



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Dennis Bayardo Vásquez Barba

Tutor:

Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc.

LATACUNGA - 2023



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

“ Yo **VÁSQUEZ BARBA DENNIS BAYARDO** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE”**, siendo **Ing. WILIAN PATRICIO GUAMÁN CUENCA M.Sc.** tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Vásquez Barba Dennis Bayardo

CC: 1726691528



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE” del estudiante **VÁSQUEZ BARBA DENNIS BAYARDO**, de la carrera de **INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto 2023

Tutor de Titulación

Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca M.Sc.

CC:0603578956



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la **FACULTAD de CIENCIAS de la INGENIERÍA Y APLICADA**; por cuanto, el postulante: **VÁSQUEZ BARBA DENNIS BAYARDO** con el título de Proyecto de titulación: **“EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE”** ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga agosto 2023

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)

Ing. M.Sc. Edgar Salazar

C.C: 050284761-9

Lector 2

Ing. M.Sc. Xavier Proaño

C.C: 050265642-4

Lector 3

Ing. MSc. Diego Jiménez

CC: 050349370-2



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios, por guiar y bendecir mi camino, brindándome salud, fortaleza y aprendizaje en esta etapa de mi vida.

A mi madre Silvana Barba, por ser ese ser de luz que siempre estuvo en los momentos difíciles dándome siempre palabras de aliento y estando a mi lado, y sobre todo por el tiempo y el apoyo brindado en cada momento de mi sueño de ser profesional, gracias por todo madre querida.

A mi padre Franklin Vásquez, más que mi padre, mi amigo, mi compañero y mi mentor, que fue testigo de todos los momentos que viví en esta etapa de mi vida, por la paciencia, los consejos, las enseñanzas que me ha dado en momentos acertados y sobre todo por siempre compartir conmigo experiencia laboral que me ha servido en mi etapa de estudios.

A mis dos hermanas Carolina y Pamela, por todos los momentos que estuvieron a mi lado, apoyándome, enseñándome y guiándome en cada etapa de mi vida, a mi abuelo Marcelo por siempre apoyarme a pesar de la distancia, a mi abuela Anita por ser esa persona que estuvo pendiente de mí en muchos momentos de mi carrera, A mi cuñado Henry por ser un guía más en brindándome experiencia y consejos en el ámbito laboral.

A mis amigos de la universidad por apoyarme y acompañarme en cada momento dentro y fuera de la universidad, sobre todo a Alejandra quien fue esa persona que me apoyo y estuvo siempre dándome una palabra de aliento.

Además, un agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a los docentes de la Carrera de Ingeniería en Electricidad, por las enseñanzas impartidas en las aulas de clases y sus consejos, permitiéndome formar como un profesional que brinde apoyo a la sociedad. A mi tutor de tesis, el Ing. Wilian Guaman M.Sc. que con sus conocimientos, consejos y paciencia guio todo este proceso. A cada uno de los lectores que, con sus oportunas observaciones y recomendaciones, se mejoró este trabajo.



DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios por siempre ser ese guía para el desarrollo de este trabajo de investigación, A mis padres por ser ese apoyo incondicional y ser ese sustento durante el periodo académico. A mis hermanas, por estar presentes siempre y brindarme su apoyo. A mi sobrina Isabella, quien siempre me saco una sonrisa en los momentos de tristeza y dificultad. A toda mi familia por siempre estar pendientes y confiar en mí, dándome siempre consejos.



ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE CONTENIDO	7
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. EL PROBLEMA.....	2
2.1.1. Situación Problémica	2
2.1.2. Formulación del Problema.....	3
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	3
2.2.1. Objeto de estudio	3
2.2.2. Campo de acción.....	3
2.3. BENEFICIARIOS	3
2.4. JUSTIFICACIÓN.....	4
2.5. HIPÓTESIS	5
2.6. OBJETIVOS.....	5
2.6.1. Objetivo general.....	5
2.6.2. Objetivos específicos	5
2.7. SISTEMA DE TAREAS	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1. ANTECEDENTES	7
3.2. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	12
3.2.1. Información operativa del sistema eléctrico ecuatoriano.....	13
3.2.2. Planificación y operación del sector eléctrico ecuatoriano	15
3.3. DESPACHO ECONÓMICO	16
3.3.1. Despacho económico básico	17
3.3.2. Despacho económico sin pérdidas	18
3.3.3. Despacho económico con pérdidas	19
3.4. DESPACHO HIDROTÉRMICO	19



3.4.1.	Modelo de la planta térmica.....	20
3.4.2.	Generación hidráulica	21
3.4.3.	Modelo de optimización	23
3.5.	FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	25
3.5.1.	Generación solar fotovoltaica	26
3.5.2.	Generación eólica.....	27
3.5.3.	Despacho económico con inclusión de fuentes de energía renovables.....	27
4.	METODOLOGÍA	29
4.1.	GESTIÓN DE TAREAS	29
4.2.	INFORMACIÓN SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	30
4.2.1.	Datos sobre el SNI	30
4.2.2.	Modelo del SNI reducido.....	31
4.2.3.	Estimación de Potencia disponible y demanda horaria.....	40
4.3.	ESTRUCTURA Y MODELO DEL PROGRAMA.....	45
4.3.1.	Estructura de la herramienta computacional PowNet	45
4.3.2.	Despacho económico y Unit Commitment en PowNet.	48
4.3.3.	Dataframes requeridos para ingresar datos a PowNet.	53
4.4.	IMPLEMENTACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	55
4.4.1.	Elaboración de Dataframes para las fuentes de energía solar fotovoltaica en PowNet.	55
4.4.2.	Elaboración de Dataframes para las fuentes de energía eólica en PowNet.	56
4.5.	VALIDACIÓN DEL MODELO.	58
4.5.1.	costo optimo del modelo con ERNC y sin ERNC	58
4.5.2.	Producción de cada tipo de tecnología.....	58
5.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	60
5.1.	RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	60



