



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

**“Planificación Sistema de Generación Eléctrica del Ecuador en
el periodo 2023-2037”**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

MAGÍSTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA

Presentada por:

Julitza Lilibeth Buenaventura Ronquillo

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, fuente de toda sabiduría y fortaleza. Sin su guía divina, este camino habría sido imposible de recorrer.

A mis padres y hermanos, por su amor incondicional y constante apoyo.

A mi eterno amor, por su comprensión, paciencia y por ser mi mayor motivación. Tu apoyo inquebrantable ha sido mi mayor bendición. Gracias por creer en mí y por alentarme a seguir mis sueños.

A mi hija, por ser mi fuente de alegría y por entender los sacrificios de este proceso. Cada logro alcanzado es también tuyo.

A mis queridos amigos, por su ánimo, por acompañarme en cada etapa y por celebrar conmigo cada pequeño triunfo.

A mis profesores, por su guía, sus enseñanzas y por desafiarme a ir más allá de mis límites.

A todas las personas que de alguna manera han sido parte de este camino, les dedico este trabajo con profundo agradecimiento y cariño.

Gracias por ser parte de mi historia

AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a Dios por su gracia y misericordia, que han sido luz en la oscuridad y fuerza en la debilidad. Que este trabajo sea un testimonio de mi fe en Ti y de mi agradecimiento por todas tus bendiciones.

A mi tutor de tesis, Phd. Miguel Torres por su orientación, paciencia y apoyo. Su experiencia y dedicación fueron fundamentales para dar forma a este trabajo.

También quiero agradecer a todos los profesores del programa de maestría por su enseñanza y por brindarme las herramientas necesarias para llevar a cabo esta investigación.

A mi familia, les estoy profundamente agradecida por su inquebrantable apoyo y por ser mi fuente de motivación en los momentos más difíciles.

TRIBUNAL DE TITULACIÓN

Miguel Torres R., Ph.D.
DIRECTOR DE PROYECTO

Juan Peralta J., Ph.D.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este proyecto de titulación, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Julitza Lilibeth Buenaventura Ronquillo

RESUMEN

La disponibilidad de energía eléctrica es indispensable para el desarrollo de un país. Ecuador es un país que se proyecta hacia el crecimiento económico y social, para hacer frente a este desafío se debe contar con una Planificación del Sistema Eléctrico que le permita satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica. En la actualidad Ecuador cuenta con un Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, que contempla el plan de expansión de generación hasta el 2031.

El presente proyecto tiene como objetivo la elaboración de la Planificación del Sistema de Generación Eléctrica del Ecuador durante el periodo 2023-2037, mediante el uso del software LEAP ("Low Emissions Analysis Platform"), se estudia el comportamiento de la Demanda y posibles escenarios de ingreso de la Generación de energía eléctrica en el periodo señalado.

Lo primero que se efectuó fue la revisión e identificación de la información disponible por parte de los organismos del sector eléctrico ecuatoriano como MERNNR, CENACE y ARCERNNR para determinar las variables de ingreso al modelado. Se realiza la evaluación del sistema de generación eléctrica y demanda del año base que para el presente proyecto es el 2022. Con esta información se establece el escenario base, el cual constituye el punto de inicio para la creación de los demás escenarios, los cuales son elaborados considerando el posible ingreso de los futuros proyectos de generación, las hipótesis planteadas en el PME, las políticas de transición y eficiencia energética del país.

Los resultados determinan que el escenario más apropiado para abastecer el crecimiento de la máxima demanda de 93,253.2 GWh para el año 2037, es el escenario 6 que incluye el ingreso de los nuevos proyectos de generación con un total de 5,701.22 MW.

ABREVIATURAS O SIGLAS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARC	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
ARCON	Agencia de Regulación y Control Minero
CENACE	Operador Nacional de Electricidad-CENACE
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública
ERNC	Energía Renovables No Convencionales
EE	Empresa Eléctrica
EEQ	Empresa Eléctrica Quito S.A.
EMELNORTE	Empresa Eléctrica Regional del Norte
GWh	Gigavatios – hora
IIGE	Instituto de Investigación Geológico y Energético
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
L/T	Línea de Transmisión
LEAP	Low Emissions Analysis Platform
MCI	Motores de Combustión Interna
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
PME	Plan Maestro de Electricidad
SISDAT	Sistematización de Datos del Sector Eléctrico
SEIP	Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero
S/E	Subestación
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
USD	Dólares de Estados Unidos de Norteamérica

RESUMEN	V
ABREVIATURAS O SIGLAS	VI
Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas.....	x
CAPITULO 1-GENERALIDADES	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes.....	1
1.2.1 Planificación de energía eléctrica en Ecuador.	3
1.2.2 Generación.....	4
1.2.3 Producción Bruta de Energía	4
1.2.4 Crecimiento de la demanda.	5
1.2.5 Distribución y Comercialización.....	5
1.2.6 Interconexiones Internacionales	6
1.2.7 Oportunidades de Inversión Privada	6
1.3 Descripción del Problema	7
1.4 Objetivo General	7
1.5 Objetivos Específicos	7
1.6 Alcance	8
CAPITULO 2- MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 Introducción	9
2.2 Revisión Literaria	9
2.3 Demanda Histórica de Energía.....	10
2.4 Producción Histórica de Energía y Potencia 2022.....	11
2.5 Capacidad Energética	12
2.5.1 Nuevos Proyectos y Proyectos en Construcción	13
2.5.2 Proyectos con título habilitante.....	14
2.5.3 Proyectos hidroeléctricos con más de 500 MW con estudios 14	
2.5.4 Resumen Proyectos de la Matriz Productiva	14
2.6 Factores de disponibilidad máxima de los Generadores	15
2.7 Consideraciones especiales	15
CAPITULO 3- METODOLOGIA	17
3.1 Introducción	17
3.2 Descripción Metodológica.....	17
3.3 Escenarios de Demanda.....	19
3.3.1 Hipótesis 1	19
3.3.2 Hipótesis 2	19

3.3.3	Hipótesis 3	21
3.4	Demanda y Curva de Carga	22
3.5	Generación	23
3.6	Desarrollo de escenarios de estudio.	24
3.6.1	Escenario 1	25
3.6.2	Escenario 2	25
3.6.3	Escenario 3	25
3.6.4	Escenario 4	25
3.6.5	Escenario 5	26
3.6.6	Escenario 6	26
CAPITULO 4- RESULTADOS.....		27
4.1	Introducción.....	27
4.2	Demanda	27
4.2.1	Hipótesis 1	27
4.2.2	Hipótesis 2	28
4.2.3	Hipótesis 3	28
4.2.4	Escenarios de Demanda	29
4.3	Escenarios de Generación.....	30
4.3.1	Escenario 1	30
4.3.2	Escenario 2	31
4.3.3	Escenario 3	32
4.3.4	Escenario 4	34
4.3.5	Escenario 5	35
4.3.6	Escenario 6	37
CAPITULO 5- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		40
5.1	Introducción.....	40
5.2	Conclusiones.....	40
5.3	Recomendaciones.....	40
CAPITULO 6 – BIBLIOGRAFÍA.....		40
6.1	Referencias.....	42

Lista de Figuras

Figura 1.1 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.....	2
Figura 1.2 Capacidad instalada 2022.....	4
Figura 1.3 Energía bruta producida 2022 fuente	4
Figura 1.4 Consumo Energético 2022 por empresa	6
Figura 2.1 Producción ERNC en el Ecuador año 2022.....	11
Figura 2.2 Evolución histórica de Capacidad Nominal	13
Figura 2.3 Proyectos de Generación con título habilitante	14
Figura 2.4 Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios de diseño definitivo.	14
Figura 3.1 Diagrama General de la Metodología.....	17
Figura 3.2 Diagrama Descriptivo de la Metodología	18
Figura 3.3 Curva de Demanda año base 2022	23
Figura 3.4 Grafico del System Peak Load Shape	23
Figura 3.5 Generadores y su Producción Histórica 2022	24
Figura 4.1 Resultados de la demanda para el escenario 1 y 4.	28
Figura 4.2 Resultados de la demanda para el escenario 2 y 5.	28
Figura 4.3 Resultados de la demanda para el escenario 3 y 6.	29
Figura 4.4 Resultados de los escenarios de demanda.	29
Figura 4.5 Resultado de escenario 1.....	30
Figura 4.6 Energía suministrada escenario 1.	31
Figura 4.7 Resultado de escenario 2.....	32
Figura 4.8 Energía suministrada escenario 1.	32
Figura 4.9 Resultado de escenario 3.....	33
Figura 4.10 Energía suministrada escenario 3.	33
Figura 4.11 Resultado del escenario 4.....	34
Figura 4.12 Energía suministrada escenario 4.	34
Figura 4.13 Energía suministrada escenario 4 vs escenario 1.....	35
Figura 4.14 Energía suministrada por ERNC en el escenario 4.....	35
Figura 4.15 Resultado del escenario 5.....	36
Figura 4.16 Energía suministrada escenario 5.	36
Figura 4.17 Energía suministrada escenario 5 vs escenario 2.....	37
Figura 4.18 Energía suministrada por ERNC en el escenario 5.....	37
Figura 4.19 Resultado del escenario 6.....	38
Figura 4.20 Energía suministrada escenario 6.	38
Figura 4.21 Energía suministrada escenario 6 vs escenario 3.....	39
Figura 4.22 Energía suministrada por ERNC en el escenario 6.....	39

Lista de Tablas

Tabla 1.1	5
Energía anual disponible en el sistema de distribución	5
Tabla 2.1	11
Crecimiento de Demanda en los 10 años	11
Tabla 2.2	12
Crecimiento de la Potencia Nominal	12
Tabla 2.3	15
Factores de disponibilidad referencial	15
Tabla 3.1	20
Consumo energético dado por las cargas singulares industriales en operación	20
Tabla 3.2	20
Consumo energético dado por las cargas singulares industriales planificadas	20
Tabla 3.3	21
Requerimiento energético del sector transporte [GWh].	21
Fuente: Autor	21
Tabla 3.4	21
Consumo energético cargas singulares de Industrias Básicas (GWh).	21
Tabla 3.5	22
Carga mensual 2022	22

CAPITULO 1-GENERALIDADES

CAPITULO 1-GENERALIDADES.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.....	1
1.2.1 Planificación de energía eléctrica en Ecuador.	3
1.2.2 Generación.....	4
1.2.3 Producción Bruta de Energía.....	4
1.2.4 Crecimiento de la demanda.....	5
1.2.5 Distribución y Comercialización.....	5
1.2.6 Interconexiones Internacionales.....	6
1.2.7 Oportunidades de Inversión Privada.....	6
1.3 Descripción del Problema.....	7
1.4 Objetivo General.....	7
1.5 Objetivos Específicos.....	7
1.6 Alcance.....	8

1.1 Introducción

A nivel mundial la Planificación es clave para garantizar la confiabilidad y eficiencia del suministro de energía eléctrica en cada país. El estudio completo comprende la generación de energía y la infraestructura de los sistemas de transmisión y distribución. El sector eléctrico ecuatoriano está integrado por los sistemas de generación, transmisión y distribución; y, son las diferentes entidades del estado los responsables de su planificación, construcción, operación y mantenimiento, para cubrir la demanda creciente de energía eléctrica del país; por lo que se considera de gran importancia tener una planificación a corto, mediano y largo plazo.

En este proyecto de titulación nos vamos a enfocar solo en la Planificación del Sistema de Generación Eléctrica de Ecuador, para ello revisaremos el estado actual del sector eléctrico ecuatoriano, su estructura, producción, las fuentes de generación disponible, consumo eléctrico y el marco legal en la cual se basa la futura expansión del Sistema de Generación mediante la inversión privada, así como el modelo de concesiones de ciertos proyectos adjudicados a la presente fecha.

En este capítulo se presentan los objetivos y preguntas que me llevaron a realizar el presente trabajo de titulación sobre la Planificación de la Generación en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, el cual está basado en los diferentes programas gubernamentales como es el Plan Maestro de Electricidad (2018-2027) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética. Es importante mencionar que este trabajo presenta una contribución al campo de aplicación que puede fortalecer la toma de decisiones en lo correspondiente a la planificación, aunque sus resultados no son totalmente concluyentes, nos presenta de manera rápida y precisa del estado en el que se encuentra el Sistema de Generación Eléctrica del país y los posibles escenarios para satisfacer el crecimiento de la demanda de acuerdo con las hipótesis establecidas en el Plan Maestro de Electricidad.

1.2 Antecedentes

El art. 313 y 314 de la Constitución de la República del Ecuador de 2008, establece que la energía en todas sus formas es parte de los sectores estratégicos, la energía eléctrica es considerada como un servicio público y un derecho de los ciudadanos. El estado es el responsable de regular, controlar, administrar y gestionar los recursos del sector eléctrico, para ello el sector eléctrico ecuatoriano cuenta con diferentes organismos responsables para realizar estas funciones. En la figura 1.1 se muestra la estructura del sector eléctrico ecuatoriano y la interrelación de los actores con los demás organismos de control.

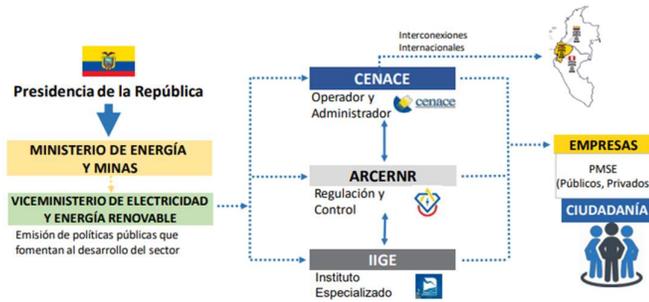


Figura 1.1 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano

Fuente: (CENACE, 2022)

El Ministerio de Energía y Minas que, a través del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, es la entidad responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de la normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el abastecimiento y aprovechamiento eficiente de sus recursos. Actualmente, el Ministerio cuenta con el Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027, que recoge los proyectos que contribuirán a la cobertura de la demanda de potencia y energía en el corto, mediano y largo plazos, y que son parte de la política del sector para atraer a la empresa privada.

- Conforme lo establece el artículo 20 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, el Operador Nacional de Electricidad - CENACE, actúa como administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos. Así también, con base en las atribuciones y deberes definidos en la Ley, CENACE se encarga de administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico. (CENACE, 2022).
- El decreto ejecutivo 1036 emitido por la Presidencia de la República del Ecuador estableció la fusión de la Agencia de Regulación y Control Minero (ARCON), Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y Agencia de Regulación y Control Eléctrico (ARCONEL) en una sola entidad denominada: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) desde el 01 de Julio 2020.
- El Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), creado por Decreto Ejecutivo Nro. 399 del 15 de mayo de 2018, mediante la fusión de dos institutos enfocados en la investigación de la eficiencia energética, energías renovables, geología, minería y metalurgia. (IIGE, 2023).
- La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). Empresa pública, dependiente del MERNNR, que nace en 2009 tras la estatalización y unificación de diversas empresas del sector. Su objetivo es la generación y transmisión de Energía Eléctrica.

- Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP). Empresa pública Constituida en 2008, con el fin de prestar los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica.

El sector eléctrico ecuatoriano está formado por personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica, así como las personas naturales o jurídicas que sean consideradas consumidores o usuarios finales (CENACE, 2022).

1.2.1 Planificación de energía eléctrica en Ecuador.

Históricamente, antes de 1961 Ecuador no contaba con políticas y marco legal que regule el servicio eléctrico, es decir, todos los proyectos se ejecutaban sin ninguna planificación.

Con el objetivo de normar las actividades eléctricas en el país, el 23 de mayo de 1961, mediante Decreto de Ley de Emergencia No. 24, el Gobierno expidió la Ley Básica de Electrificación, mediante la cual se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), al cual se delegó la planificación, ejecución y control de la actividad eléctrica nacional. En ese año existían más de 1.200 centrales eléctricas con un promedio de potencia instalada de 100 kW por central, las cuales estaban administradas por más de 100 organismos municipales y locales. (Empresa Electrica Galapagos (2023)

Dentro del marco Constitucional del año 2008, el gobierno definió una nueva planificación nacional, en el cual dentro de las estrategias se estableció el cambio de la matriz energética, es decir, las directrices del Plan Maestro de Electrificación se enfocaron en los proyectos de generación hidroeléctrica.

Ecuador ha trabajado en las últimas décadas por modificar su matriz energética, se han implementado diferentes planes y programas para incrementar la capacidad de generación, impulsando proyectos de generación provenientes principalmente de fuentes de energía renovables especialmente hidráulica. Sin embargo, aún persisten desafíos en términos de infraestructura, interconexión y respuesta a la demanda creciente. En la actualidad cuenta con un plan de expansión de generación hasta el año 2031, en el que se consideran varios bloques de Energías Renovables No Convencionales que incluyen proyectos fotovoltaicos, eólicos, geotérmicos, biomasa, etc.

1.2.2 Generación.

De acuerdo con el Balance Energético Nacional del año 2022, Ecuador cuenta con una capacidad instalada para generar 8864.19 MW denominada potencia nominal: 58.6% hidráulica, 38.8% térmica y 2.6% distribuido entre otras fuentes de energía renovables.

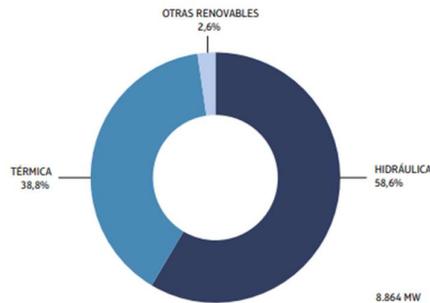


Figura 1.2 Capacidad instalada 2022

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2022)

Las actividades de Generación y/o Autogeneración en el país son ejecutadas por empresas públicas y privadas, las cuales deben aprobar ciertos requisitos para ser habilitados por la autoridad competente.

Las empresas generadoras son aquellas que cuentan con permiso para la operación económica de una o varias centrales y entregan su producción en uno o varios puntos del Sistema Nacional de Transmisión, Sistema de Distribución o puntos aislados.

Las empresas Autogeneradoras son aquellas dedicadas a una actividad industrial o comercial, cuya generación eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda, y de ser el caso el excedente puede ser puesto a disposición del sector.

1.2.3 Producción Bruta de Energía

La Energía Bruta producida en el 2022 fue de 28.820, Gwh. Por origen alrededor de 85 % (24.513 Gwh) se obtuvo de fuente hidráulica, 12,4% (3.565 Gwh) de fuente térmica, 1% (326 Gwh) de generación no convencional como biomasa, eólica, solar, etc y 1,6% (466) de interconexión.



Figura 1.3 Energía bruta producida 2022 fuente

Fuente: (Cenace, 2022)

1.2.4 Crecimiento de la demanda.

De acuerdo con la información histórica del comportamiento de la demanda presentada en el Boletín de Estadística Anual 2022. La energía disponible del sistema de distribución en el 2022 fue 27.638,49 GWh. Con respecto al año 2013, existió un aumento de 8.100,75 GWh, equivalente al 41,46 % de incremento. Los años que tuvieron mayor crecimiento energético con respecto al año anterior fueron el 2021 con un 7.02% y 2014 con 7.11%. La tabla 1.1 muestra el crecimiento de la demanda de energía disponible en el sistema de distribución desde el año 2010 al 2022.

Tabla 1.1
Energía anual disponible en el sistema de distribución

Crecimiento de la Demanda		
Año	GWh	Crecimiento %
2010	17.594	
2011	18.645	5,97%
2012	19.547	4,84%
2013	19.538	-0,05%
2014	20.928	7,11%
2015	21.995	5,10%
2016	22.043	0,22%
2017	22.788	3,38%
2018	23.746	4,20%
2019	24.881	4,78%
2020	24.716	-0,66%
2021	26.451	7,02%
2022	27.638	4,49%

Fuente: Autor

1.2.5 Distribución y Comercialización.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica en Ecuador es realizada por empresas del estado correspondientes a once (11) Unidades de Negocio de la Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública, y nueve (9) empresas eléctricas, las mismas que actúan de acuerdo con las regulaciones vigentes del sector eléctrico ecuatoriano. El consumo de electricidad por tipo de empresas a nivel nacional en el año 2022 lo podemos observar en la figura 1.4.

