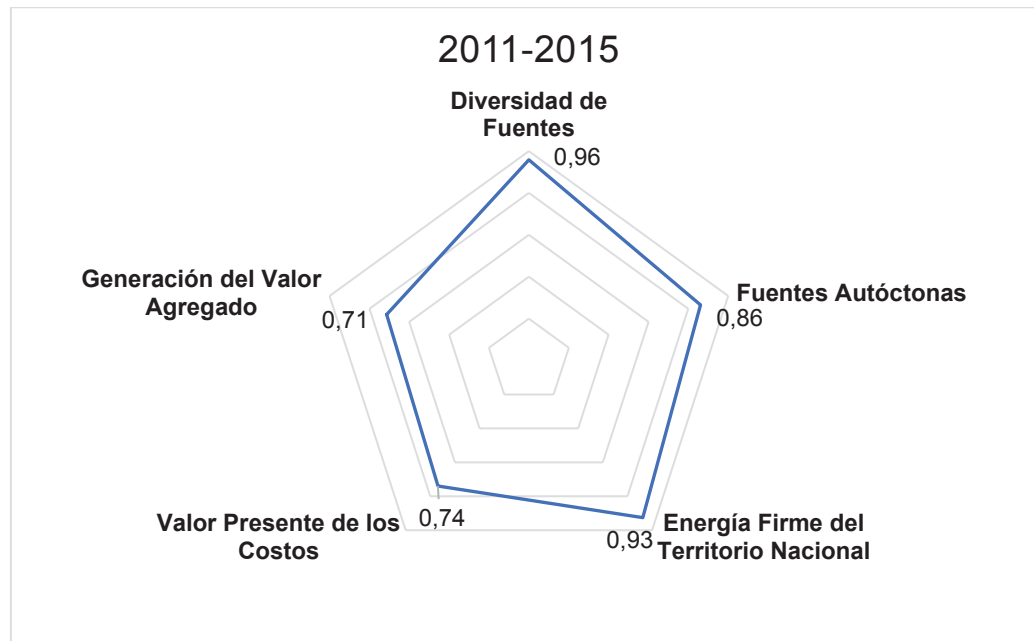


Figura 3.6 Rosa de Robustez 2011-2015

Para la comparación se eligió el la Rosa de Robustez del período 2007-2025 de Chile debido a la escasa información bibliográfica existente, con respecto a la aplicación de la metodología Rosa de Robustez en países vecinos o de la región. A continuación, se da una breve descripción de la situación que atravesó Chile en el tema de seguridad del suministro eléctrico.

Debido a que Chile atravesó por una grave crisis energética en los años 2004-2008 dado por la poca diversificación en fuentes de generación, la dependencia de centrales hidroeléctricas y la dependencia del gas natural de Argentina para el funcionamiento de centrales térmicas, ante estas circunstancias y para suplir la escasez de gas natural, Chile se vio en la necesidad de exportar recursos energéticos de otros países, sin embargo, la falta una infraestructura adecuada para abastecer a todas las centrales las cuales requerían este recurso y el alto costo de la exportación del gas en el mercado internacional, Chile se vio en la necesidad de a adaptar brevemente centrales térmicas a base de combustibles derivados de petróleo, y de esta forma poder satisfacer su demanda de electricidad.

Estas circunstancias hicieron que se tome varias acciones para enfrentar futuras crisis energéticas, se realizaron varios acuerdos para el suministro de Gas Natural Licuado (GNL), se replanteó el plan de expansión eléctrico hacia el uso del Carbón

como energía primaria y para complementar el desarrollo hidroeléctrico, y además los planes de expansión tomarían en consideración la generación de energías no convencionales (fotovoltaica, geotérmica, eólica, nuclear, entre otras) con el propósito de reducir la contaminación por el uso de combustibles fósiles y dar una mayor seguridad del suministro eléctrico diversificando sus fuentes de generación.

Con lo descrito anteriormente se presenta en la Figura 3.7 Rosa de Robustez de Chile la Rosa de Robustez determinada para el sistema eléctrico de Chile en período de años 2007 – 2025, el cual fue desarrollado por los investigadores Víctor Martínez A. y Juan Molina Castro de la Pontificia Universidad Católica de Chile. [12]