5.2.	DESPACHO ECONÓMICO SIN INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	62
5.3.	DESPACHO ECONÓMICO CON INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	71
5.4.	DESPACHO DEL AÑO 2022.....	74
5.5.	LIMITACIONES.....	78
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
6.1.	CONCLUSIONES.....	80
6.2.	RECOMENDACIONES	81
7.	REFERENCIAS.....	83
8.	ANEXOS	88
8.1.	ANEXO A	89
8.2.	ANEXO B.....	92
8.2.1.	MODELO DEL SNI REDUCIDO.....	92
8.3.	ANEXO C.....	93
8.3.1.	Potencia horaria del sábado	93
8.3.2.	Potencia horaria del domingo	98
8.3.3.	Potencia horaria del lunes	103
8.3.4.	Potencia horaria del martes.....	108
8.3.5.	Potencia horaria del miércoles.....	113
8.3.6.	Potencia horaria del jueves	118
8.3.7.	Potencia horaria del viernes.....	123
8.4.	ANEXO D	128
8.4.1.	Estimación de la potencia disponible según el primer criterio.	128
8.5.	ANEXO E.....	131
8.5.1.	Estimación de la potencia disponible según el segundo criterio.....	131
8.6.	ANEXO F	132



8.6.1. Estimación de la potencia disponible según el tercer criterio..... 132



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Resumen de Investigaciones de Optimización para Despacho Hidrotérmico (1990-2000).....	8
Tabla 3.2. Análisis Comparativo de distintas herramientas computacionales.....	11
Tabla 3.3. Potencia nominal y efectiva a nivel nacional [21].....	13
Tabla 4.1. Centrales del modelo reducido del SNI.....	31
Tabla 4.2. Barras, líneas de transmisión y cargas del SNI reducido.....	32
Tabla 4.3. Lista 1 de barras de conexión.....	34
Tabla 4.4. Lista 2 de barras de conexión.....	35
Tabla 4.5. Lista 1 de líneas de transmisión.....	36
Tabla 4.6. Lista 2 de líneas de transmisión.....	37
Tabla 4.7. Lista de cargas del SNI reducido.....	38
Tabla 4.8. Centrales con energías renovables no convencionales.....	38
Tabla 4.9. Lista de centrales hidroeléctricas del SNI reducido.....	39
Tabla 4.10. Lista de centrales térmicas del SNI reducido.....	40
Tabla 4.11. Demanda horaria en típica de una semana en [MW] de la barra SJuan230.....	41
Tabla 4.12. Valores aleatorios para todas las horas del año 2022 de la barra SJuan230.....	42
Tabla 4.13. Potencia de la central Paute según su disponibilidad mensual.....	43
Tabla 4.14. Potencia de la central Abanico según su caudal nominal.....	44
Tabla 4.15. Potencia de la central Chontal según su caudal máximo.....	45
Tabla 4.16. Restricciones del modelo.....	50
Tabla 4.17. Dataframe de 5 cargas del SNI reducido.....	53
Tabla 4.18. Características de las centrales térmicas.....	54
Tabla 4.19. Potencia disponible de las centrales hidroeléctricas.....	54
Tabla 4.20. Datos de las líneas de transmisión.....	55
Tabla 4.21. Potencia disponible horaria en [MW] de la central El Aromo.....	56
Tabla 4.22. Potencia disponible horaria en [MW] de las centrales eólicas.....	57
Tabla 5.1. Despacho de un día de la semana.....	61
Tabla 5.2. Producción de la central CCS.....	63
Tabla 5.3. Demanda del sistema del día 1.....	64
Tabla 5.4. Despacho por tipo de tecnología del día 1.....	65
Tabla 5.5. Costos de operación del día 1 en dólares.....	67
Tabla 5.6. Demanda del sistema del día 2.....	68



Tabla 5.7. Despacho por tipo de tecnología del día 2.....	69
Tabla 5.8. Costos de operación del día 2 en dólares.....	71
Tabla 5.9. Despacho por tipo de tecnología con integración de ERNC del día 1.....	72
Tabla 5.10. Análisis de costo del despacho	74
Tabla 5.11. Producción bruta por tipo de tecnología [GWh], 2022.....	74
Tabla 5.12. Producción bruta de las centrales hidroeléctricas, 2022.....	76
Tabla 5.13. Despacho del año 2022, de la herramienta PowNet.	78
Tabla 8.1. Demanda típica del sábado (Parte 1)	93
Tabla 8.2. Demanda típica del sábado (Parte 2)	94
Tabla 8.3. Demanda típica del sábado (Parte 3)	95
Tabla 8.4. Demanda típica del sábado (Parte 4)	96
Tabla 8.5. Demanda típica del sábado (Parte 5)	97
Tabla 8.6. Demanda típica del domingo (Parte 1)	98
Tabla 8.7. Demanda típica del domingo (Parte 2)	99
Tabla 8.8. Demanda típica del domingo (Parte 3)	100
Tabla 8.9. Demanda típica del domingo (Parte 4)	101
Tabla 8.10. Demanda típica del domingo (Parte 5)	102
Tabla 8.11. Demanda típica del lunes (Parte 1)	103
Tabla 8.12. Demanda típica del lunes (Parte 2)	104
Tabla 8.13. Demanda típica del lunes (Parte 3)	105
Tabla 8.14. Demanda típica del lunes (Parte 4)	106
Tabla 8.15. Demanda típica del lunes (Parte 5)	107
Tabla 8.16. Demanda típica del martes (Parte 1).....	108
Tabla 8.17. Demanda típica del martes (Parte 2).....	109
Tabla 8.18. Demanda típica del martes (Parte 3).....	110
Tabla 8.19. Demanda típica del martes (Parte 4).....	111
Tabla 8.20. Demanda típica del martes (Parte 5).....	112
Tabla 8.21. Demanda típica del miércoles (Parte 1).....	113
Tabla 8.22. Demanda típica del miércoles (Parte 2).....	114
Tabla 8.23. Demanda típica del miércoles (Parte 3).....	115
Tabla 8.24. Demanda típica del miércoles (Parte 4).....	116
Tabla 8.25. Demanda típica del miércoles (Parte 5).....	117
Tabla 8.26. Demanda típica del jueves (Parte 1)	118



Tabla 8.27. Demanda típica del jueves (Parte 2)	119
Tabla 8.28. Demanda típica del jueves (Parte 3)	120
Tabla 8.29. Demanda típica del jueves (Parte 4)	121
Tabla 8.30. Demanda típica del jueves (Parte 5)	122
Tabla 8.31. Demanda típica del viernes (Parte 1).....	123
Tabla 8.32. Demanda típica del viernes (Parte 2).....	124
Tabla 8.33. Demanda típica del viernes (Parte 3).....	125
Tabla 8.34. Demanda típica del viernes (Parte 4).....	126
Tabla 8.35. Demanda típica del viernes (Parte 5).....	127
Tabla 8.36. Estimación de la potencia disponible según el primer criterio (parte 1)	128
Tabla 8.37. Estimación de la potencia disponible según el primer criterio (parte 2)	129
Tabla 8.38. Estimación de la potencia disponible según el primer criterio (parte 3)	130
Tabla 8.39. Estimación de la potencia disponible según el segundo criterio	131
Tabla 8.40. Estimación de la potencia disponible según el tercer criterio (Parte 1).....	132
Tabla 8.41. Estimación de la potencia disponible según el tercer criterio (Parte 2).....	133