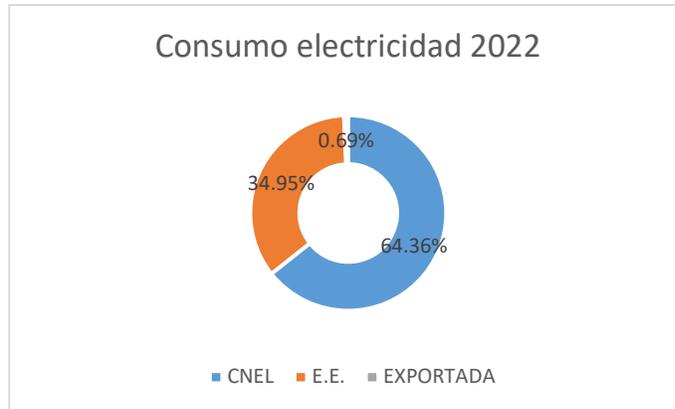


Figura 1.4 Consumo Energético 2022 por empresa

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2022)

1.2.6 Interconexiones Internacionales

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano tiene actualmente dos Interconexiones Internacionales de naturaleza jurídica, una con Colombia mediante un enlace a 230 kV., y otra con Perú mediante transferencias de bloques de carga.

1.2.7 Oportunidades de Inversión Privada

El marco legal donde se sustenta la oportunidad de inversión privada en el sector eléctrico se establece en diferentes modalidades entre las que tenemos.

- Contratos de Concesión (Art. 25 y siguientes Ley Orgánica del Servicio Público de energía eléctrica y 18 y siguientes de su reglamento) a través de procesos públicos de selección, por intermedio del MERNNR.
- Proyectos bajo la modalidad de Asociación Público –Privada: Contratos de Gestión Delegada (Ley Orgánica de incentivos para las asociaciones públicas privadas).
- Capacidad asociativa de las empresas públicas para el cumplimiento de sus fines y objetivos empresariales. - Cualquier tipo de asociación, alianzas estratégicas, sociedades de economía mixta con sectores públicos o privados en el ámbito nacional o internacional o del sector de la economía popular y solidaria (Art. 35 y siguientes de la Ley Orgánica de Empresas Públicas).
- Procesos de Contratación Pública: Verificar cobertura “Acuerdo Comercial entre la Unión Europea y sus estados miembros por una parte y Colombia, El Perú por otra”. Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación pública y demás normativa nacional conexas aplicación como norma supletoria.

Actualmente, Ecuador cuenta con la presencia de prestigiosas empresas provenientes de España, Canadá, Corea, China, entre otros. La comunidad internacional ha visto a nuestra nación como un lugar atractivo para invertir

en la ejecución de proyectos de energías renovables. (Ministerio de Energía y Minas, n.d.). En el año 2023 se firmó la concesión por 20 años de dos proyectos emblemáticos en el país, el proyecto fotovoltaico El Aromo a la empresa Solarpack y Villonaco II y III al Consorcio Cobra Zero-E Villonaco, con una capacidad para generar 200MW y 110 MW respectivamente. Estas concesiones implican el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos de generación eléctrica ubicados en las provincias de Loja y Manabí.

1.3 Descripción del Problema

La planificación de la expansión de la generación es el núcleo de la investigación del desarrollo energético en un país, y es la base para determinar la capacidad total, el diseño y la estructura del suministro de energía. La conclusión de la planificación de la expansión de la generación afecta la confiabilidad, la economía, la calidad de la energía y la estructura de la red del sistema de energía en el futuro. (Wu et al., 2018) .

Debido a las actividades comerciales e industriales, así como también de la población, la demanda de energía eléctrica en Ecuador crece de manera rápida, lo que significa que la capacidad de generación debe estar disponible para satisfacer este consumo. En virtud de ello, es trascendental planificar la infraestructura de generación eléctrica a corto, mediano y largo plazo para anticipar y satisfacer la creciente demanda energética del país.

En consideración a la crisis eléctrica que se está viviendo en Ecuador, este trabajo de titulación planteado se deriva de preguntas que abren las puertas al estudio e investigación del sector eléctrico ecuatoriano, interrogantes que hasta la presente fecha no tienen respuestas definitivas con relación al impacto que tendría los proyectos de generación eléctrica en el país.

- a) ¿Cómo será la planificación de la generación eléctrica del Ecuador y el ingreso de los diferentes proyectos de generación para satisfacer la demanda de energía durante el periodo comprendido del 2023 al 2037?
- b) ¿Cuál será el mejor escenario para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía en el periodo 2023 al 2037?

Finalmente, la planificación de generación eléctrica en Ecuador es esencial para garantizar un suministro de energía confiable, sostenible y eficiente que respalde el crecimiento económico

1.4 Objetivo General

Realizar la planificación de generación eléctrica del Sistema Eléctrico Ecuatoriano en el periodo 2023-2037.

1.5 Objetivos Específicos

- a) Examinar el estado actual del sistema de generación eléctrica en Ecuador, incluyendo la capacidad instalada, producción y el crecimiento de la demanda.

- b) Identificar los parámetros de los generadores de las centrales instaladas y por instalar, así como las diferentes normativas técnicas e históricas establecidas por los organismos de control del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.
- c) Evaluar el crecimiento tendencial de la demanda de energía eléctrica en Ecuador, a través del análisis de periodos anteriores.
- d) Proponer escenarios que incluyan el ingreso de los nuevos proyectos de generación establecidos en el PME.
- e) Utilizar un software como herramienta de modelado y análisis de la planificación del sistema de generación eléctrica ecuatoriana.

1.6 Alcance

Siguiendo los planteamientos definidos en el Plan Maestro de Electricidad, este proyecto de titulación tiene como alcance elaborar y realizar el análisis de la planificación de los sistemas de generación de energía eléctrica en el periodo 2023 – 2037, no abordará aspectos relacionados con la transmisión, distribución o comercialización de la energía eléctrica. Se llevará a cabo la revisión de la literatura académica, técnica y normativa relacionada con la planificación de la generación eléctrica. Se crearán varios escenarios adaptados a las características y necesidades teniendo en consideración los aspectos relacionados a las políticas de transición energética del país y el actual Plan de Expansión del Ecuador.

Los resultados de este proyecto de titulación serán una contribución para fortalecer la toma de decisiones en lo correspondiente a la planificación de generación eléctrica del país, así como también permitirá responder las preguntas planteadas y presentar recomendaciones que pueden servir como guía para implementar acciones que garanticen el suministro de electricidad confiable, sostenible y eficiente que respalde el crecimiento económico del país. Se abordarán aspectos relacionados a la integración de energías renovables, generación disponible, y crecimiento de la demanda.

CAPITULO 2- MARCO TEÓRICO

CAPITULO 2- MARCO TEÓRICO	9
2.1 Introducción	9
2.2 Revisión Literaria	9
2.3 Demanda Histórica de Energía	10
2.4 Producción Histórica de Energía y Potencia 2022	11
2.5 Capacidad Energética	12
2.5.1 Nuevos Proyectos y Proyectos en Construcción.....	13
2.5.2 Proyectos con título habilitante	14
2.5.3 Proyectos hidroeléctricos con más de 500 MW con estudios.	14
2.5.4 Resumen Proyectos de la Matriz Productiva.....	14
2.6 Factores de disponibilidad máxima de los Generadores	15
2.7 Consideraciones especiales	15

2.1 Introducción

En el presente capítulo se presenta la revisión literaria de proyectos y la información disponible por los organismos de control del sector eléctrico ecuatoriano como el MERNNR, CENACE y ARCERNNR, que servirá como datos de ingreso al modelado en el programa LEAP.

2.2 Revisión Literaria

A continuación, realizo una revisión de la literatura organizada cronológicamente, proporcionando un relato detallado, destacando sus contribuciones y relevancia para la investigación, y concluyendo con un análisis de las contribuciones de los autores.

Anjo et al., (2018) evalúa los efectos a largo plazo de la respuesta de la demanda, utilizando como modelo: el sistema eléctrico de Portugal. Para obtener una comprensión más profunda del impacto en la planificación del sistema, la capacidad teórica de la respuesta de la demanda se calcula examinando tres escenarios: un escenario de base, una escena de sistema neutro en carbono en 2050, y una escena sin estrictas limitaciones de emisiones de carbono. La aplicación de la Respuesta a la Demanda conduce a una reducción de los costos totales, la capacidad instalada y un aumento de la proporción de capacidad renovable en los tres escenarios.

Zhuo et al., (2020) presenta un modelo de planificación de expansión de transmisión que incorpora de manera eficiente un gran número de escenarios sin ninguna reducción. La mejora de la eficiencia y la eficacia del método propuesto se demuestran a través de estudios de casos realizados en el 6-bus modificado de Garver, IEEE RTS-79, RTS-96, y el sistema de pruebas de tamaño realista. La descomposición de Benders se emplea para dividir el problema de la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) en un problema maestro de inversión y varios subproblemas de operación. La técnica de programación lineal paramétrica múltiple (MPLP) se utiliza para agrupar los subproblemas de operación durante cada iteración. En este caso, es necesario resolver solo una operación de subproblema en cada grupo, mientras que los resultados de los otros subproblemas en el mismo grupo se pueden obtener mediante medios analíticos.

Okomol et al., (2021) desarrolló un plan a mediano plazo donde identifica y analiza estrategias adecuadas para ampliar el sistema eléctrico de Kenia entre 2019 y 2030. Este plan se adherirá a los criterios y marcos de planificación establecidos en el país. La tarea requería la recopilación de datos sobre la accesibilidad y el uso de los recursos de energía renovable (RE) y no renovables (no-RE), junto con las tecnologías asociadas, la eficiencia energética y las medidas de conservación. El objetivo era formular la estrategia energética sostenible de Kenia. El cálculo de la demanda para los consumidores domésticos, como la cocina, la iluminación de la calle y los proyectos emblemáticos. El análisis de sensibilidad se realiza utilizando tres escenarios distintos: el escenario Business as Usual (BAU), el mejorado y el ambicioso. Este estudio tiene como objetivo crear modelos de planificación energética sostenible enraizados en la red eléctrica y la transición a la energía verde. Los modelos fueron diseñados para abarcar el período de 2019 a 2030, alineándose con el Plan de Desarrollo Integrado

del País (CIDP). Los factores que se tienen en cuenta incluyen las previsiones económicas para el país, los proyectos de generación y transmisión de energía en curso, las iniciativas de expansión y intensificación de la red, así como la última demanda de energía de los hogares, las instituciones y las pequeñas y medianas empresas (SMEs).

Abdin et al., (2022) presenta un modelo sofisticado y flexible para la planificación de la expansión de la generación. El modelo tiene en cuenta diversos factores, como el compromiso a corto plazo de las unidades y las limitaciones de ampliación, así como la planificación multiperíodo y multiregional. Examina un estudio de caso de la red eléctrica que une a las naciones continentales europeas adyacentes, concretamente: Bélgica, Francia, Suiza, Luxemburgo, los Países Bajos, Alemania, Italia y España. Los resultados validan la eficacia del método propuesto en la gestión de múltiples incertidumbres operacionales y la adopción de decisiones de inversión de generación apropiadas. Además, el estudio demuestra que el método de solución propuesto produce soluciones de calidad y logra un rendimiento computacional eficiente. Esto hace que sea adecuado para abordar los problemas prácticos de planificación de la expansión de la generación en la formulación de políticas, en particular los que tienen por objeto evaluar la influencia de la incertidumbre en el rendimiento futuro de todo el sistema.

Gebremeskel et al., (2023) presenta un modelo amplio y complejo del sistema eléctrico de Etiopía, teniendo en cuenta las características distintivas (como la prevalencia de fuentes de energía tradicionales, la presencia de una economía informal, la brecha entre las zonas urbanas y rurales, los bajos niveles de electrificación y la escasez de suministros) y el contexto específico de los países en desarrollo. El modelo se crea mediante la integración de los marcos OSeMOSYS (Open-Source Energy Modelling System) y LEAP. Este estudio consta de tres fases primarias: selección de un marco de modelado, proyección de la demanda y expansión de la generación. Se utiliza cinco escenarios de políticas para investigar diversos futuros potenciales y lograr un equilibrio entre las necesidades de electricidad a largo plazo y los recursos. El escenario de mayor eficiencia resulta en una reducción de 9 GW de capacidad instalada, lo que lleva a un ahorro de costes de aproximadamente el 11% en el total de los costos descontados, equivalente a 4 mil millones de dólares de EE.UU. Este beneficio económico ha hecho que el escenario de eficiencia sea el más deseable en comparación con los demás escenarios. Los resultados demuestran que las tecnologías renovables son más viables económicamente y ventajosas debido a los costos de inversión reducidos y la amplia disponibilidad de recursos.

2.3 Demanda Histórica de Energía.

Ecuador es un país en desarrollo, lo cual se evidencia por el incremento gradual del consumo de electricidad, esta demanda de electricidad proviene del sector productivo, en el año 2022 la Energía Disponible en Sistemas de Distribución fue de aproximadamente 27.638 (GWh), lo que indica un crecimiento de 41.39% con respecto a los 10 años anteriores, tal como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1
Crecimiento de Demanda en los 10 años

Crecimiento de la Demanda		
Año	GWh	Crecimiento %
2012	19.547	
2022	27.638	41,39%

Fuente: Autor

Esta información es indispensable para establecer el porcentaje de referencia en relación con el crecimiento de la demanda en el periodo de análisis, para el escenario base se determinó el crecimiento de demanda de 7,02%, este valor es considerado para el presente proyecto por dos aspectos. Primero, es el porcentaje más alto de crecimiento en los últimos 5 años. Segundo, de acuerdo con el último boletín estadística mensual de transacciones comerciales del CENACE el crecimiento de la demanda entre enero y octubre del 2023 con respecto al año anterior fue de 9,87%, lo que significa que en Ecuador hay un crecimiento superior al propuesto en el presente estudio. (Cenace, 2023)

2.4 Producción Histórica de Energía y Potencia 2022.

La producción neta generada el año 2022 por las centrales de generación más importación fue de 28.818,79 GWh con el siguiente detalle: hidráulica 24.512,40 GWh, 85,05%; térmica 3.565,2 GWh, 12,37 %; biomasa 348,08 GWh, 1,25 %; eólica 60,6 GWh, 0,21%; biogás 41,59 GWh, 0,15% y fotovoltaica 28,94 GWh 0,12%, siendo la principal fuente energética las centrales hidráulicas, esta información es obtenida del Informe Anual CENACE 2022 (Producción neta por naturaleza jurídica [Gwh],2022), la cual se presenta en el Anexo 1. Es importante mencionar que las centrales hidráulicas Coca Codo Sinclair, Paute y Sopladora fueron las Centrales que más generaron en el sistema.

Dentro de las ERNC tenemos que la producción bruta de energía eléctrica en el año 2022 se distribuyó en un 71,16 % para la Biomasa, un 12,47 % Eólica, 8,59 % para Biogás y un 7,78 % para la Generación Fovovoltaica estos datos son mostrados en la figura 2.1.

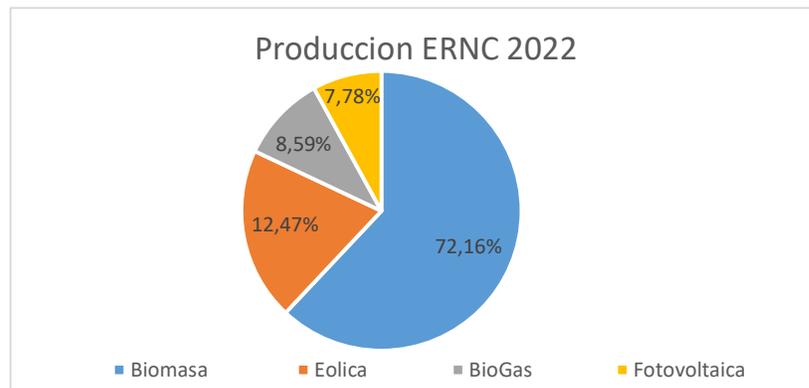


Figura 2.1 Producción ERNC en el Ecuador año 2022

Fuente: Autor

La potencia total efectiva en el año 2022 fue de 8.219,55 MW con el siguiente detalle: hidráulica 5.150,63 MW, térmica 2.666,17 MW, eólica 53,15 MW, biomasa 136,5 MW, fotovoltaica 27,76 MW, biogás 7,20 MW. La capacidad efectiva en generación hidroeléctrica con que cuenta el Ecuador ha aumentado considerablemente provocando que las centrales térmicas de menor capacidad no sean requeridas en los despachos diarios, agregando de que existen centrales que no cuentan con la autorización de los órganos rectores para participar en el sector eléctrico ecuatoriano, a pesar de que están operativas actualmente. Adicionalmente, existe otro grupo de centrales que están intervenidas por el estado ecuatoriano, cuyos equipos y componentes se están deteriorando por falta de operación y mantenimiento.

La demanda de potencia en bornes de generación máxima en el año 2022 fue de 4.388,06 MW de los 8219,55 MW disponibles.

2.5 Capacidad Energética

La capacidad instalada para generar electricidad ha incrementado en los años, la tabla 2.2 muestra la capacidad instalada desde el año 2010. En la figura 2.2 se presenta la curva del crecimiento histórico, en donde se evidencia que desde el año 2018 la capacidad de generación del sistema eléctrico ecuatoriano incrementó solo en 203 MW a diferencia del año 2023 al 2018 que creció 3165 MW aproximadamente.

Tabla 2.2
Crecimiento de la Potencia Nominal

Potencia Nominal		
AÑO	MW	Crecimiento %
2010	5.137,68	
2011	5.181,24	0,85%
2012	5.454,40	5,27%
2013	5.496,23	0,77%
2014	5.731,52	4,28%
2015	6.004,98	4,77%
2016	8.226,42	36,99%
2017	8.050,64	-2,14%
2018	8.661,90	7,59%
2019	8.685,01	0,27%
2020	8.712,29	0,31%
2021	8.734,41	0,25%
2022	8.864,37	1,49%

Fuente: Autor



Figura 2.2 Evolución histórica de Capacidad Nominal

Fuente: Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2022

Ecuador cuenta con una capacidad instalada de 8864.37 MW denominada potencia nominal. Para el presente proyecto la capacidad energética de las centrales y/o unidades de generación fueron obtenidas mediante los Reportes de Información Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano disponible en el SISDAT de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Tal como se muestra en la figura 2.3

Estos reportes se consideran de alta calidad y contienen la información fundamental del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, la cual servirá para el modelado en el software LEAP.

De acuerdo con lo establecido en el Plan Maestro de Electricidad la expansión de la generación se realiza con el objetivo de “Garantizar el abastecimiento de electricidad en el Ecuador mediante la expansión óptima de la etapa de generación de energía eléctrica, en el corto, mediano y largo plazo, con criterios de eficiencia, sostenibilidad, calidad, continuidad y seguridad” (Ministerio de Electricidad y Energías no Renovables, 2018). Esto significa que es fundamental para asegurar la seguridad energética, impulsar el desarrollo económico, mejorar la accesibilidad de electricidad y diversificar las fuentes de energía.

2.5.1 Nuevos Proyectos y Proyectos en Construcción

La políticas gubernamentales y planes de electrificación han permitido que Ecuador fortalezca su parque generador a través de los nuevos proyectos de generación, con lo cual se ha logrado abastecer el crecimiento de la demanda e inclusive realizar exportaciones de energía, del año 2013 al 2022 el crecimiento fue de 3368 MW.