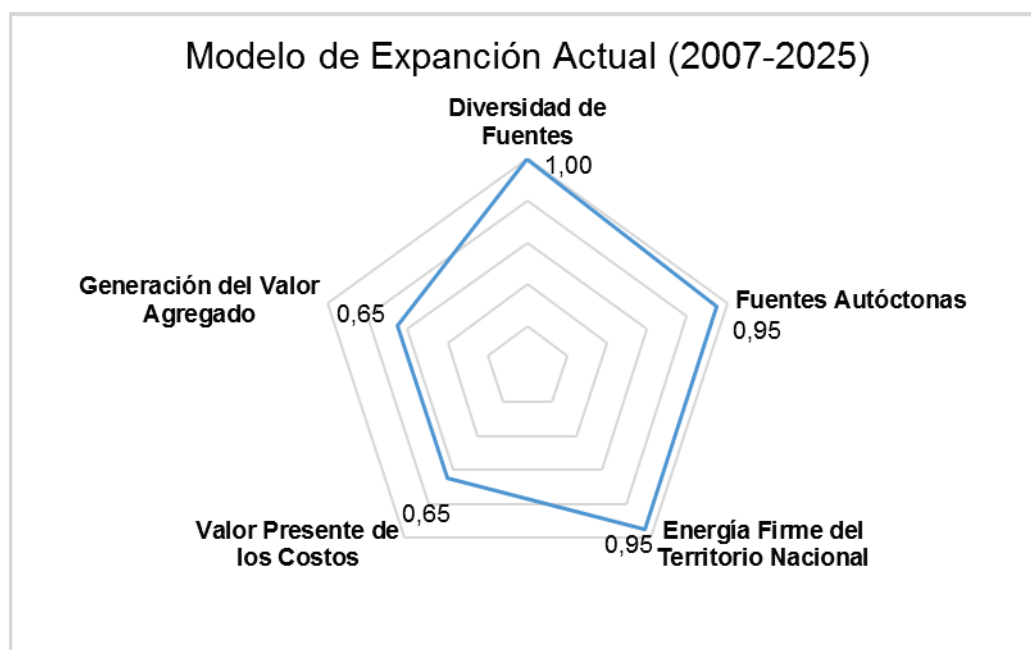


Figura 3.7 Rosa de Robustez de Chile (2007-2025), [12]

Al comparar los indicadores respectivos de cada rosa de robustez de Chile y Ecuador. El Indicador Diversidad de Fuentes muestra una mayor diversidad de fuentes para Chile dado que este país tiene una mayor diversidad de fuentes que Ecuador con una mayor participación de energías no convencionales (eólica, fotovoltaica, biomasa, entro otros) esto también implica que los indicadores de Energía Firme y Fuentes Autóctonas también sean mayores en el caso de Chile; el indicador Valor Presente de los costos para el caso de Chile implica un mayor valor de operación e inversión sin embargo por las políticas energéticas las cuales constan en los planes de expansión, las mismas que incentivan a la utilización de

energías no convencionales como la biomasa y la cogeneración hacen que este indicador sea mayor para Chile; por último, en el caso del Indicador Generación del Valor Agregado en el caso de Chile es mayor a Ecuador, esto obedece al plan de expansión de la matriz eléctrica de Chile, el cual tiene por objetivo incrementar las fuentes de generación del tipo renovable y no convencional a fin de reducir la utilización de generación térmica esto implica la reducción en insumos (importación de combustibles, tratamiento de combustibles, transporte, entre otros) estas condiciones hacen que el Indicador de Generación de Valor Agregado sea mayor que en el caso de Ecuador.

Ante lo descrito se concluye que el área de la Rosa de Robustez de Chile y la de Ecuador son semejantes, sin embargo se debe considerar que en el caso de Chile la rosa representa la expansión de sistema eléctrico de potencia con un horizonte de 17 años, mientras que en el caso de Ecuador es de 5 años por lo cual, es estrictamente necesario continuar desarrollando el suministro eléctrico a través de la construcción de nuevas centrales de generación con el objetivo de diversificar las fuentes autóctonas del país, caso contrario a medida que la demanda de energía vaya en aumento la robustez con la que se cuenta actualmente se irá reduciendo.

3.9 SUGERENCIA DE LINEAMIENTOS DE POLÍTICAS DE INVERSIÓN QUE PERMITAN MEJORAR LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL ECUADOR.

En esta sección se describen algunos lineamientos de políticas energéticas las mismas que son deducidas en base a todo el proyecto realizado.

- Continuar con el estudio e inversión en fuentes de generación del tipo renovable y no convencional (geotérmica, biomasa, fotovoltaica, etc.) con la finalidad de alcanzar una mayor diversificación de fuentes e incrementar las fuentes autóctonas con fines de generación eléctrica en el país.
- Invertir en centrales hidroeléctricas de embalse a fin de disponer una mayor energía firme en el Sistema Nacional Interconectado.