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Producción de energía bruta por provincia del año 2021 (GWh) [21].	14
Figura 3.2. Ejemplos de curvas convexas de costos de generación, continua y lineal a tramos [23].	17
Figura 3.3. Curva característica de entrada-salida de la unidad generadora térmica [27]. ..	20
Figura 3.4. Curva de entrada-salida de la unidad hidráulica [27].	21
Figura 4.1. Datos para modelar el Despacho Económico	31
Figura 4.2. Representación gráfica de PowNet.	46
Figura 4.3. Funcionamiento de PowNet	47
Figura 4.4. Costo óptimo del despacho realizado en un día	58
Figura 4.5. Ejemplo de gráfica de generación [34].	59
Figura 5.1. Potencia Generada por cada tipo de tecnología.	61
Figura 5.2. Potencia Generada de la central Coca Codo Sinclair	63
Figura 5.3. Demanda del sistema del día 1	65
Figura 5.4. Despacho realizado por el CENACE por tipo de tecnología del día 1.	66
Figura 5.5. Despacho realizado en PowNet por tipo de tecnología del día 1.	67
Figura 5.6. Demanda del sistema del día 2	69
Figura 5.7. Despacho realizado por el CENACE por tipo de tecnología del día 2.	70
Figura 5.8. Despacho realizado en PowNet por tipo de tecnología del día 2.	70
Figura 5.9. Despacho realizado por el CENACE con ERNC del día 1	73
Figura 5.10. Despacho realizado en PowNet con ERNC del día 1.	73
Figura 5.11. Producción bruta por tipo de tecnología sin ERNC [GWh], 2022	75
Figura 5.12. Producción bruta por tipo de tecnología con ERNC [GWh], 2022	75
Figura 5.13. Producción bruta hidráulica anual del CENACE (GWh), 2022 [35]	76
Figura 5.14. Producción bruta hidráulica anual de PowNet (GWh), 2022	77
Figura 5.15. Producción bruta energética anual porcentual, 2022 [35]	77
Figura 8.1. Modelo del SNI reducido	92



NOMENCLATURA

Índices y Conjuntos

n	Cualquier nodo en el sistema
N	Conjunto de todos los nodos del sistema
g	Unidad despáchale
G	Conjunto de todas las unidades gestionables
i	nodo de importación
I	Conjunto de todos los nodos de importación
rn	Recurso renovable variable (por ejemplo, hidroeléctrico, eólico, solar)
RN	Conjunto de todos los recursos renovables variables
k	nodo receptor conectado por la línea de transmisión a cualquier nodo n
t	paso de tiempo (hora, h)
T	Horizonte de planificación (por ejemplo, 24 h)

Parámetros de las unidades gestionables (g)

$MaxCap_g$	capacidad máxima (MW)
$MinCap_g$	capacidad mínima (MW)
$FixedCost_g$	costo fijo de operación y mantenimiento (\$)
$StartCost_g$	Costo inicial (\$/inicio)
$HeadRate_g$	tasa de calor (MMBtu/MWh)
$FuelPrice_g$	precio del combustible (\$/MMBtu)
$VarCost_g$	costo variable de O&M (\$/MWh)
$Ramp_g$	límite de rampa (MW/h)
$MinUpTime_g$	Tiempo mínimo de actividad (h)
$MinDownTime_g$	Tiempo de inactividad mínimo (h)

Parámetros de los nodos de importación (i)



$MaxCap_i$	importación máxima permitida (MW)
$ImportPrice_i$	precio de la electricidad importada (\$/MWh)
Parámetros de la red de transporte	
$LineSus_{n,k}$	susceptancia (Siemens) de la línea de transmisión entre nodos n y k
$LineCap_{n,k}$	capacidad (MW) de la línea de transmisión entre los nodos n y k
Series temporales de entrada (cada hora)	
$RenewAvail_{rn,t}$	electricidad disponible (MWh) <i>a partir</i> del primer recurso renovable
$Demanda_{n,t}$	demanda de electricidad (MWh) (o exportación) en cualquier nodo n
Variables de decisión (en cada hora t)	
$ON_{g,t}$	Variable binaria (0,1) que indica si la unidad G está en línea (1) o fuera de línea (0)
$Switch_{g,t}$	variable binaria (0,1) que indica si la unidad g debe iniciarse (Cambiar $g,t=1$ sólo cuando $ON_{g,t-1} = 0$ va seguido <i>de</i> $ON_{g,t} = 1$)
$Elec_{g*,t}$	electricidad (MWh) generada por la unidad gestionable g (*o cualquier otra central eléctrica)
$VoltAngle_{g,t}$	Ángulo de voltaje (radian) en cualquier nodo n
$SpinRes_{g,t}$	reserva de hilatura (MWh) en la unidad g
$NonSpinRes_{g,t}$	reserva no hiladora (MWh) en la unidad g



RESUMEN

TÍTULO: “EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE”

Autor:

Dennis Bayardo Vásquez Barba

En el presente proyecto de investigación, se desarrolló el despacho económico del Sistema Nacional Interconectado con el objetivo de evaluar su operación, esto se realizó mediante la utilización de una herramienta computacional tipo *Open Source* denominada *PowNet*, diseñada para determinar el compromiso de unidades que minimiza los costos operativos y permitir la incorporación de fuentes de energía renovables no convencionales en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Para evaluar la operación se desarrolló un modelo reducido del sistema eléctrico ecuatoriano compuesto por 51 barras utilizando el software *DigSILENT PowerFactory*. La simulación de la operación del sistema eléctrico se realizó utilizando un horizonte de planificación para todo el año, que incluyó 8760 horas. Se combinaron datos proporcionados por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), con datos generados a partir de técnicas de aproximación propias, que permitieron definir los parámetros del modelo de optimización que utiliza *PowNet*. Utilizando el solucionador Gurobi, se obtuvieron resultados para dos escenarios: despacho hidrotérmico y despacho con introducción de fuentes renovables variables. Finalmente, se realizó una comparación entre el despacho realizado por *PowNet* y el CENACE, para validar las soluciones obtenidas y concluir que la propuesta desarrollada en este trabajo resulta una alternativa válida para evaluar la operación del sistema eléctrico ecuatoriano.