El Plan Maestro de Electrificación detalla los proyectos de Generación Eléctrica que se encuentran en Construcción, los cuales se presentan en el Anexo 2, del listado detallado los proyecto que ya se encuentran en

operación para el año 2022 son: Chalpi Grande 32 MW, Sabanilla 36 MW y Sarapullo 48,45 MW.

2.5.2 Proyectos con título habilitante

En la figura 2.3 se muestran los proyectos de Generación de Energía Eléctrica con Títulos Habilitantes, del listado detallado en el Plan Maestro de Electricidad Chalpi Grande ya se encuentra en Operación.

Proyecto	Empresa / Institución	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolivar
El Salto	Hidroquinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
La Magdalena	Hidroquinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaastro S.A.	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
Pitaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia. Ltda.	Privada	Hidroeléctrico	9,30	68,7	Cotopaxi	Pujilí
Maravilla	Hidroquinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaastro S.A.	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
Pichacay II	EMAC-GBP	Mixta	Biogás	1,00	3,5	Azuay	Cuenca
El Laurel	CBS Energy	Privada	Hidroeléctrico	0,97	6,8	Carchi	Mira
TOTAL				130	918		

Figura 2.3 Proyectos de Generación con título habilitante

Fuente: PME

2.5.3 Proyectos hidroeléctricos con más de 500 MW con estudios

Dentro del Plan Maestro de Electricidad se detallan dos proyectos emblemáticos para el país, estos son Santiago y Cardenillo con 2400 MW y 596 MW respectivamente, los cuales ya cuentan con diseño definitivo.

En la Figura 2.4 se presenta el detalle de estos proyectos.

Proyecto	Estudios	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Santiago	Diseño definitivo	Hidroeléctrico	2.400	14.613	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
Cardenillo	Diseño definitivo	Hidroeléctrico	596	3.409	Morona Santiago	Méndez
TOTAL			2.996	18.022		

Figura 2.4 Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios de diseño definitivo.

Fuente: PME

2.5.4 Resumen Proyectos de la Matriz Productiva

En el Anexo 3, se presenta el resumen de los proyectos de generación para el caso de la matriz productiva que son adicionales al caso Base, en el que se detalla la fecha más probable de ingreso a operación comercial, el nombre del proyecto de generación, la empresa o institución a cargo, el

estado actual (construcción, estudios, etc.), si el proyecto se financia con fondos públicos o privados, el tipo de tecnología (hidroeléctrico, termoeléctrico, Energías Renovables No Convencionales, entre otros), la potencia nominal (MW), la energía media anual estimada (GWh/ año), y la ubicación (provincia y cantón).

2.6 Factores de disponibilidad máxima de los Generadores

La resolución Nro. ARCONEL-069/16, en su literal 4 define los factores de disponibilidad referencial de las centrales de generación.

En la Tabla 2.3 se presenta los factores de disponibilidad definidos por el ARCONEL.

Tabla 2.3.
Factores de disponibilidad referencial

TIPO	TECNOLOGIA	Fd _{ref}
Hidráulicas	Embalse	0,92
	Pasada	0,90
Térmicas	Vapor	0,80
	Gas	0,80
	MCI	0,80

Fuente: ARCONEL

Los valores de disponibilidad máxima referenciales que indica la resolución no consideran a los sistemas de Generación con Energía Renovable No Convencional, considerando la disponibilidad de sus energías primarias como el viento y la energía solar, en nuestro modelamiento ingresaremos el valor del 100% para este tipo de tecnologías.

2.7 Consideraciones especiales

Dentro del presente estudio se consideran los siguientes aspectos especiales, referentes a los proyectos de generación que ingresara en los siguientes años:

- El Proyecto Hidroeléctrico Paute-Cardenillo es el último proyecto por construir para el desarrollo del Complejo del Río Paute y funcionará en conjunto con Paute-Sopladora, Paute-Mazar y Paute- Molino, tendrá una capacidad instalada de 596 MW.
- El proyecto hidroeléctrico Santiago se localiza en la región suroriental de Ecuador, está ubicado sobre el río del mismo nombre dentro de la región hidrográfica del Amazonas, en los cantones Tiwintza, Limón Indanza y Santiago de Méndez, en la provincia de Morona Santiago, tendrá una capacidad instalada de 3600 MW, por su dimensión será ejecutado en fases.
- Los Bloques de ERNC correspondiente a tecnologías no convencionales como hidroeléctricas, eólicas, solar y biomasa son proyectos que se ubicarán en diferentes sectores del país, estarán

en función del recurso primario, las condiciones del sitio, medio ambientales y logísticas.

- Los proyectos de Generación Hidroeléctrica Chespi, Chontal, Tortugo y Tigre con una potencia total de 943 MW y una Energía 4,336 GWh, tiene el siguiente tiempo de inversión: Chespi (48 meses, USD 793 millones), Chontal (60 meses, USD 435 millones), Tortugo (50 meses, USD471 millones) y Tigre (54 meses, USD 215 millones) son considerados en nuestro modelamiento.
- Para el análisis de la demanda se consideran las hipótesis planteadas en el PME, donde se incluye la ciudad industrial Posorja.

Dentro de la planificación operativa del sistema eléctrico se debe tener una reserva rodante que pueda actuar ante posibles escenarios dinámicos o aumentos súbitos de la demanda, de acuerdo con lo establecido por el PME esta reserva es alrededor del 20%.

Adicionalmente, se debe considerar la reserva en frío, a diferencia de la reserva rodante, esta no está disponible de manera inmediata. La reserva fría es la parte de la reserva no rodante (hidráulica o térmica) que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor de 15 minutos, que se encuentran dentro de una lista de mérito, para cubrir el déficit de reserva de generación ocasionado por diversas contingencias que se produjeran en el sistema.

El monto de reserva fría se determinará sobre la base de un estudio de confiabilidad, mientras tanto para el caso del SNI se ha determinado técnicamente que el valor máximo de reserva fría debe ser igual a la unidad de generación de mayor potencia despachada, previniendo de esta manera la probable pérdida de la mayor generación del sistema. (procedimientos de despacho y operación-CENACE).

CAPITULO 3- METODOLOGIA

CAPITULO 3- METODOLOGIA.....	17
3.1 Introducción.....	17
3.2 Descripción Metodológica.....	17
3.3 Escenarios de Demanda	19
3.3.1 Hipótesis 1.....	19
3.3.2 Hipótesis 2.....	19
3.3.3 Hipótesis 3.....	21
3.4 Demanda y Curva de Carga	22
3.5 Generación	23
3.6 Desarrollo de escenarios de estudio.	24
3.6.1 Escenario 1.....	25
3.6.2 Escenario 2.....	25
3.6.3 Escenario 3.....	25
3.6.4 Escenario 4.....	25
3.6.5 Escenario 5.....	26
3.6.6 Escenario 6.....	26

3.1 Introducción

En este capítulo se detalla la metodología utilizada para realizar el modelado de nuestro Sistema de Generación Eléctrica Ecuatoriano, para lo cual utilizaremos el programa LEAP (Low Emissions Analysis Platform), obteniendo un análisis de la planificación de los sistemas de generación de energía eléctrica en el periodo 2023-2037.

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia representa un gran desarrollo económico, por tal motivo es necesario definir estrategias para su expansión a mediano y largo plazo, dentro de este escenario la carga pronosticada desarrolla un papel importante, por tal motivo seguiremos los planteamientos determinados en el PME. Así como las consideraciones especiales mencionadas en el capítulo anterior.

El análisis realizado involucra exclusivamente la expansión de la generación y su atención a la demanda, no se está considerando la expansión de los Sistemas de Transmisión y Distribución que requieren de inversiones adicionales, sin embargo, las pérdidas de potencia son consideradas. Adicionalmente se considera la disponibilidad operativa de las Centrales de Generación Hidroeléctricas y Térmicas en el año base.

Para el Ingreso de las nuevas centrales se ha considerado el estado actual de las concesiones en los diferentes proyectos, así como también los periodos mencionados en el PME con ciertos desplazamientos constantes en el tiempo.

3.2 Descripción Metodológica.

El presente proyecto de titulación tiene un enfoque cuantitativo el cual inicia con una fase exploratoria de recopilación de datos e información histórica del año base, continua con la etapa de procesamiento de los datos recopilados, en esta etapa se utiliza el software LEAP en el cual se ingresan las variables de entrada, los resultados que obtendremos corresponden a la planificación energética del Ecuador en el periodo 2023-2037, tal como se muestra en la figura 3.1.

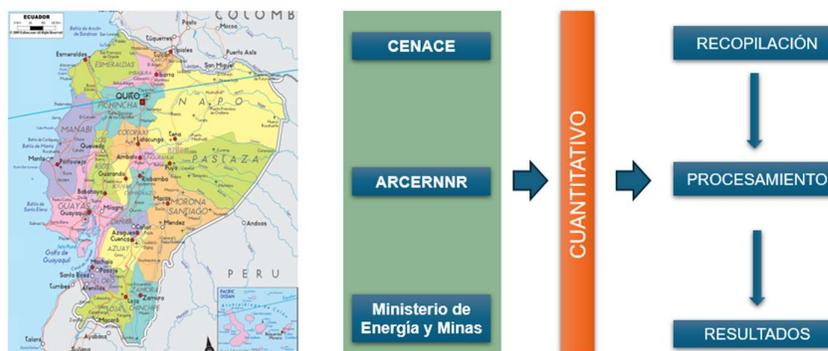


Figura 3.1 Diagrama General de la Metodología

Fuente: Autor

Se utilizaron fuentes primarias de investigación: revisión bibliográfica, documentos oficiales del sector eléctrico, informes de los actores del sector, boletín de estadísticas, fuentes bibliográficas, artículos académicos.

El software que utilizaremos en la presente investigación es LEAP, la cual es una herramienta de software ampliamente utilizada para el análisis de políticas energéticas y la evaluación de la mitigación del cambio climático desarrollada en el Instituto Ambiental de Estocolmo.

Como herramienta de modelado a mediano y largo plazo integrada se basa en escenarios. Los escenarios son historias sobre cómo podría evolucionar un sistema energético con el tiempo, que se puede utilizar para rastrear el consumo de energía, la producción y la extracción de recursos en todos los sectores de una economía. Sus capacidades de modelado permiten operar en dos niveles conceptuales básicos. En un nivel, los cálculos integrados manejan todos los cálculos de contabilidad de energía, emisiones y costo-beneficio. En el segundo nivel, los usuarios ingresan expresiones similares a hojas de cálculo que se pueden usar para especificar datos que varían en el tiempo o para crear una amplia variedad de modelos sofisticados de múltiples variables, lo que permite que los enfoques econométricos y de simulación se integren en un marco contable general.

En la figura 3.2 se presenta el diagrama descriptivo de la metodología, para lo cual se utilizan los bloques correspondientes a la demanda y transformación que están disponibles en la herramienta del software LEAP, como entradas al proceso se consideran los diferentes datos de demanda para el año base, crecimiento de la demanda, capacidad de las centrales de generación instaladas y generación considerada para expansión futura, toda esta información es recopilada por los organismos de control ecuatoriano.

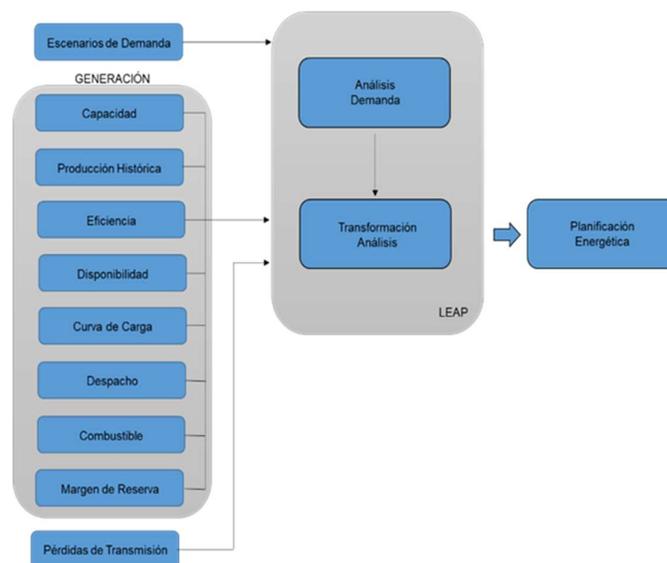


Figura 3.2 Diagrama Descriptivo de la Metodología

Fuente: Autor

3.3 Escenarios de Demanda

Las variables de demanda son los factores que influyen en la cantidad de energía requerida para satisfacer las necesidades energéticas en las etapas de generación de energía eléctrica del país. Estas variables son fundamentales para construir escenarios de demanda que reflejen los diferentes futuros posibles. El presente proyecto de titulación no está enfocado en realizar el estudio de proyección de la demanda, por lo que para el presente modelo se han considerado las hipótesis establecidas en el Plan Maestro de Electricidad, en donde nos proponen tres hipótesis de estudio, las cuales permiten generar 6 escenarios de análisis.

Para realizar una proyección del 2023 al 2037, se ingresaron las posibles tendencias en el corto, mediano y largo plazo definidos en el PME con el objetivo de poder determinar estas necesidades.

3.3.1 Hipótesis 1

La hipótesis 1 permite crear el primer escenario de demanda. Este escenario corresponde a la línea base de proyección de la demanda, el cual contempla lo que es la tendencia de crecimiento ascendente de usuarios de consumo industrial, comercial y residencial. Para el presente proyecto, el crecimiento tendencial es realizado a través del análisis de periodos anteriores y se estima un crecimiento promedio anual de 7,02 % desde el año 2023 al 2037, alcanzando 77000 GWh en el 2037. Cabe señalar que este porcentaje es un valor sugerido por el autor en virtud del máximo valor presentado en los últimos 10 años, así como la información relacionada al crecimiento de la demanda en los últimos boletines emitidos por el CENACE.

La tendencia de crecimiento de la demanda la introducimos en nuestro escenario de referencia dando como resultado la curva que se muestra en el Anexo 5.

3.3.2 Hipótesis 2

La hipótesis 2 permite crear el segundo escenario de demanda. Este escenario corresponde a la línea base de proyección del escenario No. 1, agregando las cargas singulares del grupo industrial, las cuales se encuentran vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, petrolera, transporte, entre otras; los proyectos de eficiencia energética, a la carga de la comunidad agrícola y agroindustrial del Ecuador y a la Conexión del S.N.I con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP).

Las cargas singulares corresponden a la demanda eléctrica de industrias que se prevé su crecimiento o ampliación. Se clasificaron las cargas singulares en: cargas singulares en operación y proyectadas. Los datos de cada clasificación están definidos en el Plan Maestro de Electricidad.

En la tabla 3.1 se muestra el resumen del consumo energético dado por las cargas singulares en operación a partir del año 2022.

Tabla 3.1
Consumo energético dado por las cargas singulares industriales en operación

Año	Total [GWh]
2022	540
2023	549
2024	558
2025	566
2026	584
2027	592

Fuente: Autor

En la tabla 3.2 se muestra el resumen del consumo energético dado por las cargas singulares industriales proyectadas, para este análisis realizamos la investigación del estado actual de cada uno de los proyectos, tomando como referencia los definidos en el PME. En el Anexo 5 se presenta la tabla con el detalle de cada uno de ellos para los diferentes años. Es importante mencionar que el año en el que ingresen estas cargas singulares en operación depende de la industria a la que pertenecen, pero para el presente caso de estudio se ha establecido una fecha probable de ingreso en función del estado actual de cada una de ellas.

Tabla 3.2
Consumo energético dado por las cargas singulares industriales planificadas.

Año	Total [GWh]
2022	942
2023	1151
2024	2965
2025	3471
2026	3989
2027	4423
2028	4765
2029	4894
2030	4989
2032	5083
2033	5097
2034	5104
2035	5112

Fuente: Autor

Los datos mencionados anteriormente se ingresan en el programa LEAP, creando una nueva carpeta en el escenario base, en la rama de Demandas, llamadas cargas singulares, definiendo las cargas proyectadas y operación, cuando se crean los escenarios es importante considerar ubicarnos en la ventana del escenario al que corresponde cada información, la curva del crecimiento de la demanda para este escenario se presenta en el Anexo 6.a.

Considerando la importancia de las nuevas tecnologías que se comercialicen en el futuro, en la proyección de la demanda eléctrica de este escenario se consideraron la incorporación de los proyectos de movilidad que representan un consumo significativo de electricidad. Estos proyectos son el Metro de Quito, el Tranvía de Cuenca, la electromovilidad (transporte

masivo) y el ingreso de vehículos eléctricos. Los requerimientos energéticos del transporte se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3
Requerimiento energético del sector transporte [GWh].

Año	Metro-Quito	Tranvía-Cuenca	Electromovilidad	Quito Cables	Vehículo Eléctrico
2022	105	11	16	21	10
2023	105	11	17	30	10
2024	105	11	17	42	10
2025	105	11	17	49	10
2026	105	11	30	56	10
2027	105	11	32	63	10

Fuente: Autor

Para ingresar los datos de transporte en el programa LEAP, se crea en el escenario 2 una carpeta en la rama de Demandas llamada Transporte, en donde se definen las cinco tecnologías y se ingresan los valores determinados en la tabla 3.5. La curva del crecimiento de la demanda para este escenario se presenta en el Anexo 6.b.

El ingreso de estas cargas al sistema eléctrico ecuatoriano muestra que para el 2037 la demanda incrementará a 83000 GWh.

3.3.3 Hipótesis 3

La iniciativa gubernamental impulsa el Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva.

En este contexto, la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generan crecimiento económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica se consideran en este escenario.

Por lo tanto, la hipótesis 3 nos permite crear el tercer escenario de demanda. Este escenario consideró además de todos los casos citados en el escenario 2, la incorporación de la demanda correspondiente a las Industrias Básicas, con ello se obtienen los requerimientos de potencia y energía del sistema eléctrico para el ingreso de todas las cargas proyectadas en el PME.

En la tabla 3.4 se muestra el consumo energético dado por las cargas singulares de Industrias Básicas (GWh).

Tabla 3.4
Consumo energético cargas singulares de Industrias Básicas (GWh).

Año	Acero	Cobre	Aluminio
2023			3541
2024			7400
2025	497	275	7400
2026	1320	495	7400
2027	2295	589	7400

Fuente: Autor

Para ingresar los datos de las cargas singulares de las industrias en el programa LEAP en el escenario 3 se crea una carpeta en la rama de Demandas llamada Ciudad Industrial Posorja, en donde se definen las tres industrias y se ingresan los valores determinados en la tabla 3.6, la curva del crecimiento de la demanda para este escenario se presenta en el Anexo 7.

El ingreso de estas cargas al sistema eléctrico ecuatoriano muestra que para el 2037 la demanda incrementará a 93300 GWh.

3.4 Demanda y Curva de Carga

La construcción de la curva de carga permite que el software realice el análisis de demanda en el periodo de estudio, para ello se utilizan los datos de la demanda obtenidos del reporte anual CENACE 2022, tal como se muestra en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5
Carga mensual 2022

Curva de Carga 2022		
Meses	Energía	Porcentaje
Enero	2.309,96	8,38%
Febrero	2.130,88	7,73%
Marzo	2.416,38	8,77%
Abril	2.385,90	8,66%
Mayo	2.392,72	8,68%
Junio	2.156,92	7,83%
Julio	2.269,63	8,23%
Agosto	2.298,02	8,34%
Septiembre	2.253,38	8,18%
Octubre	2.305,14	8,36%
Noviembre	2.245,62	8,15%
Diciembre	2.397,09	8,70%

Fuente: Informe Anual 2022 CENACE

En la figura 3.3 se presenta la curva de demanda ingresada del año base, para nuestro proyecto es 2022, esto permite que LEAP calcule la forma de carga del sistema en los años 2023 a 2037.