- Reducir el consumo de insumos en la generación térmica con combustibles fósiles, invirtiendo en la construcción de más centrales de generación del tipo renovable y no convencional, con el objetivo de incrementar el valor agregado del suministro eléctrico.
- Invertir en la modernización, investigación y desarrollo tecnológico en el tema energético a fin de mejorar e incrementar la autosuficiencia de energía primaria en el país.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- La aplicación de la metodología Rosa de Robustez permite analizar el nivel de seguridad del suministro eléctrico de un sistema eléctrico de manera gráfica a través de la distribución espacial de indicadores y la evolución de la seguridad en un período de tiempo determinado; lo cual hace que esta metodología determine una robustez relativa al período de análisis.
- La metodología Rosa de Robustez si bien fue elaborada para determinar la robustez para diferentes escenarios de expansión de un sistema eléctrico, en este trabajo se evidencian que también permite determinar la evolución de la robustez de un sistema eléctrico, mediante los datos estadísticos disponibles en el sistema de información energética de un país.
- Una de las variables principales la cual define la robustez de un sistema eléctrico lo constituye la energía firme, la cual está en función de las condiciones aleatorias de la energía primaria, en el caso de la generación hidroeléctrica de los caudales afluentes y en el caso la generación térmica de la disponibilidad de combustible.
- El indicador diversidad de fuentes evaluó el equilibrio que hubo entre la energía firme de todas las centrales que aportan energía al Sistema Nacional Interconectado, este indicador mostró un crecimiento del 10% en todo el período 2011-2015 lo cual radica en el crecimiento de la participación de la generación hidroeléctrica, térmica y no convencional.
- El indicador valor presente de los costos mostró que el incremento del costo en la inversión y operación en un sistema eléctrico debe ser adaptado al ingreso paulatino de los proyectos de generación, caso contrario presenta altas variaciones que indican que las inversiones se realizan de manera concentrada en ciertos años, provocan un stress en la economía de un país al incrementar abruptamente el valor agregado.

- El indicador fuentes autóctonas muestra una alta variabilidad a lo largo del período de análisis, lo cual es razonable debido a la variación en el aporte de energía firme de las diferentes centrales que conforman el SNI.
- Mediante esta metodología de evaluación se puede delinear o bosquejar de mejor manera lineamientos para establecer metas y estructurar las políticas energéticas del sistema que se esté estudiando.

4.2 RECOMENDACIONES

- Como trabajo futuro es recomendable considerar la determinación de escenarios mediante simulaciones para determinar una evolución óptima de los indicadores de la rosa a fin de no estresar el uso de los recursos técnicos, económicos y financieros en períodos de tiempo puntuales.
- Incluir la arista ambiental en la Rosa de Robustez mediante el desarrollo de un indicador que determine el impacto de la participación de la matriz eléctrica en las emisiones de CO₂ y la renovabilidad de los recursos. Para lo cual se debe procesar la información primaria y construir la estadística adecuada en base a información del sector eléctrico e instituciones que suministrar recursos para la producción de la energía y en la determinación del impacto del sector eléctrico. Ya que se determinó que no existe una única base de datos al respecto.
- Se recomienda considerar la Robustez en los planes de expansión y realizar un análisis comparativo de la Robustez que ofrece cada tipo de generación orientado a tomar decisiones más adecuadas en las tecnologías de generación del país.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. J. Martínez Aranza y J. D. Molina Castro, "Indicadores de Seguridad Energética", Santiago de Chile, 2007.
- [2] G. P. Retamales Lermada, "Indicadores de Seguridad de Suministro Eléctrico (SSE) en Chile", Santiago de Chile, 2005.
- [3] M. Castro , "Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador", Quito, 2011.
- [4] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Agencia de Regulación y Control de Electricidad", [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2012-2021/>. [Último acceso: 20 10 2017].
- [5] International Energy Agency, "International Energy Agency", [En línea]. Available: <https://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/>. [Último acceso: 25 10 2017].
- [6] N. Hernández, "Seguridad Energética Modelo de Cálculo Caso Venezuela", 2017.
- [7] Escribano y G. Escribano, "Real Instituto Alcano - Seguridad Energética: Concepto, Escenarios e Implicaciones para España y la UE", [En línea]. Available: http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/dt33-2006. [Último acceso: 25 07 2017].
- [8] Nelson Hernández, "Gerencia y Energía", [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/energia/seguridad-energetica>. [Último acceso: 26 07 2017].
- [9] Energía y Sociedad, "Energía y Sociedad - Claves del Sector Energético", [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/2-1-la-seguridad-de-suministro-a-nivel-global/>. [Último acceso: 09 06 2017].
- [10] J. De Quinto, "Seguridad de Suministro: Un Valor en Alza para la Política Energética y en la Política de Seguridad Nacional", A Rising Value for Energy Policy and National Security Policy, nº 13, pp. 185-199, 2007.