Palabras Clave: Despacho económico, Sistema Nacional Interconectado, Optimización, PowNet, CENACE.



ABSTRACT

TITLE: "EVALUATION OF THE OPERATION OF THE ECUADORIAN ELECTRICAL SYSTEM WITH THE INTEGRATION OF NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGIES USING OPEN-SOURCE TOOLS".

Author: Dennis Bayardo Vásquez Barba

In this research project, the economic dispatch of the National Interconnected System was developed with the objective of evaluating its operation, this was done through the use of an Open-Source computational tool called Pow Net, designed to determine the commitment of units that minimizes operating costs and allows the incorporation of non-conventional renewable energy sources in the Ecuadorian electrical system. To evaluate the operation, a reduced model of the Ecuadorian electrical system composed of 51 busbars was developed using Dig SILENT Power Factory software. The simulation of the power system operation was performed using a planning horizon for the whole year, which included 8760 hours. Data provided by the National Electricity Operator (CENACE) was combined with data generated from proprietary approximation techniques, which allowed defining the parameters of the optimization model used by Pow Net. Using the Gurobi solver, results were obtained for two scenarios: hydrothermal dispatch and dispatch with the introduction of variable renewable sources. Finally, a comparison was made between the dispatch performed by Pow Net and CENACE, to validate the solutions obtained and to conclude that the proposal developed in this work is a valid alternative to evaluate the operation of the Ecuadorian electrical system.

KEYWORDS: Economic dispatch, National Interconnected System, Optimization, Pow Net, CENACE.



UNIVERSIDAD
TÉCNICA DE
COTOPAXI



CENTRO
DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del trabajo de investigación cuyo título versa: **“EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE”** presentado por: **Vásquez Barba Dennis Bayardo** egresado de la Carrera de Ingeniería en Electricidad perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, agosto del 2023

Atentamente,


MSc. Alison Mena Barthelotty

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC

CI: 0501801252



CENTRO
DE IDIOMAS

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título:

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES UTILIZANDO HERRAMIENTAS OPEN SOURCE

Fecha de inicio: 25 de Abril de 2023

Fecha de finalización: 15 de agosto de 2023

Lugar de ejecución:

No aplica

Facultad que auspicia:

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas

Carrera que auspicia:

Ingeniería en Electricidad

Proyecto Macro Asociado:

Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de trabajo:

Tutor: Ing. Msc. Guamán Cuenca Wilian Patricio

Estudiante: Vásquez Barba Dennis Bayardo

Área de conocimiento:

07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación:

Energías Alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublíneas de investigación de la carrera:

Control y optimización en el uso de la energía del sector industrial, comercial y residencial.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA

2.1.1. Situación Problemática

Dentro de la ley de régimen del sector eléctrico, el artículo uno menciona que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional y por tal motivo el deber del Estado es satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación [1]. Por tal motivo, en el Ecuador en el año de 1996, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) crea el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como la entidad encargada de la supervisión, control y regulación del mercado eléctrico del Ecuador, y así mismo instituyó el Centro Nacional de Control (CENACE) encargado de administrar las transacciones técnicas y financiera del Mercado Eléctrico Ecuatoriano [2].

El CENACE utiliza un programa de pago denominado SGD, el cual es el Sistema de Gestión de Despacho. Esta herramienta informática permite la optimización de la generación y distribución de energía eléctrica en tiempo real, analizando la demanda eléctrica y la oferta disponible. El SGD es crucial en la operación del sistema eléctrico de Ecuador, ya que permite determinar la mejor combinación de generación de energía para cumplir con la demanda de forma segura y económica. La limitante es que este programa no es de tipo Open Source y tiene alto costo.

La mayoría de las herramientas comerciales son costosas y están protegidas por derechos, lo cual limita su disponibilidad y accesibilidad [3]. Esto también limita su disponibilidad para la enseñanza y la investigación [4]. En ese contexto, la falta de acceso a herramientas de despacho económico de bajo costo y que sean Open Source, representa una barrera importante para la enseñanza, investigación y la implementación de políticas energéticas sostenibles en sistemas eléctricos de potencia.

De manera similar, dentro de la operación y planificación de un sistema eléctrico de potencia, se va incluyendo sistemas de energía renovable no convencional, lo cual es un desafío importante para el operador, ya que estas tienen intermitencia y varía mucho su generación. Entre las diferentes fuentes de energía alternativa, la eólica y la solar son dos alternativas destacadas y prometedoras para satisfacer las necesidades futuras de electricidad de la humanidad, pero la integración de estas energías renovables en la red eléctrica cambiará el nivel

de falla y las topologías de la red. Estos niveles de falla son de naturaleza intermitente y los esquemas de protección existentes pueden fallar debido a su condición preestablecida. Por lo tanto, el diseño y la selección de un esquema de protección adecuado es muy esencial para el control y la operación confiables de los sistemas integrados de energía renovable [5].

2.1.2. Formulación del Problema

La introducción de energías renovables en el sistema eléctrico ecuatoriano requiere herramientas efectivas para su operación y planificación para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.2.1. Objeto de estudio

Modelos de despacho económico en el sistema eléctrico ecuatoriano.

2.2.2. Campo de acción

330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.02
Aplicaciones Eléctricas

2.3. BENEFICIARIOS

Los beneficiarios directos es la comunidad universitaria

Los beneficiarios indirectos es la comunidad científica.

2.4. JUSTIFICACIÓN

Desde el punto de vista académico, esta investigación aporta al proyecto macro formativo "Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional" de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Debido a que al evaluar herramientas tecnológicas Open Source para encontrar la operación y planificación de un sistema de potencia no solo contribuye directamente a la realización de nuevas investigaciones, también tiene un impacto a la mejora de la eficiencia energética, reducción de costos de generación, integración de energías renovables y la contribución al desarrollo sostenible de un país.