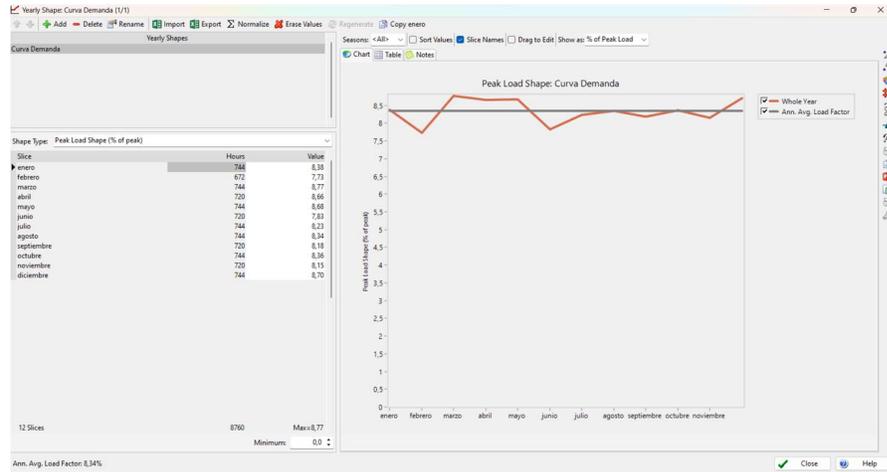


Figura 3.3 Curva de Demanda año base 2022

Fuente: Autor

Los valores ingresados en la columna “Value” corresponden a la energía demandada en cada mes dividida por la energía total del año, una vez ingresado los valores, se enlaza la curva de la demanda con la generación de electricidad como se muestra en la figura 3.4.

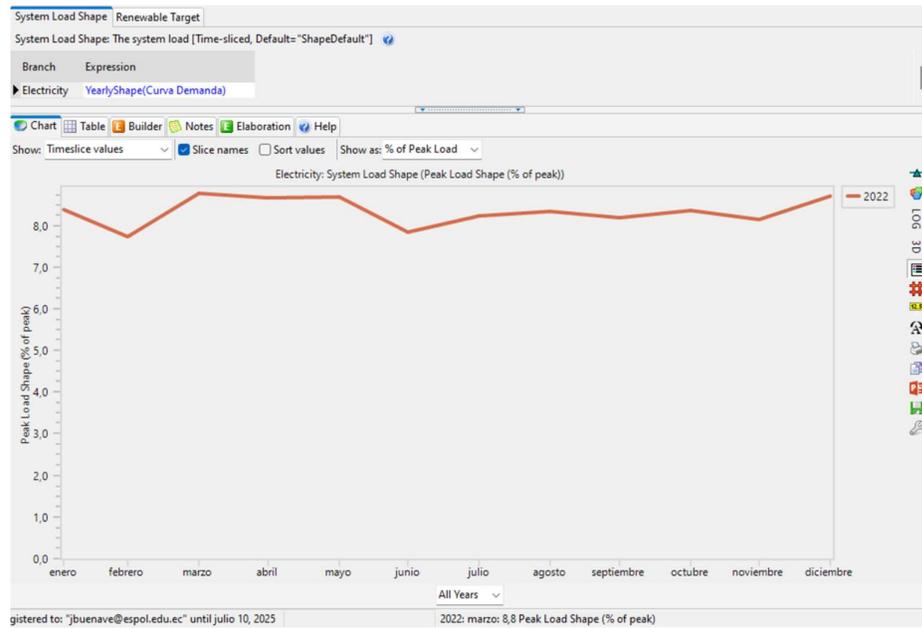


Figura 3.4 Grafico del System Peak Load Shape

Fuente: Autor

3.5 Generación

Las Centrales de Generación que forman parte del SNI en el año 2022 permite realizar la construcción del escenario de Generación de Electricidad de nuestro año base, para ello en el software LEAP se ingresa las Centrales con su respectivas características como son: fuentes primaria de combustible, datos históricos de la energía y producción neta por empresa

de generación [GWh], factores de disponibilidad y capacidad [MW], esta información es obtenida del reporte anual CENACE 2022, ARCRNNER y Ministerio de Energía.

Se crea en LEAP la carpeta de Generación de Electricidad en donde se ingresa cada Central con su respectiva fuente primaria de combustible, los datos históricos de la energía obtenidos en el reporte anual CENACE 2022, y producción neta por empresa de generación [Gwh], tal como se muestra en la figura 3.5.

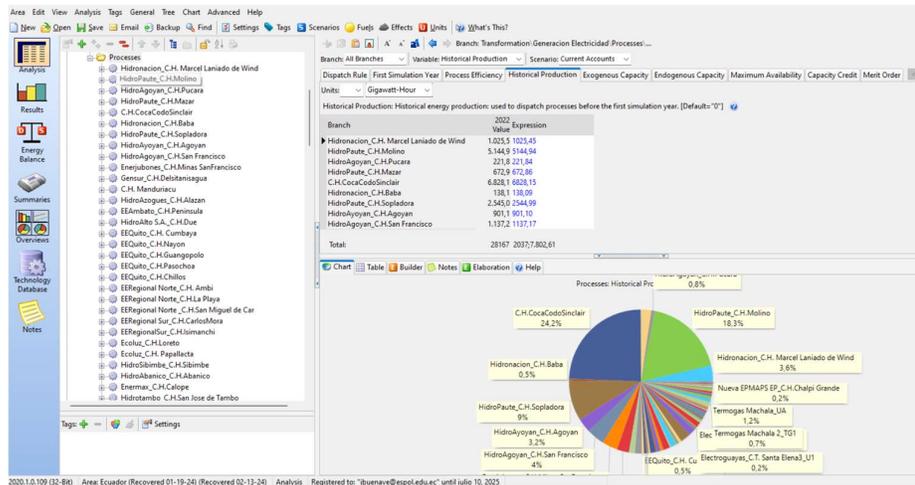


Figura 3.5 Generadores y su Producción Histórica 2022

Fuente: Autor

La máxima disponibilidad referencial de los generadores es obtenida de la resolución Nro. ARCONEL-069/16, en su literal 4 define los factores de disponibilidad referencial para centrales hidráulicas y térmicas, adicionalmente para las tecnologías referentes a ERNC se considera un factor del 100%. En el Anexo 8.A se presenta el ingreso de los Factores para cada Central de Generación ingresado en LEAP.

Con la información disponible en el reporte central consolidado del SISDAT-bi, se establecen los valores que muestran la capacidad existente en las empresas de generación. En el Anexo 8.B se presenta la información de capacidad ingresada en la pestaña de Exogenous Capacity en LEAP.

3.6 Desarrollo de escenarios de estudio.

El desarrollo de escenarios en LEAP es una parte crucial del proceso de la planificación de generación eléctrica. Los escenarios permiten explorar diferentes condiciones futuras posibles y evaluar la planificación.

En el presente proyecto se considera la creación del escenario base y cinco (5) escenarios alternativos de estudio. Como se mencionó anteriormente, estos escenarios se derivan de las hipótesis planteadas en el PME y en ninguno de los escenarios se considera el periodo de estiaje.

Dentro de los escenarios de estudio se propone la inclusión de los proyectos que actualmente están establecidos en el Plan Maestro de Electricidad, entre ellos los bloques ERNC y los 2 proyectos emblemáticos Cardenillo y Santiago con una potencia instalada de 596 MW y 3600 MW respectivamente. La decisión de cómo incluir cada uno de estos proyectos es muy compleja debido que dentro de la planificación existen muchas variables importantes y que actualmente no están claramente definidas referente a la concesión, adjudicación, tiempo de construcción, etapas de funcionamiento, sin embargo para el presente proyecto de titulación se realizó la investigación del estado de cada uno de ellos, el ingreso en operación en función de los tiempos que el Ministerio de Energía y Minas tiene establecido que en el PME y la necesidad de cubrir el crecimiento de la demanda definidas en las hipótesis.

3.6.1 Escenario 1

La construcción del escenario 1 o escenario base, se basa en el crecimiento de la demanda planteado en la hipótesis 1 y el estado del sistema de Generación Eléctrica en el país para el año 2022, no se considera el ingreso de nuevos proyectos de generación durante el periodo 2023-2037. De este escenario se derivan los 5 escenarios alternativos de análisis.

3.6.2 Escenario 2

La construcción del escenario 2 se basa en el crecimiento de la demanda planteado en la hipótesis 2, sin considerar ingreso de nuevos proyectos de generación eléctrica durante el periodo 2023-2037.

3.6.3 Escenario 3

La construcción del escenario 3 se basa en el crecimiento de la demanda planteado en la hipótesis 3, sin considerar ingreso de nuevos proyectos de generación eléctrica durante el periodo 2023-2037.

3.6.4 Escenario 4

La construcción del escenario 4 se basa en el crecimiento de la demanda planteado en la hipótesis 1, considerando el ingreso de los proyectos de generación:

- Proyecto Hidroeléctrico Alluriquín: 254,4 MW (2025).
- Proyecto Eólico Villonaco 2 y 3: 110 MW (2025).
- Proyecto Fotovoltaico El Aromo: 200 MW (2025).
- Proyecto Hidroeléctrico Quijos: 30 MW (2025).
- Proyecto Hidroeléctrico Dudas: 7,4 MW (2025).
- Proyecto Hidroeléctrico San Antonio: 7,19 MW (2025).
- Proyecto Hidroeléctrico Alazán: 6,23 MW (2025).
- Bloques de ERNC I: 389 MW (2026).
- Proyecto Hidroeléctrico La Maravilla: 8MW (2026).
- Bloques de ERNC II: 500 MW (2027).
- Proyecto Hidroeléctrico El Salto: 30 MW (2027).
- Proyecto Hidroeléctrico Chontal: 194 MW (2028).
- Bloque Ciclo Combinado de Gas Natural: 400MW (2028).

En el Anexo 9 se presenta el gráficamente del ingreso de estas centrales de generación.

3.6.5 Escenario 5

La construcción del escenario 5 se basa en el crecimiento de la demanda planteado en la hipótesis 2, considerando el ingreso de los proyectos de generación del escenario 4 y también los proyectos:

- Bloques de ERNC III: 120 MW (2028).
- Proyecto Hidroeléctrico Cardenillo: 595 MW (2031).

En el Anexo 10 se presenta gráficamente el ingreso de estas centrales de generación.

3.6.6 Escenario 6

La construcción del escenario 6 se basa en el crecimiento de la demanda planteado en la hipótesis 3, considerando el ingreso de los proyectos de generación de los escenarios 4, 5 y también los proyectos:

- Bloque Ciclo Combinado: 110MW (2027).
- Bloques de ERNC IV: 320 MW (2030).
- Hidroeléctrico Santiago en 3 fases 1200MW (2032), 1200 MW (2033) y 1200 MW (2035).

En el Anexo 11 se presenta gráficamente el ingreso de estas centrales de generación.

CAPITULO 4- RESULTADOS

CAPITULO 4- RESULTADOS	27
4.1 Introducción	27
4.2 Demanda	27
4.2.1 Hipótesis 1.....	27
4.2.2 Hipótesis 2.....	28
4.2.3 Hipótesis 3.....	28
4.2.4 Escenarios de Demanda.....	29
4.3 Escenarios de Generación	30
4.3.1 Escenario 1.....	30
4.3.2 Escenario 2.....	31
4.3.3 Escenario 3.....	32
4.3.4 Escenario 4.....	34
4.3.5 Escenario 5.....	35

4.1 Introducción

El presente capítulo se muestra los resultados de las simulaciones realizadas en el programa LEAP en lo correspondiente a la demanda y energía generada por las centrales modeladas en cada uno de los escenarios propuestos en el capítulo anterior.

Los resultados de los escenarios creados en LEAP proporcionan información sobre cómo diferentes condiciones y variables pueden afectar el sistema eléctrico ecuatoriano analizado.

Si bien estos resultados no son absolutos, garantiza que la demanda sea atendida adecuadamente de manera global, la información obtenida de este modelado se puede complementar mediante la ejecución de estudios complementarios desde otras perspectivas de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

4.2 Demanda

La demanda del Ecuador como lo presentamos en el capítulo anterior se encuentra bajo un esquema tres hipótesis claramente definidas y que me permito recordarlas brevemente:

- Hipótesis 1: Crecimiento de la demanda en un 7,02% + exportación constante de 500 GWh anual.
- Hipótesis 2: Crecimiento de la demanda en 7,02% + exportación constante de 500 GWh anual + Cargas Singulares en Operación y Proyectadas + Transporte.
- Hipótesis 3: Crecimiento de la demanda en 7,02% + + exportación constante de 500 GWh anual + Cargas Singulares en Operación y Proyectadas + Transporte + Ciudad Industrial Posorja.

Las hipótesis han sido tomadas desde el punto de vista de la producción, es importante recordar que el consumo de energía eléctrica de un país constituye el mejor índice del bienestar humano y de desarrollo industrial, además que la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica es uno de los índices que nos muestran señales de progreso.

4.2.1 Hipótesis 1

De la hipótesis 1 se construye el escenario de demanda 1, que servirá para desarrollar el escenario base y escenario 4 de la planificación de generación. Para esta hipótesis la demanda presenta el crecimiento del 7,02% en el periodo comprendido del 2023 al 2037 y se mantiene las exportaciones de electricidad. Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la figura 4.1

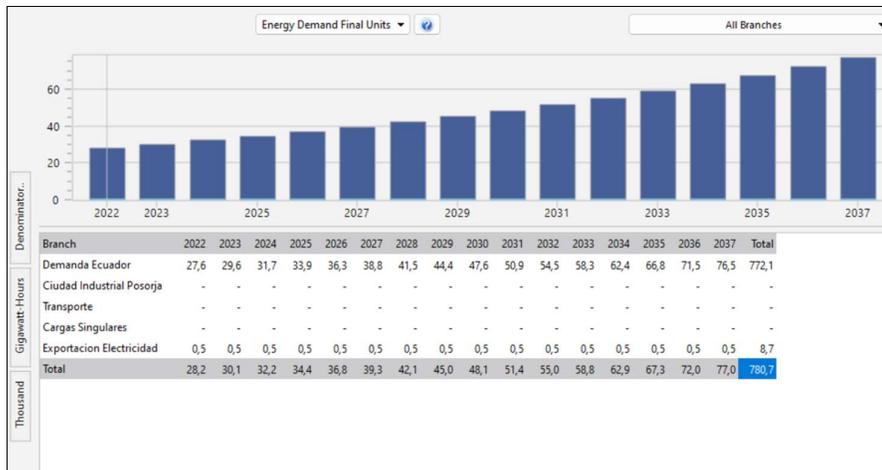


Figura 4.1 Resultados de la demanda para el escenario 1 y 4.

Fuente: Autor

4.2.2 Hipótesis 2

De la hipótesis 2 se construye el escenario de demanda 2, que sirve para desarrollar los escenarios 2 y 5 de la planificación de generación. Para la Hipótesis 2 la demanda presenta un crecimiento del 7,02% en el periodo comprendido del 2023 al 2037, se consideran las cargas de transporte y las cargas singulares desde el año 2023, se mantiene las exportaciones de electricidad. Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la figura 4.2.

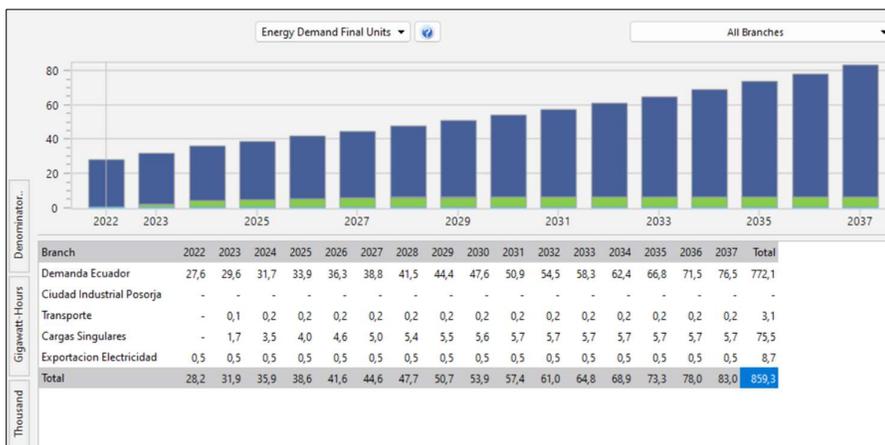


Figura 4.2 Resultados de la demanda para el escenario 2 y 5.

Fuente: Autor

4.2.3 Hipótesis 3

De la hipótesis 3 se construye el escenario de demanda 3, que sirve para desarrollar los escenarios 3 y 6 de la planificación de generación. Para la hipótesis 3, la demanda de electricidad se establece y presenta con un crecimiento del 7.02% en el periodo comprendido del 2023 al 2037, se confirma el ingreso de las cargas singulares proyectadas y en operación

desde el 2023 hasta el 2037, el ingreso de la carga correspondiente al transporte en el 2023, se mantiene la exportación de energía en los mismos términos actuales, se incluye el desarrollo de la ciudad industrial Posorja desde el 2023. Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la figura 4.3.

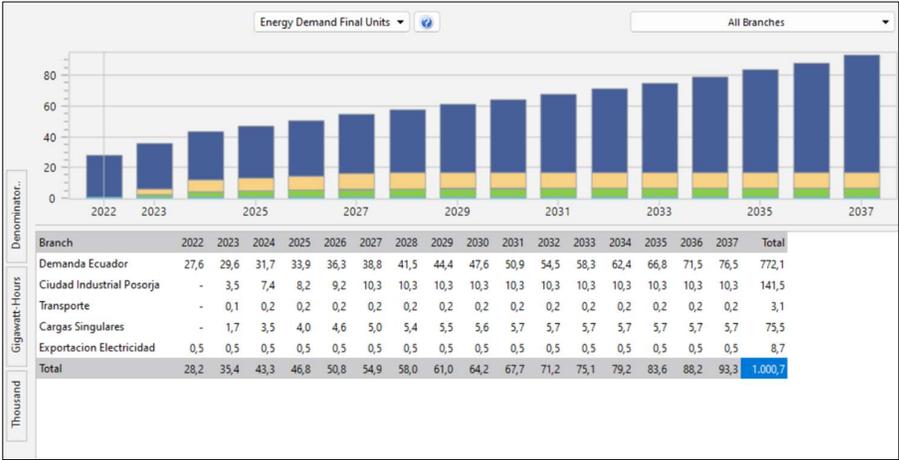


Figura 4.3 Resultados de la demanda para el escenario 3 y 6.

Fuente: Autor

4.2.4 Escenarios de Demanda

Los resultados del crecimiento los tres (3) escenarios de proyección de demanda en el periodo de estudio 2023 a 2937, se muestran a continuación en la figura 4.4.

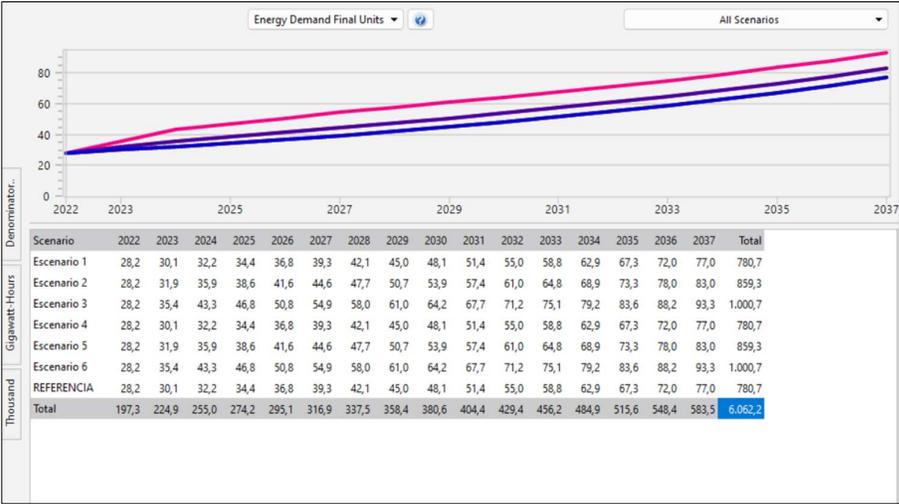


Figura 4.4 Resultados de los escenarios de demanda.