- [11] F. Saravia Poicon y D. Cervan, "Modelo para Evaluar la Seguridad Energetica", 08 2015. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/282611377_Modelling_for_Assessment_Energy_Security_Modelo_para_Evaluar_la_Seguridad_Energetica. [Último acceso: 06 06 2017].
- [12] V. J. Martínez Aranza y J. D. Molina Castro, "Pontificia Universidad Católica de Chile - Electric Power Systems - Prof. Hugh Rudnick", [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/seguridad/capitulo1.html>. [Último acceso: 13 07 2017].
- [13] Wikipedia, "Matriz Energetica", [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Matriz_energ%C3%A9tica. [Último acceso: 25 07 2017].
- [14] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), "Plan Maestro de Electrificación", Quito, 2016.
- [15] ACOLGEN, «Definición de Fuentes de Energía Central Hidroeléctrica» [En línea]. Available: <https://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/definicion-de-fuentes-de-energia#central-hidroel%C3%A9ctrica>. [Último acceso: 20 06 2017].
- [16] H. Rudnick, "Pontificia Universidad Católica de Chile - Electric Power Systems", [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/>. [Último acceso: 05 08 2017].
- [17] B. Serrano, "Despacho de Generación Hidrotérmica: Principios Básicos", Quito, 2001.
- [18] C. Yacche, "Establecimiento del Riesgo de Racionamiento en el Sistema Nacional Interconectado Mediante Programación Dinámica Dual Estocástica SDDP Para El Año 2009", Quito, 2009.
- [19] M. Mera Giler, "Resultado de las Acciones Ejecutadas Durante la Crisis Energética 2009", Guayaquil - Ecuador, 2013.
- [20] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "La Década Ganada del Sector Eléctrico", Quito, 2016.
- [21] "Rendición De Cuentas 2011 Ministerio De Electricidad Y Energía Renovable" Quito, 2011.
- [22] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, "Estadística Anual y Multianual de Energía del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015", Quito, Publisesores, 2016.

- [23] CENACE, "Operador Nacional de Electricidad CENACE", [En línea]. Available: http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=1. [Último acceso: 04 2017].
- [24] INSHT (Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo), "Observatorio Estatal de Condiciones de Trabajo OECT" [En línea]. Available: <http://www.oect.es/portal/site/Observatorio/menuitem.1a9b11e0bf717527e0f945100bd061ca/%3Fvgnnextoid%3Db80b5052be683110VgnVCM100000dc0ca8c0RCRD&vgnnextchannel%3De68f6a5f01d63110VgnVCM100000dc0ca8c0RCRD>. [Último acceso: 26 06 2017].
- [25] "Indicadores" [En línea]. Available: <https://definicion.mx/indicadores/>. [Último acceso: 26 06 2017].
- [26] Centro Artiguista por los Derechos Económicos, Sociales y Culturales, "Equidad y Energía en Uruguay", 2011. [En línea]. Available: <http://equidadyenergiaudelar.weebly.com/libros-pdf.html>. [Último acceso: 24 07 2017].
- [27] P. M. Turcic, "Robustez de Sistemas Eléctricos: Conclusiones del Aporte Metodológico y Ejercicio de Aplicación para el Sistema de Uruguay", Revista de la Red de Expertos Iberoamericanos en Energía, n° 2, p. 38, 2008.
- [28] C. Ulloa y V. Paulina, "Análisis de Confiabilidad de la Generación Considerando el Ingreso de Energías Renovables no Convencionales en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador", Sangolquí, 2016.
- [29] J. Vilchez Sanchez, "Fuentes de Energía", [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos100/fuentes-de-energia/fuentes-de-energia.shtml>. [Último acceso: 17 10 2017].
- [30] "Economía" [En línea]. Available: <http://www.economia.com.mx/>. [Último acceso: 25 08 2017].
- [31] wikiHow, "Calcular la Inflacion" [En línea]. Available: <http://es.wikihow.com/calcular-la-inflaci%C3%B3n>. [Último acceso: 29 08 2017].
- [32] Energy Vortex, "Firm Energy", [En línea]. Available: https://www.energyvortex.com/energydictionary/EnergyVortex.htm#firm_capacity__firm_energy__nonfirm_energy__firm_power.html. [Último acceso: 14 08 2017].
- [33] Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, "Potencia Instalada, Efectiva y Firme", Lima, 2010.