El despacho económico es una técnica utilizada para determinar la generación óptima de energía de que despacha una central eléctrica, al ser una técnica compleja a menudo se utilizan herramientas pagadas, como la herramienta SDDP que utiliza el CENACE dentro del Ecuador, sin embargo, existen herramientas Open Source que han venido realizando de manera similar esta tarea, dando resultados similares a las herramientas de paga, por tal motivo, el analizar estas herramientas contribuye a que estas sean una alternativa para la operación y planificación de los sistemas de potencia de un país.

Así mismo, las energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico ecuatoriano como las energías eólicas y solares actualmente representan el 1,12 % de la potencia nominal de generación en el país, según el Balance Nacional de Energía Eléctrica presentada en febrero del 2023 por la agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables [6]. Sin embargo, debido a que estas fuentes dependen de recursos intermitentes en el país, su generación es menos predecible que la de las centrales convencionales, como la térmica. En este sentido, las herramientas Open Source permiten la inclusión de estas energías para realizar su operación, sosteniendo así, la confiabilidad y la estabilidad del sistema.

Este trabajo analiza la herramienta Open Source PowNet para el óptimo despacho económico a corto plazo del sistema eléctrico ecuatoriano con energías renovables no convencionales. Se evalúa su eficiencia al encontrar una solución óptima para su implementación en la operación y planificación del sistema, contribuyendo al desarrollo sostenible del país y fomentando la utilización de estas herramientas.

2.5. HIPÓTESIS

La evaluación de la operación del sistema eléctrico con herramientas computacionales Open Source introduciendo energías renovables no convencionales permitirá identificar herramientas fiables para la operación y planificación del sistema eléctrico ecuatoriano.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. Objetivo general

Evaluar las soluciones de despacho económico del sistema eléctrico ecuatoriano ante el ingreso de energías renovables utilizando herramientas Open Source.

2.6.2. Objetivos específicos

- Revisar el estado del arte respecto a modelos de despacho económico de energía eléctrica y su aplicación en sistemas con energías renovables.
- Recopilar información operativa de las distintas etapas de producción de energía eléctrica dentro del Ecuador.
- Implementar herramientas Open Source para el análisis del despacho económico en sistemas eléctricos con energías renovables.
- Realizar un caso de estudio sobre el despacho económico en el sistema eléctrico ecuatoriano considerando la introducción de energías renovables no convencionales.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos Específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Revisar el estado de arte de los distintos modelos que permiten el despacho económico de un sistema eléctrico.	<ul style="list-style-type: none"> Revisión de trabajos relacionados con el problema de despacho económico y sus distintos modelos. Revisión de trabajos en donde utilicen distintas herramientas de optimización tipo Open Source. 	<ul style="list-style-type: none"> Estado de arte. Fundamentación teórica. 	Tesis. Artículos. Libros. Manuales.
Recopilar información operativa de las distintas etapas de producción de energía eléctrica dentro del Ecuador.	<ul style="list-style-type: none"> Revisión de informes y estadísticas emitidas por el Gobierno, Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Recopilación de información en sitios web de instituciones relacionadas con el sector energético. 	<ul style="list-style-type: none"> Informe del SNI del Ecuador. Informes técnicos de la producción de energías renovables en Ecuador. 	Plan Maestro de Electricidad. Sitios oficiales de los entes reguladores de la energía eléctrica y recursos renovables del Ecuador.
Evaluar la aplicación de herramientas Open Source para el análisis del despacho económico en sistemas eléctricos con energías renovables.	<ul style="list-style-type: none"> Obtención de resultados de investigaciones realizadas. Evaluación de la eficiencia y precisión en el análisis del despacho económico con la introducción de energías renovables en el PowNet. 	<ul style="list-style-type: none"> Archivos ejecutables en formato IPYNB de la plataforma jupyter correspondiente a la herramienta PowNet. Archivos ejecutables en formato IPYNB del análisis de resultados del despacho económico realizado. 	Investigaciones previas. Herramienta tipo Open Source PowNet.
Realizar un caso de estudio sobre el despacho económico en el sistema eléctrico ecuatoriano considerando la introducción de energías renovables variables	<ul style="list-style-type: none"> Elaboración de base de datos del sistema eléctrico ecuatoriano. Implementación en PowNet del problema de despacho económico para el SNI. 	<ul style="list-style-type: none"> Base de datos en formato XLSX y CSV. Archivos ejecutables en formato IPYNB de la plataforma jupyter correspondiente a la herramienta PowNet. 	Excel. Herramienta tipo Open Source PowNet.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

El capítulo presenta la base teórica desarrollada a través de una investigación exhaustiva que analiza la constante evolución experimentada en la planificación del sistema eléctrico ecuatoriano. Además, se examina la integración de energías renovables no convencionales utilizando herramientas de código abierto, como parte de la evaluación de la operación del sistema. Se abordan distintos temas comenzando con la Sección 3.1 donde se describe los antecedentes relacionados trabajos históricos realizados en Ecuador, investigaciones previas orientado a técnicas de optimización, así como trabajos más recientes. En la Sección 3.2 se dará a conocer a breves rasgos la infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano, donde se analizará su infraestructura, su planificación y operación, incluyendo aspectos relevantes como la generación, transmisión y distribución de energía. En la Sección 3.3 se explica el despacho económico y su modelo para determinar la cantidad óptima de generación de energía para satisfacer la demanda eléctrica a un menor costo posible. En la Sección 3.4 se habla del despacho hidrotérmico en el cual se involucra la generación térmica y la generación hidráulica. En la Sección 3.5 se habla de las fuentes de energías renovables tanto la convencional como es el recurso hídrico, así como las fuentes de energías renovables no convencionales como la solar o la eólica, este análisis servirá para comprender de mejor manera la metodología que se aplicará en el Capítulo 4.

3.1. ANTECEDENTES

La planificación de un sistema eléctrico de potencia hace referencia a un problema clásico dentro de redes eléctricas, el objetivo de está, es minimizar costos de operación y de inversiones. En [7] mencionan que la planeación de la expansión de la red de transmisión es una de las áreas de investigación más importantes que hay en los sistemas eléctricos de potencia, la cual ha sido estudiada extensivamente durante décadas anteriores.

Dentro del sistema nacional, existe investigaciones que datan de los años 70's, como en [8] donde explican que, en esos años, las condiciones técnico-económicas bajo las cuales han operado las empresas eléctricas han identificado el análisis de nuevos métodos y la determinación de nuevas técnicas y programas que permitan a estas empresas como tales operar de la mejor manera. Así mismo menciona que en esos años, el problema era evidente debido a que, ante la necesidad de abastecer el crecimiento continuo de la demanda y en áreas cada vez

más grandes, en la actualidad los sistemas eléctricos pequeños y aislados, poco a poco van dejando de tener importancia para así dar paso a sistemas eléctricos más grandes y complejos.