Fuente: Autor

4.3 Escenarios de Generación

4.3.1 Escenario 1

Para el escenario 1 se evidencia que del año 2034 al 2037 se cuenta con una energía generada anual de 60.500 GWh, mientras que la demanda estimada en el mismo periodo de tiempo continúa creciendo de 62.900 GWh a 77.000 GWh, se evidencia un desabastecimiento sustancial de energía eléctrica a partir del año 2033, lo que significa problemas graves con el suministro de energía eléctrica, llegando a tener desconexiones del servicio de electricidad por la capacidad del parque generador. En este escenario no se ha considerado el ingreso de nuevas centrales de generación, esto causa que prácticamente todos los generadores que hasta el año 2022 estuvieron en operación, sean programados para tratar de abastecer la demanda proyectada. En este caso los proyectos El Aramo, Villonaco, ciclo combinado, Alluriquin y las importaciones se convierten en esenciales para garantizar el servicio y disponibilidad de energía eléctrica en el país. En la figura 4.5 y 4.6 se muestra la energía suministrada por las Centrales de Generación para este escenario.

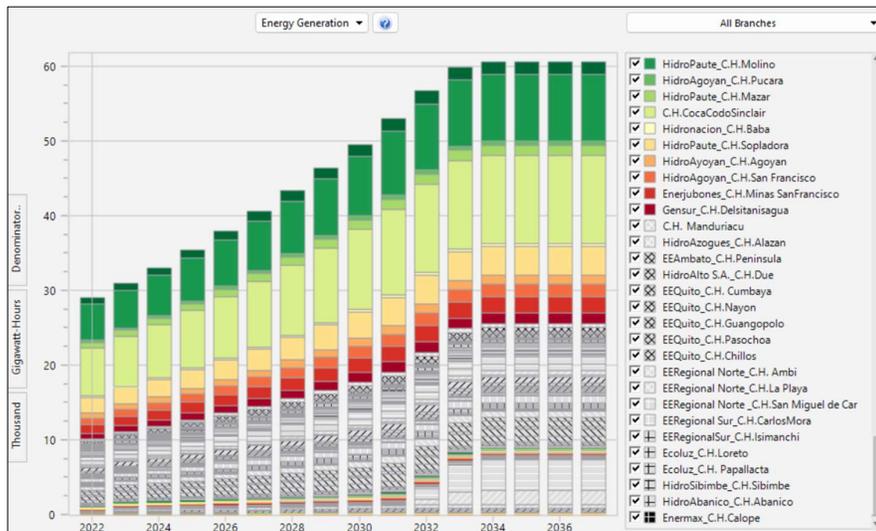


Figura 4.5 Resultado de escenario 1.

Fuente: Autor

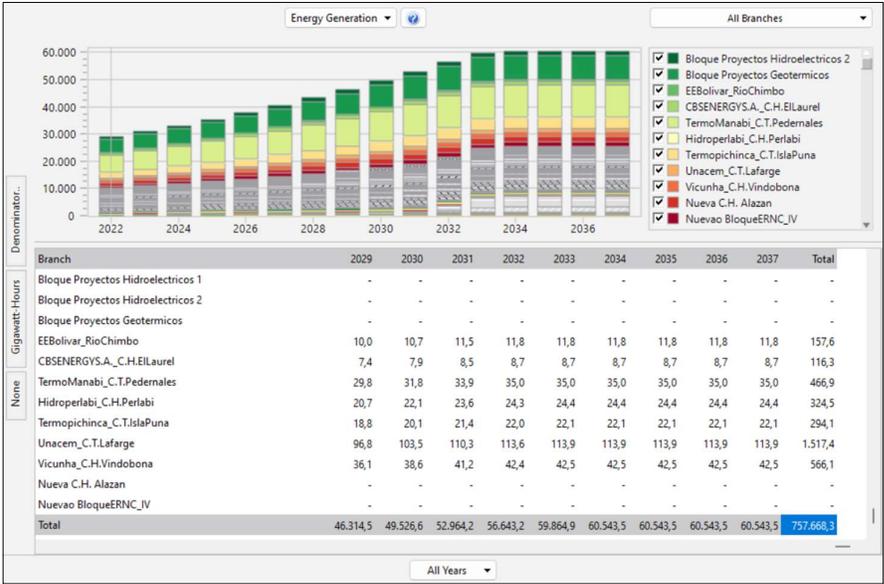


Figura 4.6 Energía suministrada escenario 1.

Fuente: Autor

4.3.2 Escenario 2

Para el escenario 2 se evidencia que del año 2033 al 2037 se cuenta con una energía generada anual de 60.543 GWh, mientras que la demanda estimada en el mismo periodo de tiempo continúa creciendo de 61.900 GWh a 83.000 GWh, se evidencia un desabastecimiento sustancial de energía eléctrica a partir del año 2031, lo que significa problemas graves con el suministro de energía eléctrica, llegando a tener desconexiones del servicio de electricidad por la capacidad del parque generador. En este escenario no se ha considerado el ingreso de nuevas centrales de generación, esto causa que prácticamente todos los generadores que hasta el año 2022 estuvieron en operación, sean programados para tratar de abastecer la demanda proyectada. En este caso los proyectos El Aroma, Villonaco, ciclo combinado, Alluriquin y las importaciones se convierten en esenciales para garantizar el servicio y disponibilidad de Energía Eléctrica en el país. En la figura 4.7 y 4.8 se muestra la energía suministrada por las Centrales de generación para este escenario.

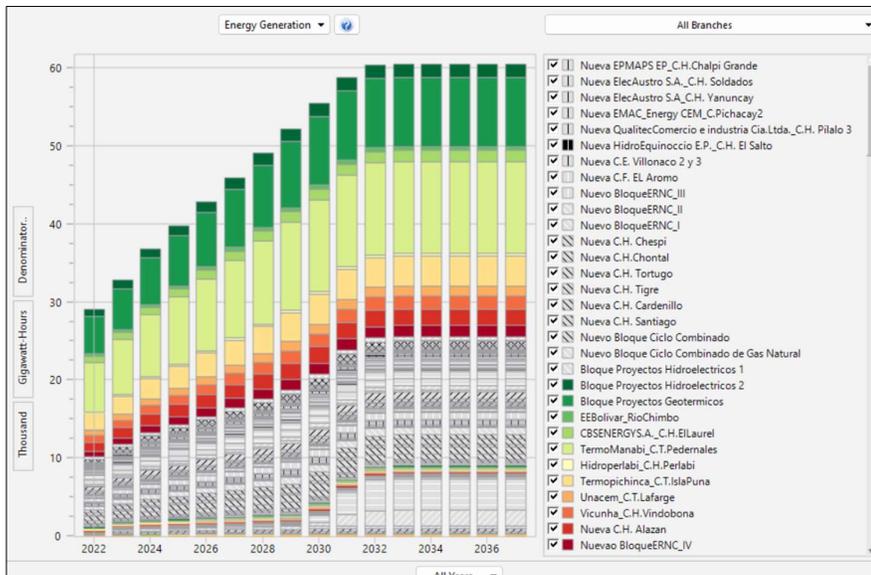


Figura 4.7 Resultado de escenario 2.

Fuente: Autor

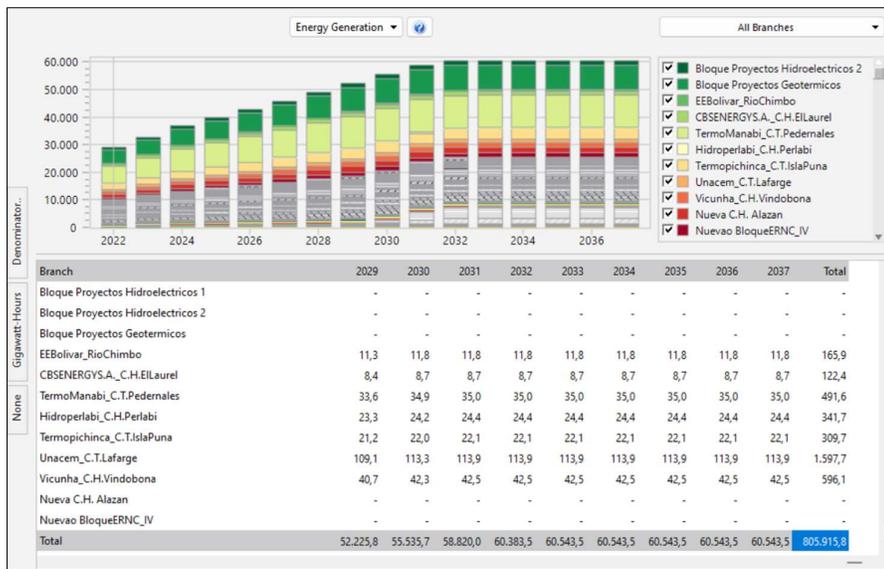


Figura 4.8 Energía suministrada escenario 1.

Fuente: Autor

4.3.3 Escenario 3

Para el escenario 3 los resultados que del año 2030 al 2037 se cuenta con una energía generada anual que 60.543 GWh, mientras que la demanda estimada en el mismo periodo de tiempo continúa creciendo de 61.000 GWh a 93.300 GWh, se evidencia un desabastecimiento sustancial de energía eléctrica a partir del año 2028, lo que significa problemas graves con el suministro de energía eléctrica, llegando a tener desconexiones del servicio de electricidad por la capacidad del parque generador. En este escenario no se ha considerado el ingreso de nuevas centrales de generación, esto causa

que prácticamente todos los generadores que hasta el año 2022 estuvieron en operación, sean programados para tratar de abastecer la demanda proyectada. En este caso los proyectos El Aromo, Villonaco, ciclo combinado, Alluriquin y las importaciones se convierten en esenciales para garantizar el servicio y disponibilidad de Energía Eléctrica en el país. En la figura 4.9 y 4.10 se muestra la energía suministrada por las Centrales de generación para este escenario

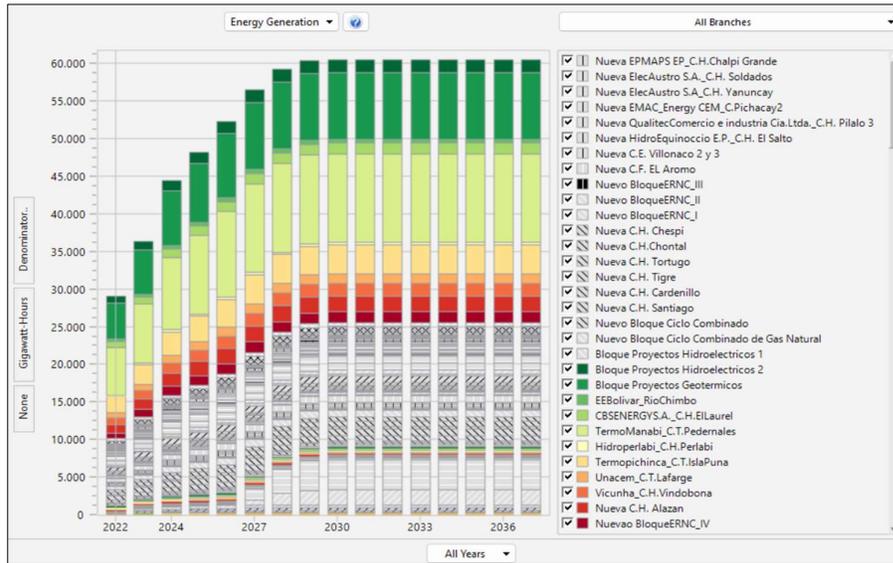


Figura 4.9 Resultado de escenario 3.

Fuente: Autor

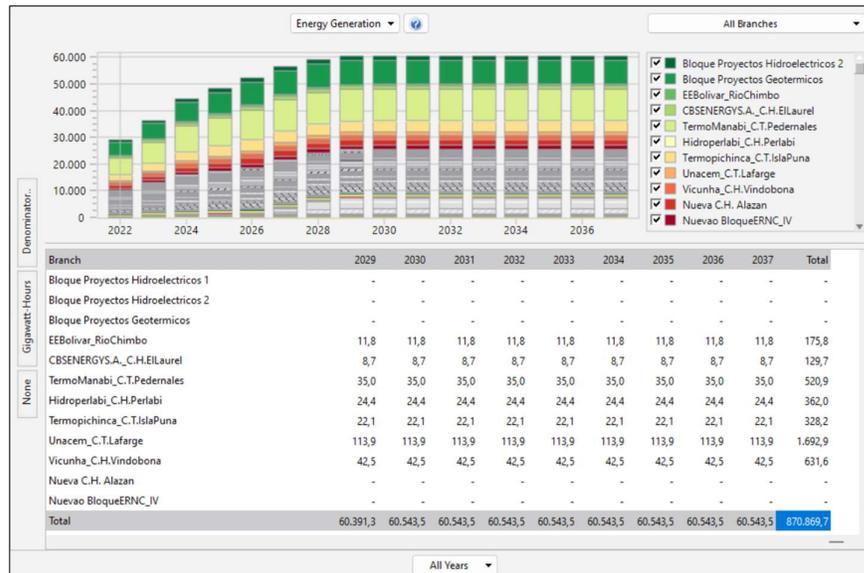


Figura 4.10 Energía suministrada escenario 3.

Fuente: Autor

4.3.4 Escenario 4

El ingreso de los proyectos de generación definidos en el escenario 4 para el periodo 2025 y 2028 permite que las condiciones de demanda de la hipótesis 1 mejoren considerablemente. El año 2037 se cuenta con una energía generada anual que 79.293 GWh, mientras que la demanda estimada es de 77.000 GWh, el ingreso de estas centrales permite garantizar el servicio y disponibilidad de Energía Eléctrica en el país para este escenario de demanda. En la figura 4.11 y 4.12 se muestra la energía suministrada por las Centrales de generación en este escenario, por otro lado en la figura 4.13 se presenta la diferencia de generación de energía entre el escenario 1 y 4.

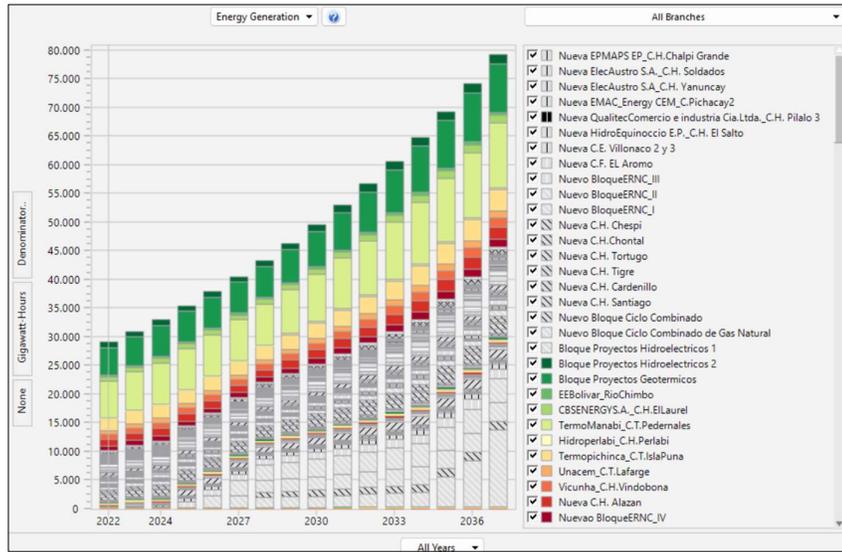


Figura 4.11 Resultado del escenario 4.

Fuente: Autor

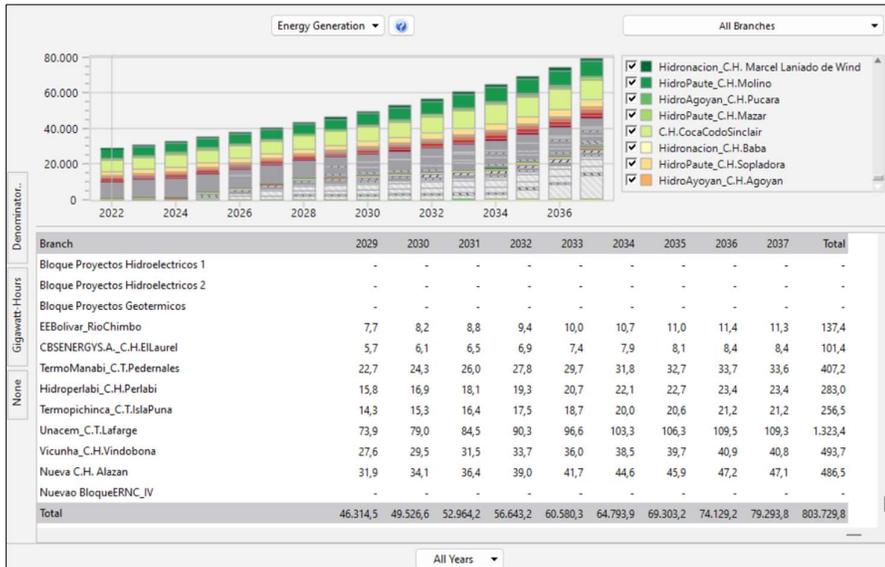


Figura 4.12 Energía suministrada escenario 4.

Fuente: Autor

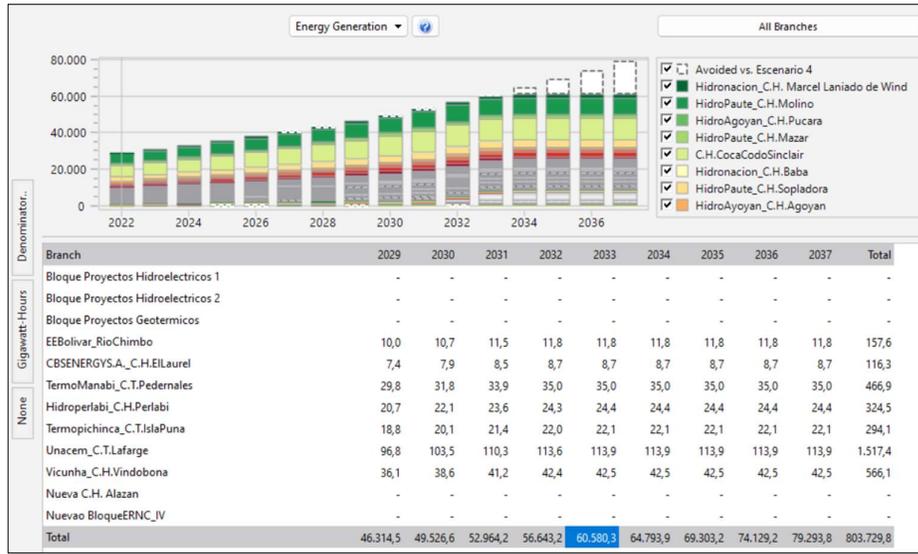


Figura 4.13 Energía suministrada escenario 4 vs escenario 1.

Fuente: Autor

En la figura 4.14 se muestra la contribución energética de los proyectos concesionados y por concesionar de los bloques ERNC, en el año 2037 para el presente escenario es de 23.485,4 GWh. En el Anexo 12 se muestra el resultado en detalle por año.