- [34] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Agencia de Regulación y Control de Electricidad", [En línea]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>. [Último acceso: 28 02 2018].
- [35] Power System Planning and Development, "Guidebook For Forced Outage Data Recording: Definitions and Assumptions", Australia, 2010.
- [36] Comisión de Regulación Energía y Gas, "Noticias y Publicaciones", [En línea]. Available: <http://bu.com.co/es/noticiasypublicaciones/369>. [Último acceso: 26 08 2017].
- [37] R. Chaer, "Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay", 2016. [En línea]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwi4zv2WsrjXAhWK5iYKHxIWBtcQFggIMAA&url=http%3A%2F%2Fadme.com.uy%2Fdb-docs%2FDocs_secciones%2Fnid_185%2FPotFirme_Nov2016_ADME.pdf&usq=AOvVaw1y2K8l6kfPM0AqFRO7HD7P. [Último acceso: 26 08 2017].
- [38] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, "Marco Normativo Procedimientos Técnicos", [En línea]. Available: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiWqd7B5r7XAhUG6SYKHSNyD5cQFghAMAM&url=http%3A%2F%2Fwww.coes.org.pe%2FPortal%2Fbrowser%2Fdownload%3Furl%3DMarco%2520Normativo%2FProcedimientos%2FTecnicos%2F13%2520Det>. [Último acceso: 01 11 2017].
- [39] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "ARCONEL", [En línea]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/control-de-la-generacion-3/>. [Último acceso: 07 2017].
- [40] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "Rendición de Cuentas 2011", Quito, 2011.
- [41] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "Rendición de Cuentas 2012", Quito, 2012.
- [42] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "Rendición de Cuentas 2014", Quito, 2014.
- [43] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, "Rendición de Cuentas 2015", Quito, 2015.
- [44] Banco Central del Ecuador, "Banco Central del Ecuador", [En línea]. Available:

https://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion.
[Último acceso: 07 2017].

- [45] Banco Central de Ecuador, "Banco Central de Ecuador", [En línea]. Available:
<https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/cntrimestral/CNTrimestral.jsp>.
[Último acceso: 26 09 2017].

Anexo A

En base al procesamiento de información del sector eléctrico y que el autor tuvo acceso se presenta a continuación los datos de la energía firme.

Energía Firme Anual de las Centrales de Pasada

HIDRÁULICAS TIPO: PASADA		2011	2012	2013	2014	2015
HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	750,50	780,57	766,25	673,66	1081,51
E.E QUITO	CUMBAYÁ	183,47	154,92	133,44	145,81	116,72
	NAYÓN	153,14	132,77	118,32	127,61	103,06
	GUANGOPOL	87,43	73,09	61,54	68,70	52,80
	PASOCHOA	24,34	23,21	18,61	22,91	24,34
	CHILLOS	14,10	11,25	10,33	12,82	12,67
HIDALGO & HIDALGO	SIBIMBE	88,60	84,09	70,15	83,59	90,66
E.E. RIOBAMBA	RIO BLANCO	19,08	23,06	20,95	18,96	18,46
EE R Norte	AMBI	38,86	31,31	28,33	34,20	26,42
	SAN MIGUEL	22,56	18,02	19,46	20,54	19,44
	La Playa	7,76	3,95	7,11	7,58	7,07
Cotopaxi	ILLICHI	49,99	44,73	49,42	50,01	51,47
Ambato	PENÍNSULA	8,86	12,42	9,54	9,86	12,70
HIDROPASTAZA	SAN FRANCISCO	903,23	1.297,79	1.396,2	1.310,68	1.462,63
Regional Sur	Carlos Mora	16,66	17,87	17,56	18,19	13,61
EMAAP-Q	EL CARMEN	37,59	38,58	58,35	51,97	52,49
	Recuperadora	76,09	68,32	72,43	70,34	68,73
ECOLUZ	LORETO	-	-	-	6,63	14,84
	PAPALLACTA	38,20	38,48	40,70	34,43	31,64
HIDROABANICO	HABANICO	324,82	315,40	321,76	322,36	317,27
ELECAUSTRO	SAYMIRIN-SAUCAY	238,13	232,79	192,43	202,01	239,54
ENERMAX	CALOPE	87,78	92,50	85,34	97,46	104,27
ALAO	ALAO	76,98	82,71	71,57	81,40	82,97
OCAÑA	OCAÑA	-	87,23	184,90	185,07	189,75
BOLÍVAR	CHIMBO	-	-	-	-	-
	BABA	-	-	16,10	140,54	150,25
C. H. HIDROMIRA		-	-	0,78	1,41	-
C. H. LA MERCED DE BUENOS AIRES		-	-	-	2,32	3,13
	Manduriacu	-	-	-	-	153,53
	San Bartolo	-	-	-	-	165,95