Posteriormente en el año 1993, en [9] hablan a cerca de la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación debido a que el servicio eléctrico se había desarrollado en forma descoordinada, atomizada, dispersa, de mala calidad y con elevados costos de operación, a partir de entonces, el Instituto reemplazo paulatinamente a más de cien entidades municipales y locales encargadas del suministro del servicio eléctrico en todas sus fases: generación, transmisión, subtransmisión y distribución. Después de esto, la operación de las centrales de generación y del sistema de transmisión que cubre todo el país, al que se lo denomina SNI, se hallaba a cargo del INECEL, en tanto que la distribución y comercialización de la energía se encargaron a las empresas eléctricas regionales.

Investigaciones previas sobre técnicas de optimización usando herramientas computacionales para la operación de los sistemas eléctricos de potencia datan de 1989 a 1998, con los trabajos de [10], [11] y [12]. Estos trabajos tienen en común plantear un modelo de despacho hidrotérmico tomando en cuenta reservorios hidráulicos en cascada, un horizonte de planificación a corto plazo y para poder llegar a una solución óptima ocupan distintos modelos de optimización como el método dúplex y algunos programas computacionales de la época como Matlab. En la Tabla 3.1, se presenta los objetivos y resultados de cada uno de estos proyectos de investigación.

Tabla 3.1 Resumen de Investigaciones de Optimización para Despacho Hidrotérmico (1990-2000)

Nº	Autor, País y año	Tema	Institución o diario	Principales contribuciones
1	Borrero Antonio, Cabrera Antonio, Durán Carlos Ecuador (1990)	Despacho Hidrotérmico en Sistemas Eléctricos Pequeños [10]	JIEE, vol. 10	Se plantea un método alternativo de análisis al problema de despacho de carga a corto plazo, en pequeños sistemas de generación hidrotérmica, el autor presenta un programa digital que permite determinar el reparto óptimo de la carga en los generadores que se encuentran operando, en base a una selección de unidades previamente establecidas
2	Camac Daniel Chile (1994)	Programación Dinámica Dual Determinística en el Despacho Hidrotérmico [11].	Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería	Se analiza el problema de despacho hidrotérmico en sistemas con múltiples embalses en cascada y con finito de plantas térmicas, donde la metodología de optimización a implementar se denomina Programación dinámica dual determinístico.
	Martínez Marcelino México (1995)	Formulación Unificada de Coordinación Hidrotérmica de Corto Plazo Utilizando Modelos Detallados [12].	Universidad Autónoma de Nuevo León.	El trabajo aborda el problema de coordinación hidrotérmica de corto plazo utilizando modelos detallados. Se desarrolla una formulación unificada considerando sistemas hidroeléctricos en cascada, los resultados de simulación se desarrollan en MATLAB.

En los últimos años se ha dado énfasis a la programación en lenguaje que sea tipo Open Source, como Python en donde tiene herramientas de optimización como Pyomo y a su vez tienen Solvers que permiten la visualización de resultados, así mismo mediante estas herramientas se aplica técnicas de redes neuronales. En el año 2021, N. Ruiz y W. Ospina [13] desarrollan un algoritmo genético como método de solución al despacho hidrotérmico de corto plazo, en donde los autores definen la operación de sistemas hidrotérmicos como un problema de optimización no lineal restringido y no convexo, que involucra una gran cantidad de restricciones y variables de carácter dinámico y estocástico, En el trabajo realizado presentan un despacho a corto plazo, el cual se realiza en un margen de 24 horas, llegando a la conclusión que en el país de Colombia en donde se realizó el estudio, el óptimo despacho hidrotérmico garantizaría el aprovechamiento total del recurso hídrico presente en Colombia y así poder reducir costos y a su vez el uso de otros recursos como el combustible fósil que es la fuente de energía térmica.

En el año 2022, D. Benavides [14] desarrollan un modelo estocástico de despacho hidrotérmico con incorporación de sistemas de almacenamiento, donde muestran el estudio de un modelo de despacho hidrotérmico que incorpore en su formulación la presencia de un sistema de baterías de larga duración y la incertidumbre hidrológica. Para el estudio de la incertidumbre hidrológica el autor ha aplicado distintos escenarios hidrológicos a partir de afluentes históricos del Sistema Eléctrico Nacional. Al final del estudio han simplificado el sistema eléctrico chileno a un modelo uninodal con el fin de que la complejidad computacional del problema a resolver sea lo suficientemente aceptable para considerar un horizonte de planificación de despacho que contemple múltiples momentos de decisión en el día, durante varios años.

La introducción de energías renovables convencionales y no convencionales dentro de la planificación de un sistema eléctrico de potencia es útil para conocer como esta interviene en su operación y como afecta al sistema, por tal motivo, en los trabajos [15], [16] y [5] implementan fuentes de energía renovable para poder resolver el problema de despacho económico con algunos métodos de optimización. En el año 2012, en la investigación “*Economic Dispatch for a Microgrid Considering Renewable Energy Cost Functions*” [15]. Los autores presentan un método para analizar la tasa de distribución de energía en microrredes con energía solar y eólica. El objetivo es resolver el problema de distribución económica, comprobando la producción óptima de varias instalaciones generadoras de electricidad para satisfacer la demanda del sistema al menor costo viable. Los autores utilizan el método del

gradiente reducido para solucionar este problema. El artículo concluye que la incorporación de energía solar y eólica en una Microred reduce el costo total de generación del sistema, lo que lo hace rentable el sistema.

De igual manera, en el año 2015 se analizan las fuentes de energía renovables intermitentes en la investigación “*Probabilistic approach to solve the economic dispatch problem with intermittent renewable energy sources*” [16]. Los autores presentan una metodología para resolver el problema de despacho económico considerando la incertidumbre de la generación de energía eólica y la confiabilidad de los generadores. Utilizan dos estudios de caso con 5 y 10 unidades de generación de energía eólica para evaluar el rendimiento del método que se basa en una función de distribución de probabilidad discreta que modela la incertidumbre en la generación de energía eólica, concluyendo así que el método propuesto es efectivo para resolver el problema del despacho económico considerando fuentes renovables intermitentes y confiabilidad del sistema.