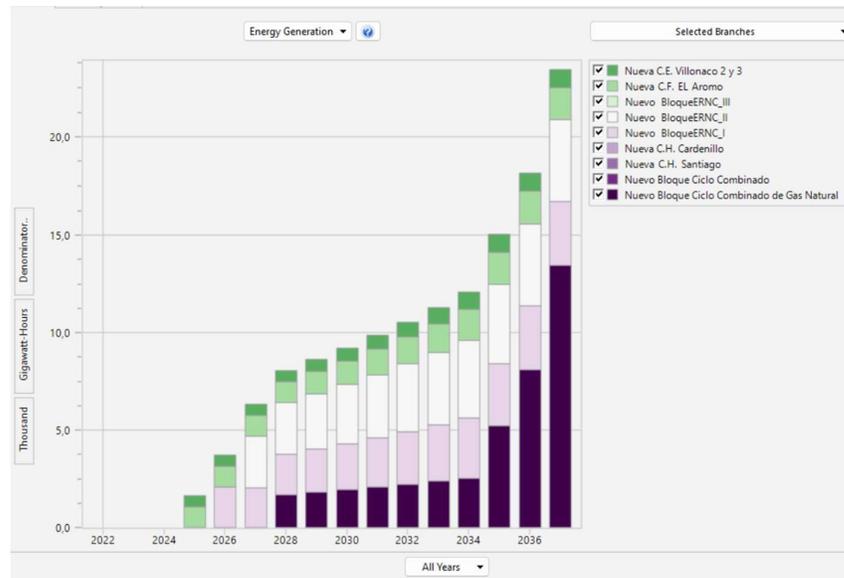


Figura 4.14 Energía suministrada por ERNC en el escenario 4.

Fuente: Autor

4.3.5 Escenario 5

El ingreso de los proyectos de generación definidos en el escenario 5 para el periodo 2025 y 2031 permite que las condiciones de demanda de la

hipótesis 2 mejoren considerablemente. El año 2037 se cuenta con una energía generada anual que 83.451 GWh, mientras que la demanda estimada es de 83.000 GWh, el ingreso de estas centrales permite garantizar el servicio y disponibilidad de Energía Eléctrica en el país para este escenario de demanda. En la figura 4.15 y 4.16 se muestra la energía suministrada por las Centrales de generación en este escenario, por otro lado en la figura 4.17 se presenta la diferencia de generación de energía entre el escenario 2 y 5.

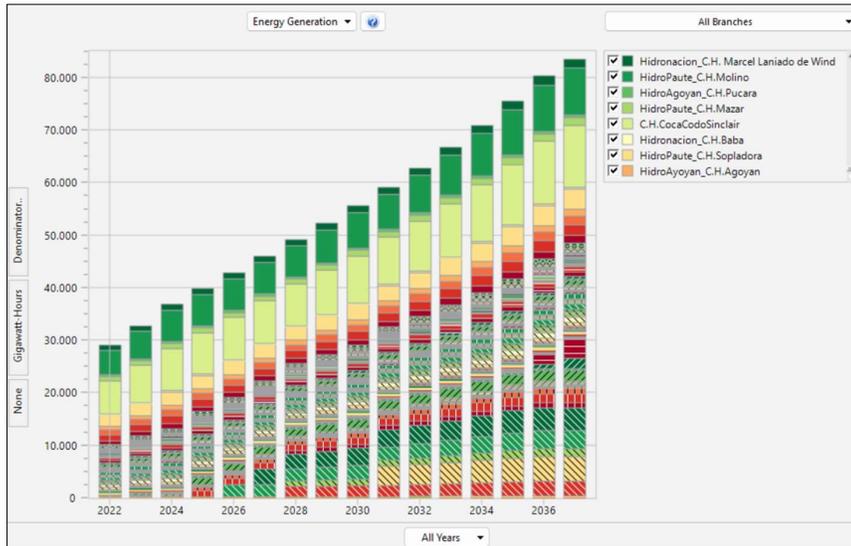


Figura 4.15 Resultado del escenario 5.

Fuente: Autor

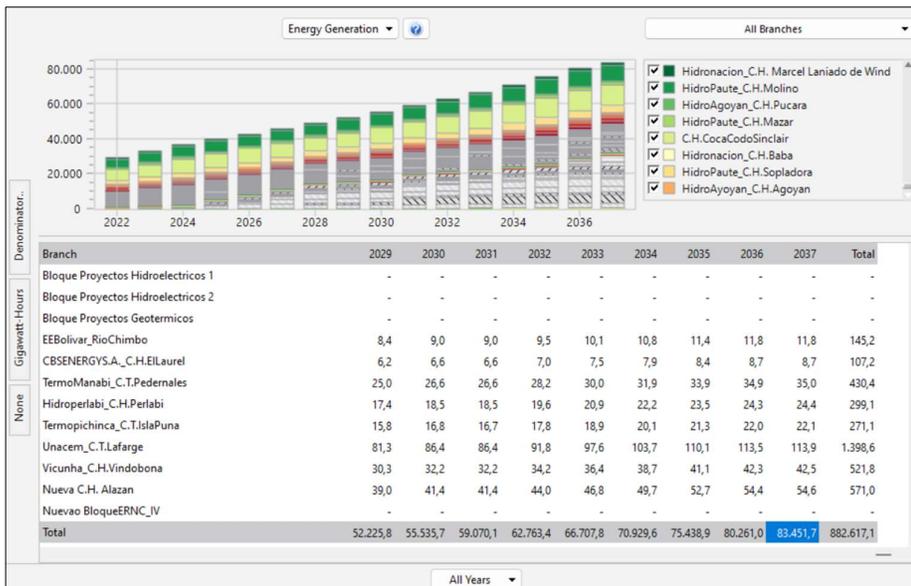


Figura 4.16 Energía suministrada escenario 5.

Fuente: Autor

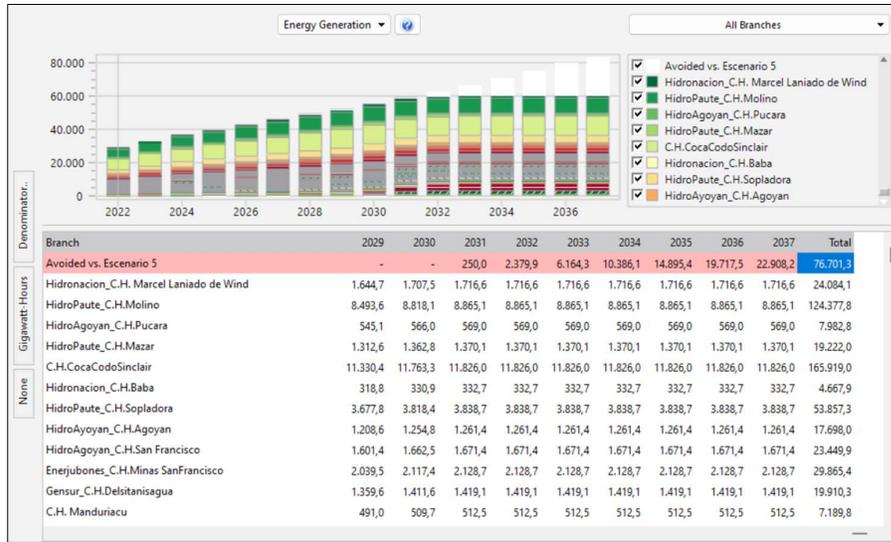


Figura 4.17 Energía suministrada escenario 5 vs escenario 2.

Fuente: Autor

En la figura 4.18 se muestra la contribución energética de los proyectos concesionados y por concesionar de los bloques ERNC, en el año 2037 para el presente escenario es de 20.473,0 GWh. En el Anexo 13 se muestra el resultado en detalle por año.

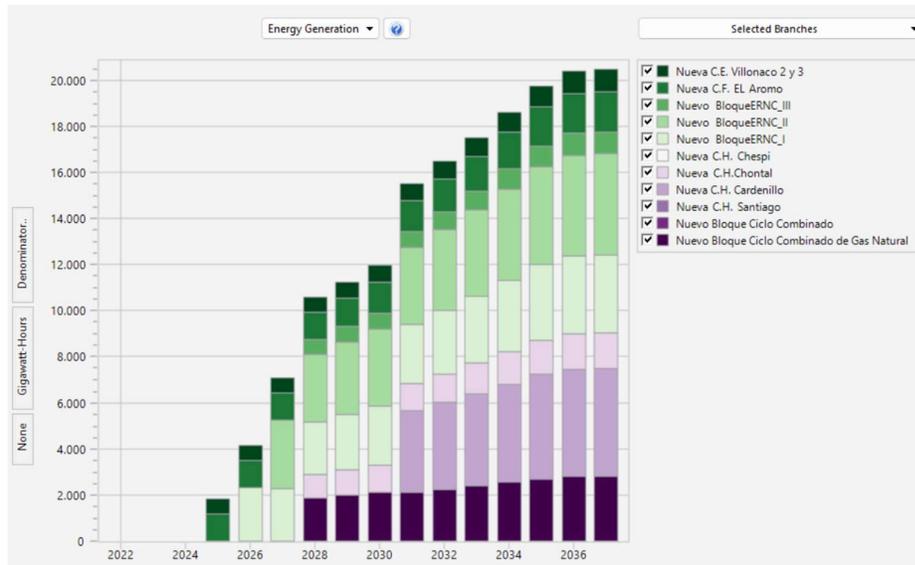


Figura 4.18 Energía suministrada por ERNC en el escenario 5.

Fuente: Autor

4.3.6 Escenario 6

El ingreso de los proyectos de generación definidos en el escenario 6 para el periodo 2025 y 2033 permite que las condiciones de demanda de la hipótesis 3 mejoren considerablemente. El año 2037 se cuenta con una

energía generada anual que 96.018 GWh, mientras que la demanda estimada es de 93.300 GWh, el ingreso de estas centrales permite garantizar el servicio y disponibilidad de Energía Eléctrica en el país para este escenario de demanda. En la figura 4.19 y 4.20 se muestra la energía suministrada por las Centrales de generación en este escenario, por otro lado, en la figura 4.21 se presenta la diferencia de generación de energía entre el escenario 6 y 3.

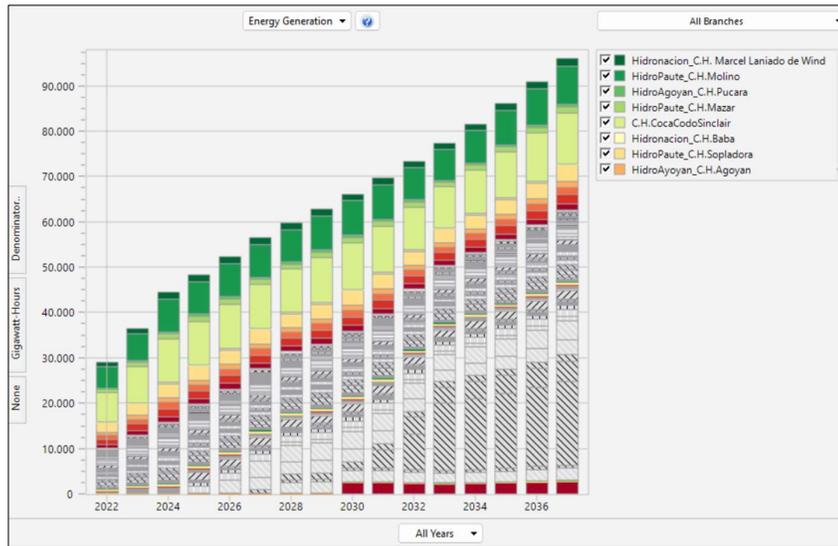


Figura 4.19 Resultado del escenario 6.

Fuente: Autor

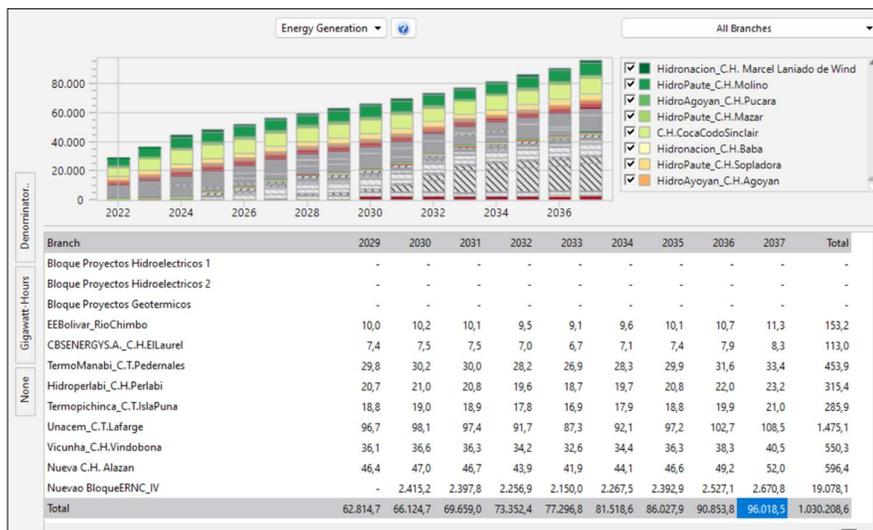


Figura 4.20 Energía suministrada escenario 6.

Fuente: Autor

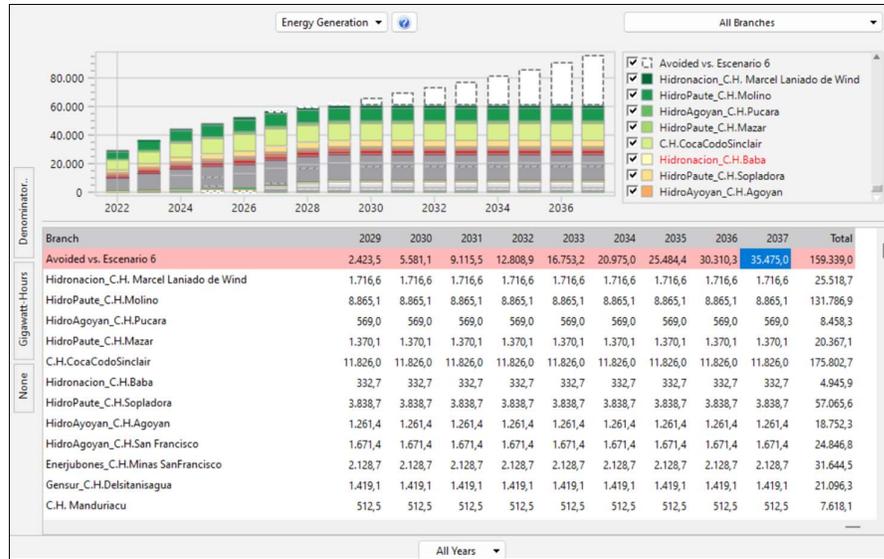


Figura 4.21 Energía suministrada escenario 6 vs escenario 3.

Fuente: Autor

En la figura 4.22 se muestra la contribución energética de los proyectos concesionados y por concesionar de los bloques ERNC, en el año 2037 para el presente escenario es de 43.631,0 GWh. En el Anexo 13 se muestra el resultado en detalle por año.

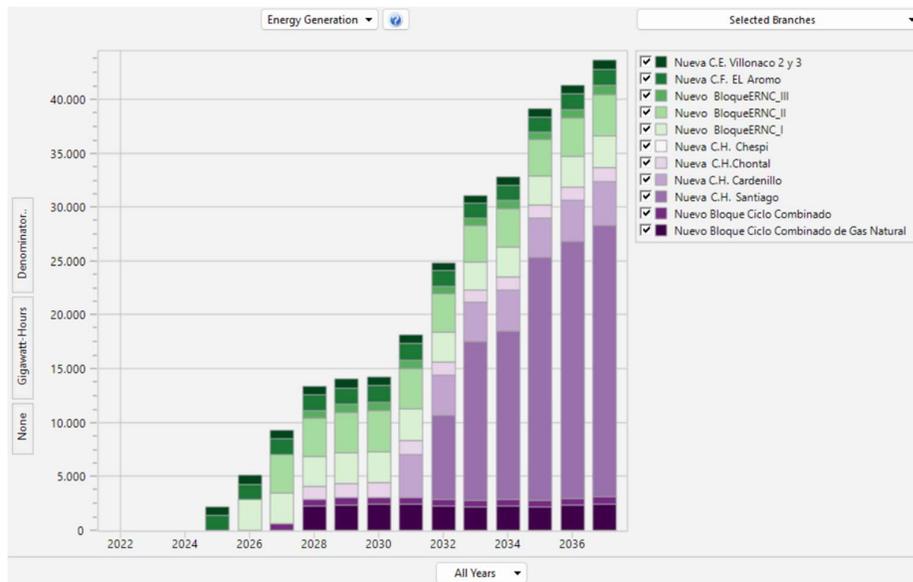


Figura 4.22 Energía suministrada por ERNC en el escenario 6

Fuente: Autor

CAPITULO 5- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO 5- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	40
5.1 Introducción	40
5.2 Conclusiones.....	40
5.3 Recomendaciones.....	40

5.1 Introducción

Este trabajo de investigación presente una contribución sustancial para la planificación de generación del sistema eléctrico ecuatoriano, así como la aplicación de herramientas que nos ayuden a fortalecer la toma de decisiones en lo correspondiente a la planificación, aunque sus resultados no son totalmente absolutos, si nos da una idea precisa y rápida del estado del Sistema Eléctrico que se ha analizado.

5.2 Conclusiones

1. El mejor escenario para lograr cubrir la creciente demanda durante el periodo 2023-2037 es el escenario 6, con una capacidad energética de 96.018 GWh puede satisfacer la posible proyección de demanda de 93.253 GWh en el año 2037.

2. El escenario 6 es la propuesta de la Planificación Eléctrica del periodo 2023-2037, pues permite con seguridad abastecer la demanda proyectada de las hipótesis 1, 2 y 3.

3. El parque generador del país cuenta actualmente con la capacidad energética para abastecer el crecimiento de la posible demanda proyectada en la hipótesis 3 hasta el año 2027, el cual se estima en 54.862 GWh, no se están considerando contingencias, ni restricciones operativas.

4. El escenario 6 muestra claramente que el Sistema Nacional de Energía Eléctrica no sería capaz de abastecer la demanda de electricidad cuando este en desarrollo la ciudad industrial de Posorja, por lo cual los proyectos hidroeléctricos Santiago y Cardenillo son fundamentales para satisfacer la futura demanda del país.

5. Si bien en el presente trabajo se ha realizado un recorrido de lo que corresponde el Sector Eléctrico Ecuatoriano revisando su normativa y planificación energética para el periodo 2023-2037, los resultados de las simulaciones para cada escenario nos indica cómo se distribuye la generación en el lapso del tiempo, aunque en los escenarios 4, 5 y 6 se garantiza que las diferentes cargas sean atendidas, siempre existirán mantenimientos, contingencias y otras eventualidades internas y externas por las cuales el sector eléctrico debe estar preparado y amerita futuras investigaciones, hay que contar con generación que atienda la demanda, así como las posibles exportaciones de energía hacia los países vecinos, todo esto depende exclusivamente de las políticas energéticas que lleva el Gobierno Nacional.

5.3 Recomendaciones

1. Se recomienda revisar y actualizar periódicamente los escenarios de acuerdo con las condiciones y políticas energéticas del país.

2. Es necesario a través del tiempo evaluar las hipótesis planteadas para la demanda a fin de realizar ajustes que conlleve una reprogramación en lo referente a los proyectos energéticos a largo plazo.

3. Mantener el parque generador térmico disponible ante posibles contingencias en el sistema.
4. Establecer un criterio unificado entre las entidades del estado para establecer el crecimiento anual de la demanda del país.