Energía Firme Anual de Unidades Térmicas Representativas

Unidad	Potencia Efectiva (MW)	Tasa de salida Forzada	Tasa de salida Programada	Energía Firme (GWh)
CATAMAYO U10	2,20	3,00%	13,55%	16,16
CATAMAYO U9	2,20	3,00%	51,00%	9,16
CELSO CASTELLANOS MC U1	1,60	3,00%	7,57%	12,57
CELSO CASTELLANOS MC U2	1,70	3,00%	7,29%	13,39
CELSO CASTELLANOS MC U4	2,00	3,00%	6,38%	15,91
EL DESCANSO U1	4,30	3,00%	18,40%	29,82
EL DESCANSO U2	4,30	3,00%	44,72%	20,20
EL DESCANSO U3	4,30	3,00%	11,35%	32,39
EL DESCANSO U4	4,30	3,00%	33,58%	24,27
ESMERALDAS 2 MC 1	48,00	3,00%	42,61%	234,08
ESMERALDAS 2 MC 2	48,00	3,00%	36,21%	260,18
GUALBERTO HERNÁNDEZ U2	5,20	3,00%	9,18%	40,13
GUALBERTO HERNÁNDEZ U3	5,20	3,00%	18,61%	35,96
GUALBERTO HERNÁNDEZ U4	5,20	3,00%	10,56%	39,52
GUALBERTO HERNÁNDEZ U5	5,20	3,00%	24,61%	33,31
GUALBERTO HERNÁNDEZ U6	5,20	3,00%	21,80%	34,55
GUANGOPOLO 2 MC 1	8,00	3,00%	58,42%	28,27
GUANGOPOLO 2 MC 2	8,00	3,00%	70,53%	20,03
GUANGOPOLO 2 MC 3	8,00	3,00%	65,79%	23,26
GUANGOPOLO 2 MC 4	8,00	3,00%	66,80%	22,57
GUANGOPOLO 2 MC 5	8,00	3,00%	67,46%	22,12
GUANGOPOLO 2 MC 6	8,00	3,00%	60,95%	26,54
QUEVEDO 2 MC U1	86,70	3,00%	16,42%	615,76
SANTA ELENA 2 MC U1	76,50	3,00%	22,23%	505,55

SANTA ELENA 3 MC U1	13,30	3,00%	45,72%	61,35
SANTA ELENA 3 MC U2	13,30	3,00%	22,42%	87,67
ANÍBAL SANTOS U3	20,50	4,10%	27,06%	125,62
ANÍBAL SANTOS U5	18,00	4,10%	34,42%	99,17
ANÍBAL TINAJERO U1	46,50	4,10%	24,56%	294,70
ANÍBAL TINAJERO U2	34,00	4,10%	27,41%	207,34
ENRIQUE GARCÍA U1	93,00	4,10%	7,03%	726,33
GONZALO ZEVALLOS TG4	18,00	4,10%	12,09%	132,93
MACHALA 2 TG U1	19,00	3,40%	21,48%	126,24
MACHALA 2 TG U2	20,00	3,40%	9,83%	152,60
MACHALA 2 TG U3	20,00	3,40%	53,37%	78,91
MACHALA 2 TG U4	20,00	3,40%	16,02%	142,14
MACHALA 2 TG U5	20,00	3,40%	49,80%	84,96
MACHALA 2 TG U6	19,00	3,40%	69,44%	49,13
MACHALA TG U1	65,00	3,40%	25,50%	409,78
MACHALA TG U2	65,00	3,40%	28,73%	392,04
MIRAFLORES TG U1	19,00	4,10%	5,82%	150,33
S. ROSA U1	16,80	4,10%	6,07%	132,57
S. ROSA U2	16,20	4,10%	74,21%	35,10
S. ROSA U3	16,70	4,10%	54,03%	64,50
VICTORIA II U1 DIESEL	102,00	4,10%	9,13%	778,62
ANÍBAL SANTOS V1	33,00	3,70%	65,06%	97,27
ESMERALDAS 1	125,00	3,70%	38,79%	645,43
GONZALO ZEVALLOS TV2	73,00	3,70%	39,40%	373,19
GONZALO ZEVALLOS TV3	73,00	3,70%	18,36%	502,77
TRINITARIA U1	133,00	3,70%	24,12%	851,39

Anexo B

Tasa de Salida Programada Anual de las Centrales Hidroeléctricas más Importantes.

Fuente: Datos estadísticos de potencia disponible CENACE de los años 2011-2015

AÑO	MAZAR	MOLINO	PUCARÁ	MARCEL LANIADO	AGOYAN
2011	8%	6%	36%	17%	14%
2012	15%	7%	94%	26%	13%
2013	30%	5%	68%	25%	8%
2014	8%	5%	5%	22%	12%
2015	6%	7%	3%	24%	8%

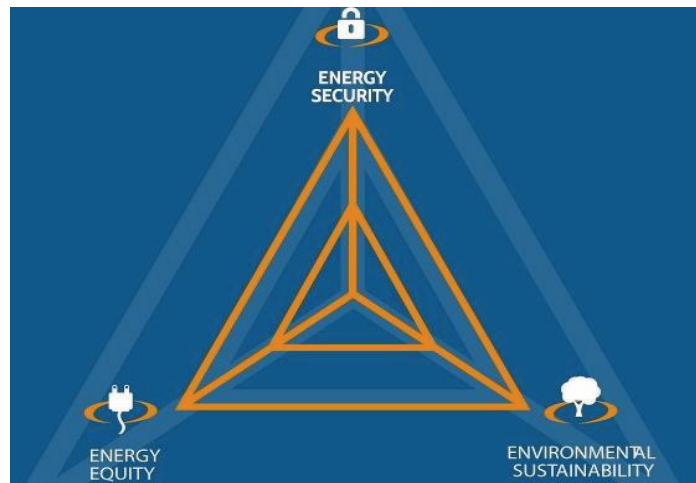
Tasa de Salida Forzada

Fuente: North American Electric Reliability Corporation (Historical Availability Statistics, 1982-2009)