Así mismo, los autores de la investigación “*Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: a review*” [5]. Analizan los desafíos que tiene la introducción de energías renovables en los sistemas eléctricos, Los autores discuten las ventajas y desventajas de varios esquemas de esta, llegando a la conclusión que hay muchos desafíos técnicos y operativos asociados con la integración masiva de energía renovable en los sistemas eléctricos, y que se necesitan soluciones innovadoras para abordar estos desafíos.

Por otro lado, una investigación más completa referente al tema propuesto, es la realización de un programa desarrollado en Python denominado PowNet [17], Este programa se ha implementado en tres países los cuales son: Cambodia, Laos y Tailandia. Lo que tienen en común estos países es que son países pequeños y en desarrollo, con un sistema eléctrico al que se le puede incorporar este programa, el programa es desarrollado mediante la librería Pyomo y un solver que puede ser Gurobi o CPLEX, de igual manera este programa permite incorporar al sistema eléctrico fuentes de energía renovables no convencionales y permite resolver su despacho económico y unit commitments. En conclusión, los resultados de este programa se validan con estadísticas observadas, como la combinación de generación estacional y anual.

Luego de analizar distintas herramientas computacionales para resolver el problema de despacho económico, se realiza a continuación un análisis comparativo de estas, el objetivo de esta es analizar la mejor herramienta que permita realizar un caso de estudio dentro del sistema eléctrico ecuatoriano.

Tabla 3.2. Análisis Comparativo de distintas herramientas computacionales.

Investigación	Herramienta Computacional	Enfoque Principal	Ventajas	Desventajas	Resultados
Despacho hidrotérmico en sistemas eléctricos pequeños [10].	Matlab + Programación no lineal	Determinar el reparto óptimo de la carga en los generadores que se encuentran operando	- Software conocido y con gran cantidad de tutoriales. - Tiempo de ejecución rápida. - No requiere de un programa adicional.	- Software de alto costo. - Modelo matemático complejo - No se indica un código completo del problema	- Resultado óptimo 1719.91 que es mínimo costo de operación de los parques hidroeléctricos.
Programación dual determinística en el despacho hidrotérmico [11].	- Minos + MINLP - Lindo + MINLP	Codificar una herramienta computacional para ambiente UNIX, utilizando un lenguaje estándar y una estación de trabajo.	- No convexa, Iterativo, - Amplio rango, Interfaz amigable	- Pago, Limitaciones en escala. - Pago, Capacidad limitada gratis.	- El tiempo de ejecución de MINOS es mucho mayor que el de LINDO. - Ambas herramientas presentan resultados similares.
Algoritmo genético como método de solución al despacho hidrotérmico de corto plazo [13].	(Fortran vs Python) + programación no lineal restringido.	Comparar la herramienta SDDP vs el algoritmo Progressive Hedging .	- Herramienta de código abierto. - Desarrollo de un código propio. - Modificar el código según necesidades.	- Modelo matemático complejo de entender. - Comparación con una herramienta difícil de conseguir y de alto costo.	- Con 64 escenarios, la formulación extendida resuelve el problema más rápido. - El tiempo de ejecución es creciente con el número de escenarios.
Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE [18].	SimSEE + Programación Dinámica Estocástica	Disponer de una herramienta de uso libre con fines académicos y de investigación	- Herramienta de código abierto. - Permite introducir fuentes de energía renovable no convencional. Grabaciones de cursos por parte de la Universidad desarrolladora del programa.	- Difícil modelamiento. - Incertidumbre alta. Tiempo de ejecución largo a medida que se aumentan actores a la simulación.	- Déficit de potencia en época de sequía. Mayor abastecimiento de la demanda en época lluviosa.
PowNet: A network-constrained unit commitment/economic dispatch model for large-scale power systems analysis [17].	Python + Pyomo + MILP	Códigos de ejecución que realicen la operación de un sistema eléctrico de potencia en países en desarrollo.	- Herramienta de código abierto. - Permite introducir fuentes de energía renovable no convencional. - Modelo matemático simple de entender. - Permite modificar el código según su necesidad.	- Solver de pago. - Tiempo de ejecución lenta según el modelo realizado.	Programa que permite realizar la operación de sistemas eléctricos en países en desarrollo con introducción de energías renovables no convencionales.

3.2. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Dentro del aspecto regional. América del Sur es una de las regiones que más cobertura y energía de recursos renovables tiene en el mundo. A pesar de ello, sus intentos de integración del sistema eléctrico no han funcionado. El contexto de cada país, la corrupción y los intereses políticos se han sobrepuesto a la posibilidad de generar una propuesta técnica y con normativa homologada. Ecuador ha sido parte de estos intentos, que se sostienen a pesar de los cambios en los gobiernos de turno. La cercanía con Colombia y Perú, vecinos estratégicos, presenta potencialidades y límites para la importación y para la exportación de electricidad. El sector eléctrico es uno de los ejes estratégicos de gobernanza. Es por ello por lo que cada gobierno busca generar orientaciones y directrices claras para el desarrollo de este sector [19].

Dentro del aspecto nacional. Durante la última década, el sector eléctrico ha logrado aumentar significativamente su capacidad instalada, al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84% de fuentes Renovables, y el 40,16% correspondiente a fuentes No Renovables, en comparación al año 2009, con 4.838,70 MW de potencia instalada (de los cuales 4.777,08 MW fueron para servicio público y 710,62 MW para servicio no público); y que tuvo una participación del 44,8% de fuentes renovables, y el 55,2% correspondiente a fuentes no renovables [2].

El 15 de mayo de 2018 a través del Decreto Ejecutivo 399, se fusionaron por absorción al Ministerio de Hidrocarburos: el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos. Una vez concluido el proceso de fusión, la institución se denominó “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables” (MERNNR), el cual a nombre del Estado recibe todas las delegaciones que mantenían cada una de estas entidades [2].

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable tiene como prioridad aumentar y mejorar el acceso al servicio eléctrico de la población nacional, es por ello por lo que se ejecutan varios proyectos a través del programa FERUM; el fin es disminuir la exclusión social en las regiones del país que presentan los índices más bajos de cobertura eléctrica, gracias a esta gestión, al finalizar el 2014 se obtuvo una cobertura del 96,97% a nivel Nacional, una de las más altas de América Latina [20].