CAPITULO 6 – BIBLIOGRAFÍA

CAPITULO 6 – BIBLIOGRAFÍA.....	40
6.1 Referencias	42

6.1 Referencias

- Abdin, A. F., Caunhye, A., Zio, E., & Cardin, M. A. (2022). Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty: A multistage adaptive robust approach. *Applied Energy*, *306*, 118032. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.118032>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2022). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano*.
- Anjo, J., Neves, D., Silva, C., Shivakumar, A., & Howells, M. (2018). Modeling the long-term impact of demand response in energy planning: The Portuguese electric system case study. *Energy*, *165*, 456–468. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.09.091>
- CENACE. (2022). *INFORME ANUAL*.
- Cenace. (2022). *Rendición de Cuentas 2022*.
- Cenace. (2023). *Boletín estadístico Octubre 2023*.
- Empresa Eléctrica Galápagos. (2023). *Historia*. <https://www.elecgalapagos.com.ec/historia/>
- Gebremeskel, D. H., Ahlgren, E. O., & Beyene, G. B. (2023). Long-term electricity supply modelling in the context of developing countries: The OSeMOSYS-LEAP soft-linking approach for Ethiopia. *Energy Strategy Reviews*, *45*, 101045. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2022.101045>
- IIGE. (2023, December 3). *El Instituto – Instituto de Investigación Geológico y Energético*. <https://www.geoenergia.gob.ec/el-instituto/>
- Ministerio de Electricidad y Energías no Renovables. (2018). *Electricidad Plan*.
- Ministerio de Energía y Minas. (n.d.). *ECUADOR CONSOLIDA LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES*. Retrieved March 13, 2024, from <https://www.rekursyenergia.gob.ec/ecuador-consolida-la-produccion-electrica-a-partir-de-fuentes-renovables/>
- Ministerio de Energía y Minas. (2022). *Balance Energético Nacional*. www.rekursyenergia.gob.ec
- Okomol, D. O., Adwek, G., Ngoret, J. K., & Arowo, M. (2021). Sustainable Energy Planning Based on the Electrical Grid and Green Energy Transition in Kenya between 2019-2030. *2021 International Conference on Smart City and Green Energy, ICSCGE 2021*, 46–51. <https://doi.org/10.1109/ICSCGE53744.2021.9654364>

Wu, J., Qiu, J., Wang, X., Ni, Y., Han, X., Dai, J., Du, Z., & Xie, X. (2018). *Study on Medium and Long-Term Generation Expansion Planning Method Considering the Requirements of Green Low-Carbon Development*.

Zhuo, Z., Du, E., Zhang, N., Kang, C., Xia, Q., & Wang, Z. (2020). Incorporating Massive Scenarios in Transmission Expansion Planning with High Renewable Energy Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), 1061–1074. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2938618>

ANEXOS

ANEXO 1

PRODUCCIÓN NETA POR NATURALEZA JURÍDICA (GWH), 2022

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
ALTGENOTEC	GENERADOR	PRIVADA	C. F. ALTGENOTEC	0,96
BRINEFORCORP	GENERADOR	PRIVADA	C. F. BRINEFORCORP	1,39
CBS ENERGY S.A.	GENERADOR	PRIVADA	C. H. EL LAUREL	7,68
CELEC E.P. SUR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. MAZAR	672,86
CELEC E.P. SUR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. MINAS SAN FRANCISCO	993,78
CELEC E.P. SUR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. PAUTE	5.144,94
CELEC E.P. SUR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SOPLADORA	2.544,99
CELEC EP COCA CODO SINCLAIR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. COCA CODO SINCLAIR	6.828,15
CELEC EP COCA CODO SINCLAIR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. MANDURIACU	374,31
CELEC EP GENSUR	GENERADOR	PÚBLICA	C. E. VILLONACO	52,51
CELEC EP GENSUR	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. DELSITANISAGUA	755,17
CELEC EP HIDROAZOGUES	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. ALAZÁN	16,03
CELEC EP TERMOMANABI	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. JARAMIJÓ	379,10
CELEC EP TERMOMANABI	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. MANTA 2	63,83
CELEC EP TERMOMANABI	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. MIRAFLORES	8,95
CELEC EP TERMOMANABI	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. PEDERNALES	1,11
CELEC HIDROTOAPI	GENERADOR	PÚBLICA	C.H. SARAPULLO	42,46

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
COAZUCAR	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. T. ECUDOS	15,73
E.E.P. DE GUAYAQUIL E.P. -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ÁLVARO TINAJERO	43,79
E.E.P. DE GUAYAQUIL E.P. -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ANÍBAL SANTOS DIESEL	23,72
E.E.P. DE GUAYAQUIL E.P. -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ANÍBAL SANTOS FOIL	0,00
ECOELECTRIC	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. T. ECOELECTRIC	49,72
ECOLUZ	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. PAPALLACTA	22,70
ECOLUZ GENERADOR	GENERADOR	PRIVADA	C. H. LORETO	15,48
ECUAGESA S. A.	GENERADOR	PRIVADA	C. H. TOPO	182,55
ELECTRISOL FV	GENERADOR	PRIVADA	C. F. ELECTRISOL	1,41
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. GUALACEO	5,72
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. OCAÑA	187,55
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SAUCAY	115,57
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SAYMIRÍN	17,54
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SAYMIRÍN 5	59,98
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. EL DESCANSO	0,00
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A.	GENERADOR	PÚBLICA	C. E. HUASCACHACA	4,49
ELECTROGUAYAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ENRIQUE GARCÍA	66,11
ELECTROGUAYAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. GONZALO ZEVALLOS DIESEL	5,60
ELECTROGUAYAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL	649,05
ELECTROGUAYAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. SANTA ELENA 2	183,49
ELECTROGUAYAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. SANTA ELENA 3	69,79
ELECTROGUAYAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. TRINITARIA	413,51
ELITENERGY	GENERADOR	PRIVADA	C. H. PUSUNO 1	181,60

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. PENÍNSULA	0,00
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. LLIGUA	0,05
EMPRESA ELÉCTRICA BOLÍVAR -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. RÍO CHIMBO	0,00
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. ILLUCHI I	19,03
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. ILLUCHI II	21,96
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. CUMBAYÁ	140,15
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. GUANGOPOLO	68,86
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. LOS CHILLOS	3,93
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. NAYÓN	123,58
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. PASOCHOA	22,58
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	54,98
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL NORTE -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. AMBI	35,77
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL NORTE -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. LA MERCED DE BUENOS AIRES	2,86
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL NORTE -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. LA PLAYA	8,28
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL NORTE -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SAN MIGUEL DE CAR	17,41
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL NORTE -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. SAN FRANCISCO	0,00
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. ALAO	74,95
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. RÍO BLANCO	10,08
EMPRESA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE QUITO EMAAP-Q	AUTOGENERADOR	PÚBLICA	C. H. EL CARMEN	57,74
EMPRESA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE QUITO EMAAP-Q	AUTOGENERADOR	PÚBLICA	C. H. RECUPERADORA	111,28
EMPRESA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE QUITO EMAAP-Q GENERADOR	GENERADOR	PRIVADA	C. H. CHALPI	48,53

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
EMPRESA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE QUITO EMAAP-Q GENERADOR	GENERADOR	PRIVADA	MICROCENTRAL TANQUE ALTO	0,00
ENERMAX	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. CALOPE	81,54
ENERSOL	GENERADOR	PRIVADA	C. F. PREDIO 1	0,32
EP FOTOVOLTAICA	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SUNCÓ MULALÓ	1,36
EP FOTOVOLTAICA	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SUNCÓ PASTOCALLE	1,41
EPAE EP - MEJIA	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. LA CALERA	7,38
FMA HIDROTAMBO	GENERADOR	PRIVADA	C. H. SAN JOSÉ DE TAMBO	40,97
GASGREEN	GENERADOR	PRIVADA	C. T. EL INGA	34,61
GENEROCA	GENERADOR	PRIVADA	C. T. GENEROCA	76,79
GENRENOTEC	GENERADOR	PRIVADA	C. F. GENRENOTEC	0,98
GONZANERGY	GENERADOR	PRIVADA	C. F. GONZAENERGY	1,57
GRANSOLAR	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SALINAS	3,77
GRANSOLAR	GENERADOR	PRIVADA	C. F. TREN SALINAS	1,89
HIDRO AGOYÁN	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. AGOYÁN	901,10
HIDRO AGOYÁN	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. PUCARÁ	221,84
HIDRO AGOYÁN	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SAN FRANCISCO	1.137,17
HIDROABANICO	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. ABANICO	316,74
HIDROALTO S.A.	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. DUE	351,07
HIDROALTO S.A.	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. DUE2	76,29
HIDROELECTRICA SAN JOSE DE MINAS	GENERADOR	PRIVADA	C. H. SAN JOSÉ DE MINAS	38,55
HIDROIMBABURA	GENERADOR	PRIVADA	C. H. HIDROCAROLINA	3,64
HIDRONACIÓN	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. BABA	138,09
HIDRONACIÓN	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. MARCEL LANIADO DE WIND	1.025,45

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
HIDRONORMANDIA	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. NORMANDIA	358,26
HIDROPERLABI	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. PERLABI	14,98
HIDROSANBARTOLO	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. SAN BARTOLO	413,69
HIDOSIERRA	GENERADOR	PRIVADA	C. H. RIO VERDE CHICO	78,94
HIDOSIGCHOS	GENERADOR	PRIVADA	C. H. SIGCHOS	128,66
HIDROVICTORIA	GENERADOR	PRIVADA	C. H. HIDROVICTORIA	36,64
INTERVISA TRADE	GENERADOR	PRIVADA	C. T. VICTORIA II DIESEL	0,00
INTERVISA TRADE	GENERADOR	PRIVADA	C. T. VICTORIA II NAFTA	0,00
IPNEG	GENERADOR	PRIVADA	C. H. PALMIRA	65,64
LOJAENERGY	GENERADOR	PRIVADA	C. F. LOJAENERGY	1,45
PICHACAY	GENERADOR	PRIVADA	C. T. PICHACAY	5,45
REGIONAL SUR -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. CARLOS MORA CARRIÓN	15,78
REGIONAL SUR -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. ISIMANCHI	0,00
REGIONAL SUR -G-	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. CATAMAYO	2,84
RENOVALOJA	GENERADOR	PRIVADA	C. F. RENOVALOJA	1,15
SABANILLA	GENERADOR	PRIVADA	C. H. SABANILLA	17,48
SABIANGO	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SABIANGO	1,41
SAN CARLOS -A-	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. T. SAN CARLOS	130,23
SAN PEDRO	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SAN PEDRO	1,45
SANERSOL	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SANERSOL	1,48
SANSAU	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SANSAU	1,13
SARACAYSOL	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SARACAYSOL	1,53
SERMAA EP	GENERADOR	PÚBLICA	C. H. SERMAA	0,39
SIBIMBE	GENERADOR	PRIVADA	C. H. CORAZON	4,57

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
SIBIMBE	GENERADOR	PRIVADA	C. H. SIBIMBE	81,59
SIBIMBE	GENERADOR	PRIVADA	C. H. URAVÍA	4,94
SOLCHACRAS	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SOLCHACRAS	1,06
SOLHUAQUI	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SOLHUAQUI	1,02
SOLSANTONIO	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SOLSANTONIO	1,07
SOLSANTROS	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SOLSANTROS	1,46
SURENERGY	GENERADOR	PRIVADA	C. F. SURENERGY	1,40
TERMOESMERALDAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ESMERALDAS	319,99
TERMOESMERALDAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ESMERALDAS 2	118,63
TERMOESMERALDAS	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. LA PROPIA	1,36
TERMOGAS MACHALA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. MACHALA GAS	324,28
TERMOGAS MACHALA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. MACHALA GAS 2	204,15
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. CELSO CASTELLANOS	3,53
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. DAYUMA	0,92
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. GUANGOPOLO	34,42
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. GUANGOPOLO 2	99,52
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. ISLA PUNÁ	6,35
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. JIVINO 1	0,42
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. JIVINO 2	4,93
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. JIVINO 3	85,51
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. LORETO	0,00
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. MACAS PROVISIONAL 2	0,19
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. MÉNDEZ	0,00
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. PAYAMINO	0,61

EMPRESA / AGENTE	TIPO	NATURALEZA JURÍDICA EMPRESA DE GENERACIÓN	CENTRAL	ENERGÍA NETA ANUAL (GWh)
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. QUEVEDO 2	68,80
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. SANTA ROSA	16,77
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. SISTEMAS AISLADOS	9,80
TERMOPICHINCHA	GENERADOR	PÚBLICA	C. T. SISTEMAS INSULARES	48,05
UNACEM	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. T. LAFARGE	2,42
VALSOLAR	GENERADOR	PRIVADA	C. F. PARAGACHI	1,41
VICUNHA	AUTOGENERADOR	PRIVADA	C. H. VINDOBONA	2,09
WILDTÉCSA	GENERADOR	PRIVADA	C. F. WILDTÉCSA	1,09
TOTAL				28.218,79

Fuente: Informe Anual CENACE 2022

ANEXO 2

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquin 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
Minas de Huaschachaca	Elecastro S.A.	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidroazogues	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
Chorrillos	Hidrozamora EP	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
Ulba	Hidroulba S.A.	Privada	Hidroeléctrico	1,02	8,4	Tungurahua	Baños
TOTAL				644,5	3.490,6		

Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2018-2027

ANEXO 3

RESUMEN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

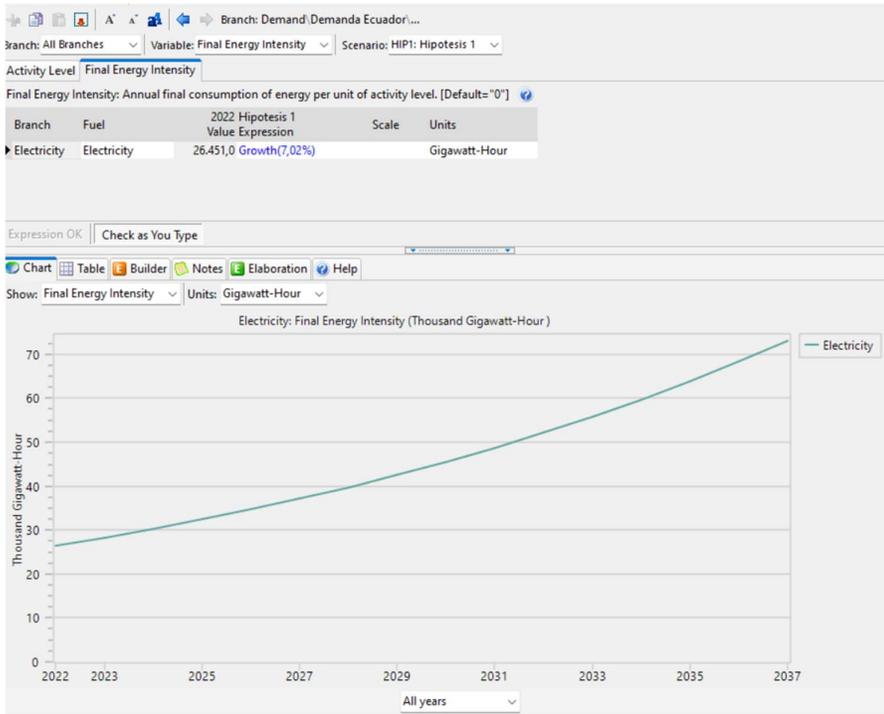
Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2018	Normandía	Hidronormandía S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	49,60	350,3	Morona Santiago	Morona
2018	Delistanisagua	CELEC EP - Gensur	En operación	Pública	Hidroeléctrico	180,00	1.411,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2019	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En operación	Pública	Hidroeléctrico	274,50	1.290,8	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje
2019	Pusuno	Eltenenergy S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	39,50	216,9	Napo	Tena
2019	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
2020	San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
2020	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2020	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2020	Minas de Huascachaca	Elecaastro S.A.	En construcción	Pública	Edico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
2021	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Paralizado	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2021	Platúa	San Francisco Gensfran S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
2021	Chalpi Grande	EPMAPS EP	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
2021	Toachi - Platón (Saraguro: 49 MW, Allurquin 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotapi	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Táchila, Cotacachi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigüchos
2021	La Magdalena	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
2021	Maravilla	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2021	Ibarra Fugúja	Hidro Ibarra Fugúja S.A.	Contrato de concesión	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolivar
2021	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
2021	Sabanilla	Hidreigen S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	El Salto	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
2022	Chorrillos	Hidrozamora EP	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaastro S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
2022	Bloque de ERNC I. Incluye Fotovoltaico El Aromo y Edico Villonaco II y III.	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	ERNC	500,00	1.700,0	Varias	Varios

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón	
2023	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaastro S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca	
2023	Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos	
2023	Bloque de Ciclo Combinado I	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por Definir	Por Definir	
2023	Bloque de ERNC II	A definir por parte del MEFNIR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	ERNC	400,00	1.400,0	Por Definir	Por Definir	
2023	Bloque de Ciclo Combinado II	A definir por parte del MEFNIR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Termoeléctrico	600,00	4.500,0	Por Definir	Por Definir	
2024	Santa Cruz	Hidrocrúz S.A.	Autogeneración minera En trámite	Privada	Hidroeléctrico	100,00	560,0	Morona Santiago	Mirador	
2025	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos I	A definir por parte del MEFNIR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	150,00	850,0	Por Definir	Por Definir	
2026	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos II	A definir por parte del MEFNIR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	150,00	850,0	Por Definir	Por Definir	
2026	Bloque de proyectos geotérmicos I	A definir por parte del MEFNIR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Geotérmico	50,00	380,0	Por Definir	Por Definir	
2026	Paute - Cardenillo	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez	
2026	Santiago (G8), Fase I	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza	
2027	Santiago (G8), Fase II	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza	
TOTAL CASO MATRIZ PRODUCTIVA							6.644	38.816		

Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2018-2027

ANEXO 4

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL ESCENARIO DE REFERENCIA (BASE)



Fuente: Autor

ANEXO 5

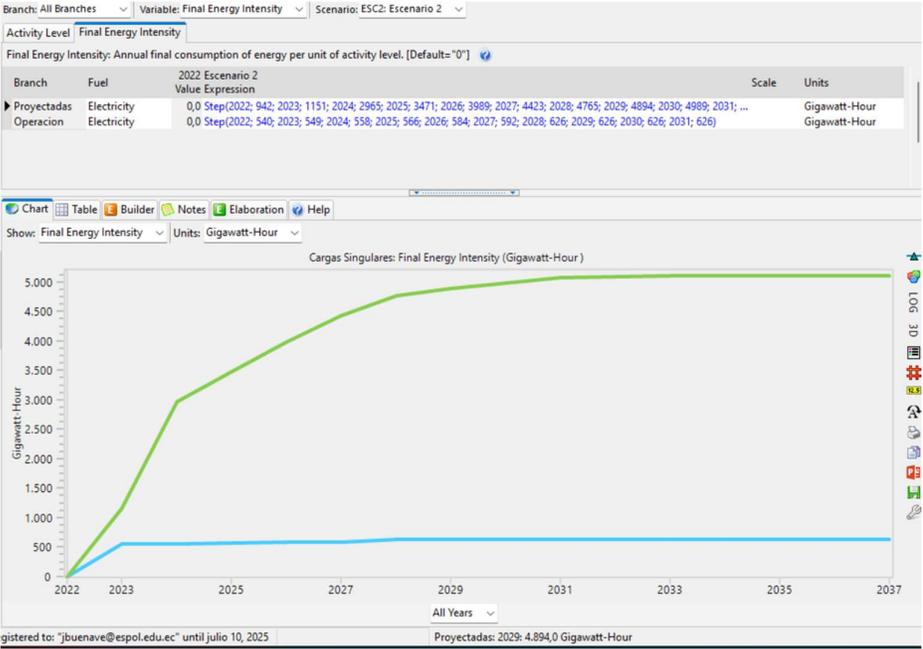
Cargas singulares proyectadas.