Central	Combustible	FOR %
Vapor	Carbón	4,5
	Petróleo	3,7
	Gas	3,2
Gas	Jet	3,1
	Gas	3,4
	Diésel	4,1
Motor de Combustión	Diésel	3
Hidráulicas		3

Anexo C

Trilema Energético



El Trilema es un estudio, que se ha desarrollado e implementado gradualmente durante varios años el Consejo Mundial de energía (o sus siglas en inglés: WEC), que dentro de su misión de “promover el suministro y el consumo energético sostenible en beneficio de las personas”, tiene como objetivo, que tanto en las fuentes de energía renovables como en las no renovables, cumplan los siguientes aspectos: (i) la seguridad del suministro, (ii) la equidad social y (iii) la mitigación del impacto ambiental.

¿A que corresponden los elementos del Trilema energético?

(i) Seguridad energética: Hace referencia a la generación y suministro de energía sostenible a partir de las fuentes renovables y no renovables, comprendiendo dentro de estas, las que se importan y las que se exportan. Lo anterior con el fin de satisfacer la demanda energética actual y futura de los países.

(ii) Equidad social: continuando con el hilo de la satisfacción de energía, ésta debe comprender aspectos de accesibilidad y asequibilidad para todas las personas de cada uno de los países.

(iii) Mitigación el impacto ambiental: finalmente y tal vez siendo uno de los elementos más importantes, al cumplir los anteriores puntos, se debe pensar en el

cuidado y preservación del medio ambiente, ya que al generar fuentes de energía se debe optar por las llamadas fuentes renovables u otras por medio de las cuales se disminuya el daño a la tierra

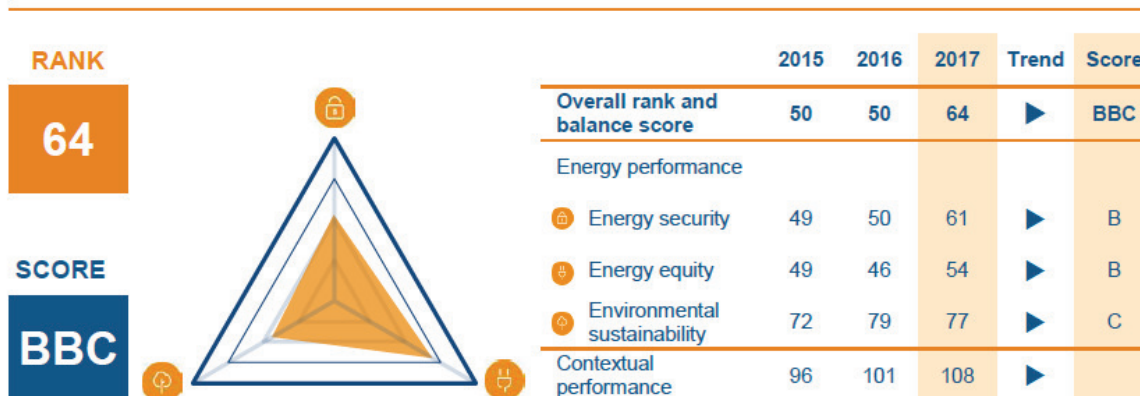
La herramienta Energy Trilemma Index del World Energy Council, clasifica a los países en su capacidad para proporcionar energía sostenible a través de 3 dimensiones: seguridad energética, equidad energética (accesibilidad y asequibilidad), sostenibilidad ambiental. El ranking mide el desempeño general en la consecución de una combinación sostenible de políticas y el puntaje de equilibrio destaca cuán bien un país maneja las concesiones del Trilema con "A" siendo el mejor.

El Energy Trilemma Index cuantifica el Energy Trilemma y clasifica comparativamente a 125 países en términos de su capacidad para proporcionar un sistema de energía seguro, asequible y ambientalmente sostenible. Además, a los países se les otorga un puntaje de equilibrio que destaca cuán bien el país maneja las concesiones entre las tres dimensiones de Energy Trilemma e identifica a los países con mejor rendimiento con un puntaje 'AAA'.

Las clasificaciones del Índice se basan en una gama de conjuntos de datos que capturan el rendimiento energético y el contexto de ese rendimiento energético. Los indicadores de rendimiento energético consideran la oferta y la demanda, la asequibilidad y el acceso a la energía y el impacto ambiental de la producción y el uso de energía de un país. Los indicadores contextuales consideran las circunstancias más amplias del rendimiento energético, incluida la capacidad de un país para proporcionar marcos normativos y normativos coherentes, predecibles y estables.

ECUADOR

TRILEMMA INDEX RANKINGS AND BALANCE SCORE



TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS

- Ecuador cae 14 lugares este año al rango 64. Al recibir puntajes relativamente buenos en las dimensiones de seguridad energética y equidad energética, Ecuador todavía se queda atrás en sostenibilidad ambiental, lo que resulta en un puntaje de balance de la BBC.
- El gobierno ecuatoriano ha impulsado varias iniciativas para crear un sector energético más sostenible. La Planificación Estratégica Nacional Ecuatoriana (Plan Nacional para el Buen Vivir) establece los siguientes objetivos: aumento de la participación de la energía renovable en el mix de generación eléctrica; reducir las importaciones derivadas del petróleo; cambiar el perfil actual de las exportaciones de petróleo a productos de mayor valor agregado; aumento de la eficacia y la eficiencia del sector del transporte; reducir las pérdidas de generación y distribución; y un aumento general en la eficiencia energética.
- Para este propósito, el gobierno actualmente está desarrollando varios proyectos, que incluyen: 1) la construcción de ocho plantas hidroeléctricas de alta capacidad; 2) proyectos para promover la instalación de plantas de energía renovables; 3) el cambio de la cocina a base de gas a electrodomésticos eficientes de inducción; y 4) la construcción de una gran refinería de petróleo.

- Las políticas ambiciosas desarrolladas por el gobierno garantizarán la sostenibilidad del sector energético ecuatoriano promoviendo mejoras en cada una de las tres dimensiones del Trilema energético.

Diversidad de Producción

Este indicador mide la diversidad de varios tipos de generación de electricidad. Un número más alto es mejor. El cálculo comienza con cuatro piezas; cada uno es un tipo de generación eléctrica sobre la suma de generación multiplicada por el registro natural de la misma pieza de generación sobre la suma de la generación. Luego, cada uno de los cuatro tipos de generación (nuclear, hidroeléctrica, no convencional y térmica) se suman y se dividen por logaritmo natural de 4. Este indicador se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{\left(\frac{-d}{c+h}\right) LN\left(\frac{d}{c+h}\right) + \left(\frac{-e}{c+h}\right) LN\left(\frac{e}{c+h}\right) + \left(\frac{-f}{c+h}\right) LN\left(\frac{f}{c+h}\right) + \left(\frac{-g}{c+h}\right) LN\left(\frac{g}{c+h}\right)}{LN(4)}$$

Donde:

- c: Generación neta de electricidad total.
d: Generación de electricidad nuclear.
e: Generación neta de hidroelectricidad
f: Generación neta de otras energías renovables.
g: Generación neta de electricidad térmica convencional.
h: Almacenamiento bombeado hidroeléctrico.

A continuación, se calcula la diversidad de la producción para el Ecuador en los años del período 2011 – 2015

Generación Neta de Energía Eléctrica de Ecuador (GWh)					
Generación	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrica	10968,45	12047,71	10725,77	11025,43	12414,61
Térmica	6044,13	6864,57	8666,17	8937,34	8722,59
No convencional	147,27	155,65	409,59	670,50	947,46
Total	19170,85	21079,93	21814,53	22647,27	24099,66

Año	Diversidad de Producción	Metodología WEC	Metodología Rosa de Robustez
		Diversidad de Producción Normalizado	Diversidad de Fuentes
2011	0,519942823	6,97	9,00
2012	0,520335095	6,97	9,40
2013	0,570175238	7,64	9,60
2014	0,592641573	7,94	9,90
2015	0,603595377	8,09	10,0

Como se puede observar en la metodología Rosa de Robustez, el indicador de diversidad de fuentes llega al máximo valor en el año 2015, para este mismo año con la metodología WEC el indicador diversidad de producción tiene un valor de 8,09 lo cual indica que ambos indicadores coincidieron en que el año 2015 se tuvo la mayor diversificación tanto en fuentes como en producción, sin embargo, con la metodología WEC el indicador diversidad de producción indica que en el Ecuador aún se debe invertir en más centrales de generación a fin de incrementar la diversidad de producción.

El indicador diversidad de producción muestra un nivel creciente en el período 2011 - 2015, el indicador IDF de la Rosa de Robustez tuvo el máximo valor en el año 2015 y al hacer la comparación de los resultados con este indicador, se observa que coincidieron mostrando un nivel adecuado en la diversidad de fuentes y diversidad de producción.