PROYECTO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Refinería Esmeralda				43	80	80	80	80	120	120	120	120	120	120	120	120
Estación de Bombeo 1 y 2 Trasvase Daule Pedro Carbo SENAGUA						82	109	150	150	186	186	186	186	186	186	186
Complejo Industrial NOVOPLANT Hyundai-Montecristi				6	10	14	17	20	23	25	28	28	28	28	28	28
DIACELEC					8	31	43	48	51	55	59	59	59	59	59	59
Puerto de Aguas Profundas (DP World)	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Astillero Posorja			10	25	38	41	51	54	55	54	54	54	54	54	54	54
Petro Amazonas EP			1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395
Río Blanco			18	41	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
San Carlos Panantza				215	392	569	569	569	569	569	569	569	569	569	569	569
Poliducto Pascuales-Cuenca Cañar			15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
EDEC Nuevo Parque Industrial			10	18	20	24	25	27	29	31	31	31	31	31	31	31
Emurplag Nuevo Camal Municipal			3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Loma Larga			71	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Yachay				9	23	30	36	43	49	56	63	70	78	78	78	78
Petroecuador (Papallacta)			75	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Petroecuador (Baeza)				75	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Petroecuador (El salado)				49	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Fruto del Norte	119	140	146	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
Mirador	718	802	825	878	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896
Sector Electrificación Camaronero	32	136	324	501	662	796	902	970	1010	1054	1054	1054	1054	1054	1054	1054
TOTAL (GWh)	942	1151	2965	3471	3989	4423	4765	4894	4989	5083	5097	5104	5112	5112	5112	5112

Fuente: Autor

ANEXO 6.A

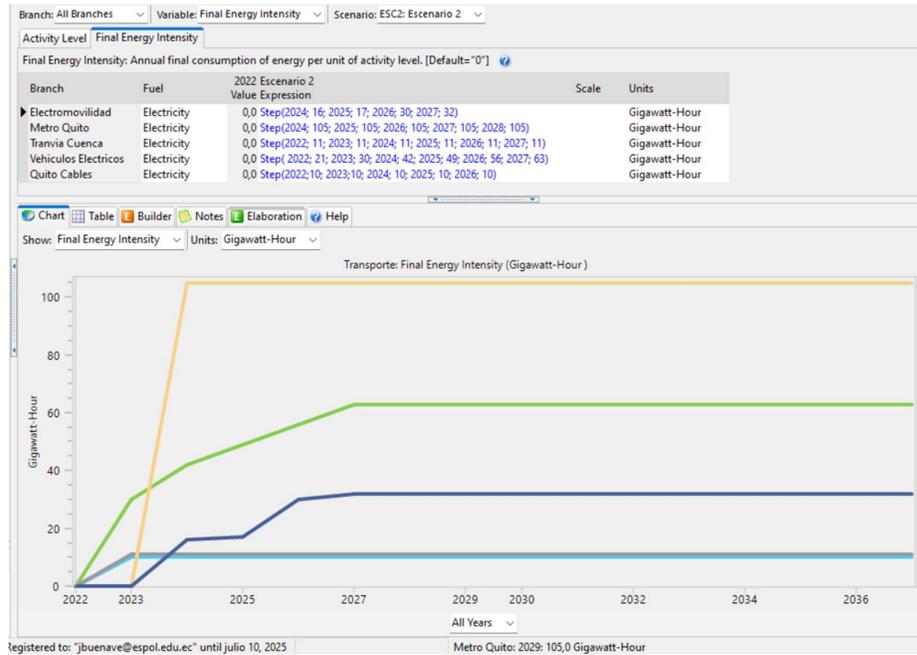
ENERGÍA DE CARGAS SINGULARES INGRESADAS AL LEAP



Fuente: Autor

ANEXO 6.B

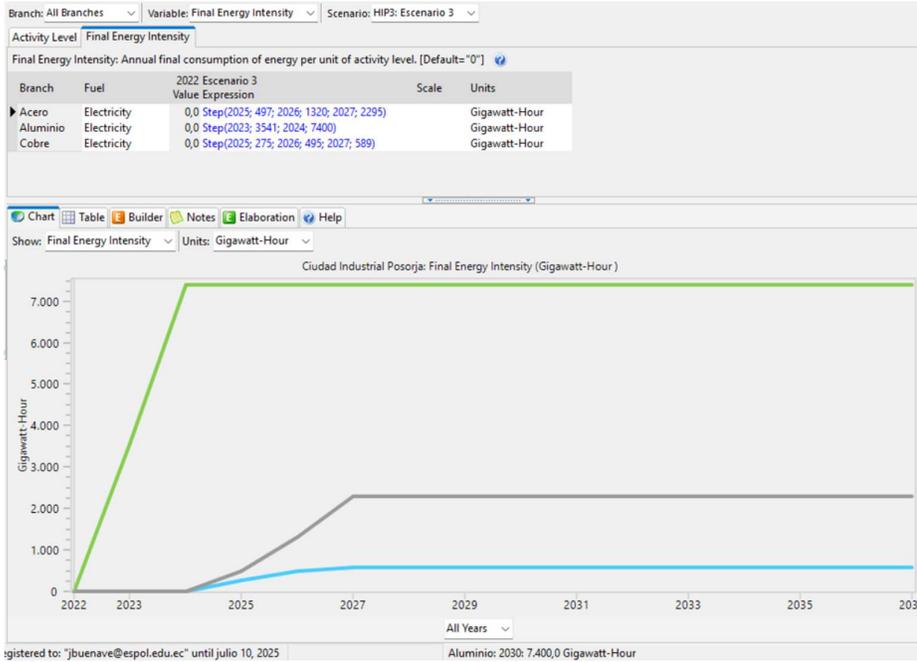
ENERGÍA DE CARGAS SINGULARES DEL SECTOR TRANSPORTE



Fuente: Autor

ANEXO 7

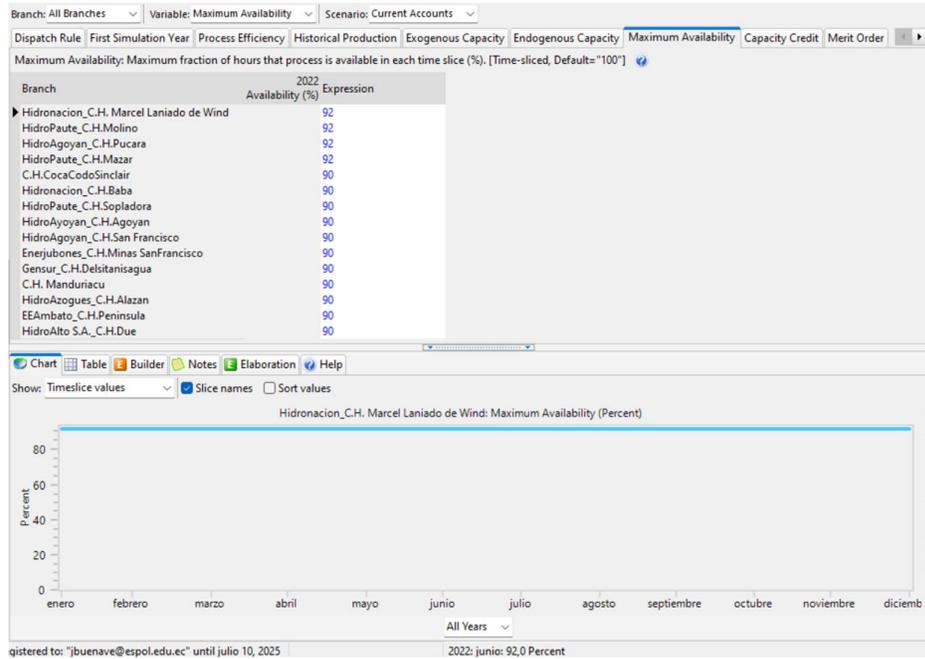
CONSUMO ENERGÉTICO DADO POR LAS CARGAS SINGULARES DE INDUSTRIAS BÁSICAS INGRESADAS AL LEAP.



Fuente: Autor

ANEXO 8.A

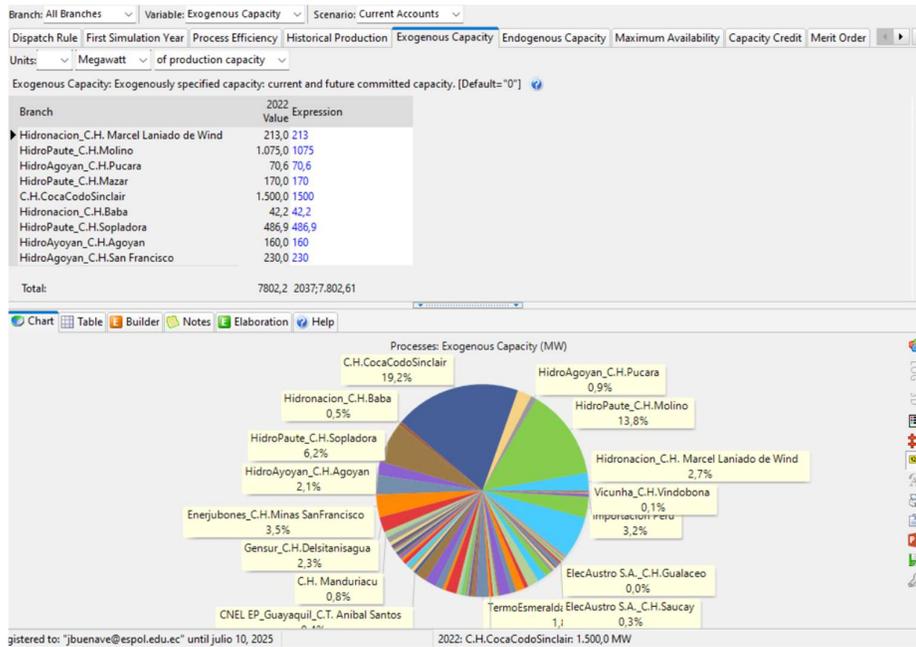
FACTORES DE MÁXIMA DISPONIBILIDAD EN LEAP



Fuente: Autor

ANEXO 8.B

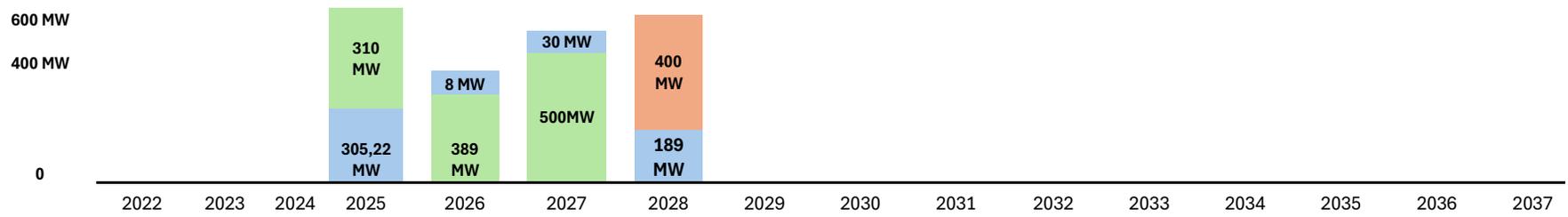
EXOGENOUS CAPACITY



Fuente: Autor

ANEXO 9

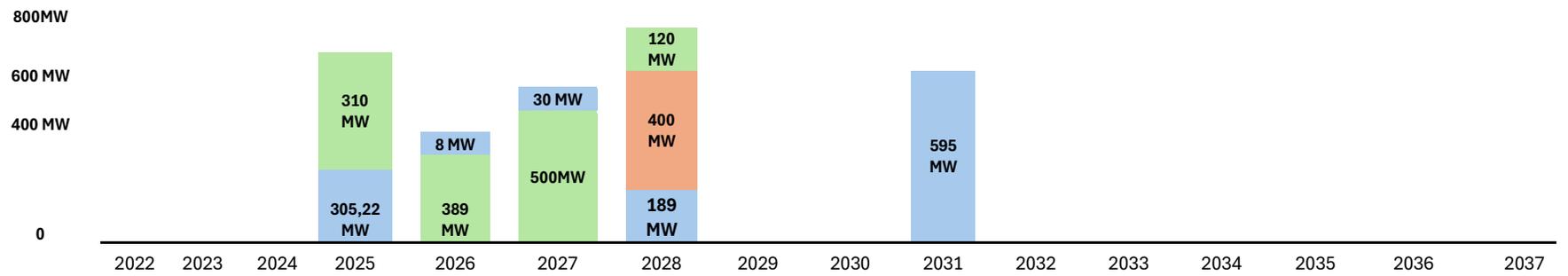
INGRESO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ESCENARIO 4



Fuente: Autor

ANEXO 10

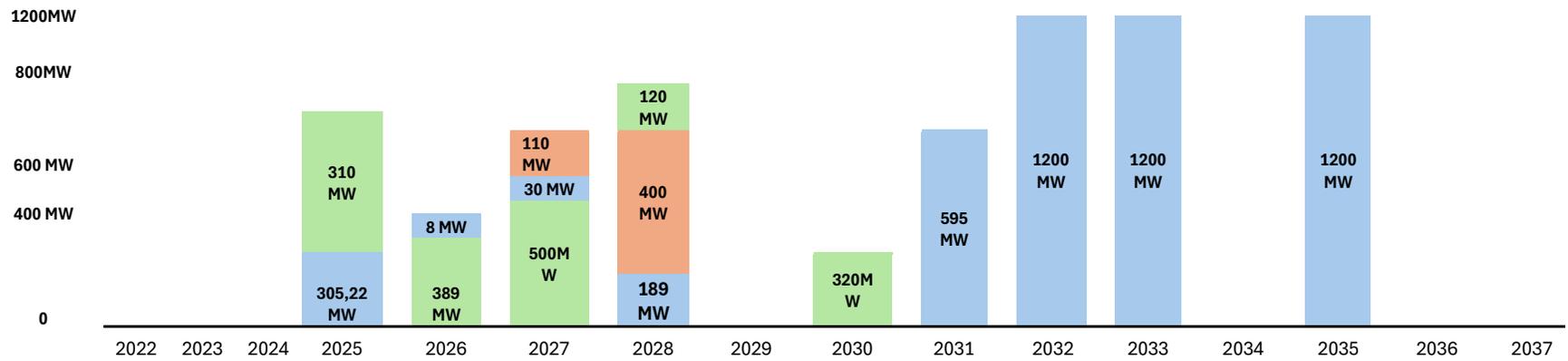
INGRESO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ESCENARIO 5



Fuente: Autor

ANEXO 11

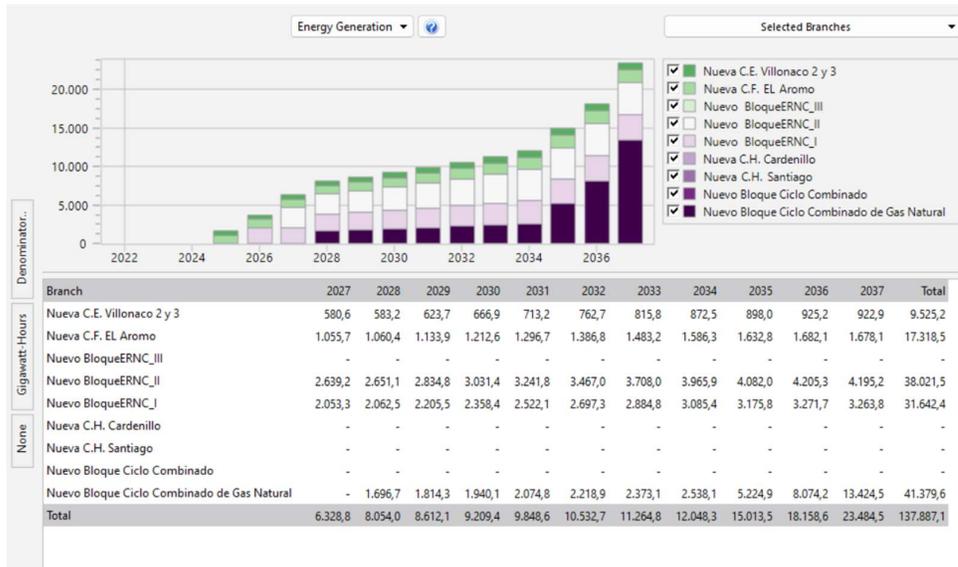
INGRESO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ESCENARIO 6



Fuente: Autor

ANEXO 12

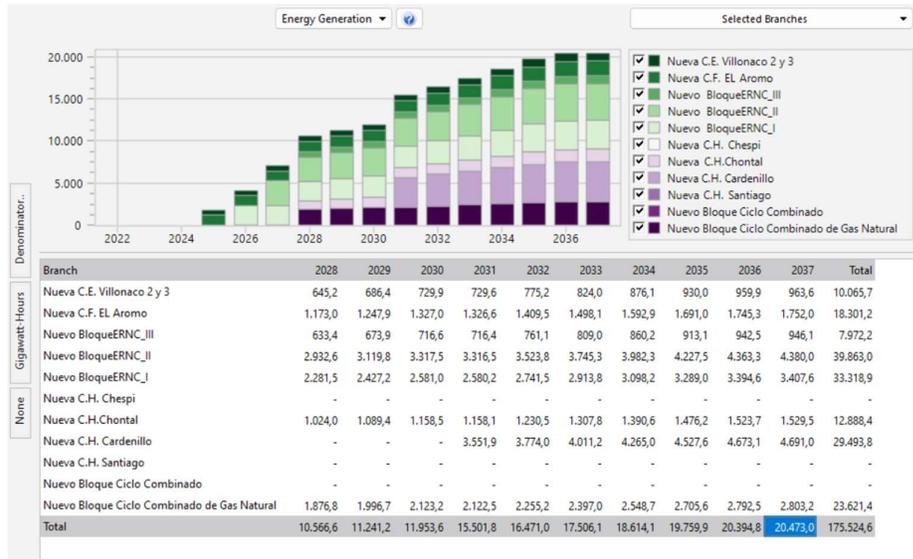
ENERGÍA SUMINISTRADA POR ERNC ESCENARIO 4



Fuente: Autor

ANEXO 13

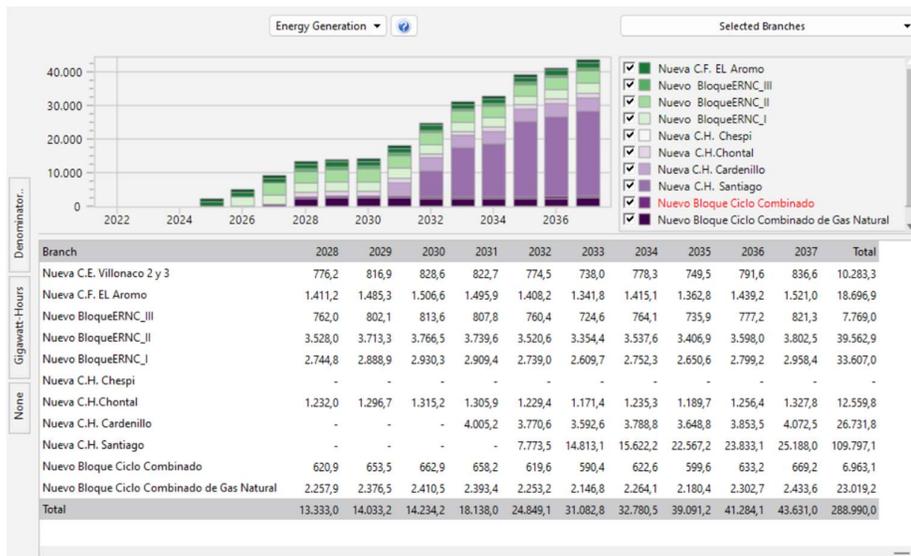
ENERGÍA SUMINISTRADA POR ERNC ESCENARIO 5



Fuente: Autor

ANEXO 14

ENERGÍA SUMINISTRADA POR ERNC ESCENARIO 6



Fuente: Autor