3.2.1. Información operativa del sistema eléctrico ecuatoriano

El Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE) integra y relaciona la infraestructura del sector eléctrico, empleando la referencia espacial de los datos estadísticos en sistemas de información geográfica; los cuales permiten la organización, análisis y modelación de datos, mediante la representación en mapas temáticos del territorio nacional, contribuyendo y aportando en la visualización y utilización de la información estadística [21]. La última versión del informe presenta la situación del sector eléctrico ecuatoriano en 2021, en donde indican que la capacidad de generación a nivel nacional se registró en 8.734,41 MW de potencia nominal y 8.100,68 MW de potencia efectiva [21]. En la Tabla 3.3 se muestra la capacidad de generación y la potencia efectiva a nivel nación en donde se incluye las empresas generadoras, auto generadoras y distribuidoras con generación.

Tabla 3.3. Potencia nominal y efectiva a nivel nacional [21]

Tipo de Fuente	Tipo de Tecnología	Tipo de Unidad	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)
No Renovable	Térmica	MCI	2020,670	1614,850
		Turbo gas	943,850	790,550
		Turbo vapor	461,330	431,500
Total, no Renovable			3426,140	2836,900
Renovable	Biomasa	Turbo vapor	144,300	136,400
	Eólica	Eólica	21,150	21,150
	Hidráulica	Embalse	1733,200	1749,600
		Pasada	3373,650	3322,660
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	27,650	26,760
Biogás	MCI	8,320	7,200	
Total, Renovable			5308,270	5263,780
Total, General			8734,410	8100,680

Como se puede observar en la Tabla 3.3 en 2021, la potencia nominal a nivel nacional fue 8.734,41 MW; de los cuales, 5.308,27 MW (60,77 %) corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y 3.426,14 MW (39,23 %) a centrales con fuentes de energía no renovable. Las fuentes de energía renovable que aprovechó el país para la generación de electricidad en 2021 fueron: hidráulica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás. De la capacidad total instalada predominan, entre las de tipo renovable, las centrales hidroeléctricas con 5.106,85 MW (96,21 %). Estas centrales se encuentran instaladas en tres regiones del Ecuador: costa (2 provincias), sierra (9 provincias) y Amazonía (4 provincias) [21].

En cambio, las centrales de generación con fuentes de energía no renovable que son aquellas centrales que utilizan combustibles fósiles (derivados de petróleo y gas natural) como fuente energética para generar electricidad; al 2021, se registraron 3.426,14 MW de potencia nominal a nivel nacional. Las centrales de generación con fuentes de energía no renovable se encuentran instaladas en las cuatro regiones del Ecuador: costa (6 provincias), sierra (6 provincias), Amazonía (5 provincias) e insular. Al 2021, las regiones con mayor capacidad instalada fueron: costa con 1.728,51 MW; y, Amazonía con 1.414,47 MW. En Guayas se encuentran varias centrales térmicas cuya potencia representa 805,21 MW. Asimismo, en Orellana se dispone de generación térmica con 740,86 MW de potencia nominal; que corresponde a empresas auto generadoras dedicadas a actividades petroleras [21].

Entonces, cuando se habla de producción de energía eléctrica en 2021, la producción total de energía bruta en el país alcanzó 32.206,88 GWh. Las provincias con mayor producción fueron: Azuay con 10.222,35 GWh, lo que representó el (31,75 %) del total; seguida por Napo con 7.124,09 GWh, (22,13 %); y, Tungurahua con 2.857,54 GWh, (8,88 %) [21]. En la Figura 3.1 se observa la producción de energía bruta por provincia en GWh.

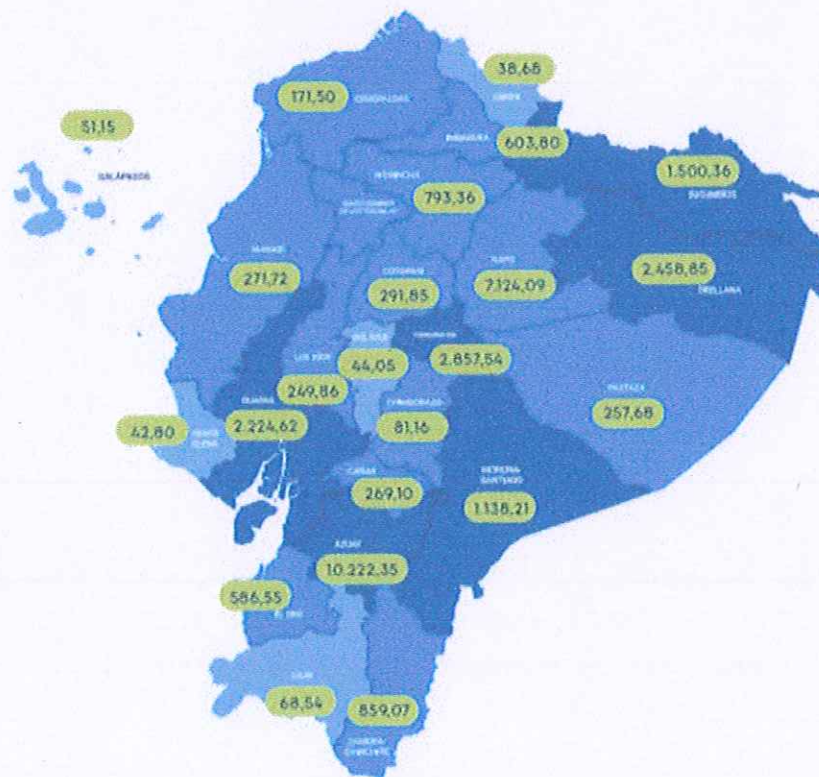


Figura 3.1. Producción de energía bruta por provincia del año 2021 (GWh) [21].

3.2.2. Planificación y operación del sector eléctrico ecuatoriano

Los sistemas de potencia son estructuras complejas que permiten hacer llegar la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores; la actividad de operar estos sistemas “consiste en realizar la planeación, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada en tiempo real de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema de potencia, teniendo como objetivo la atención de la demanda con criterios de seguridad, calidad, confiabilidad y economía” [22].

El CENACE desempeña el papel de operador del sistema eléctrico de potencia en Ecuador, específicamente en lo que se refiere a la red que engloba generación, transmisión y distribución, conocida como Sistema Nacional Interconectado (SNI). En este sentido, el CENACE actúa como el organismo encargado de tomar decisiones técnicas y estratégicas de alto nivel, determinando dónde se debe producir la energía, cómo transportarla y asegurando su entrega inmediata según la demanda de los usuarios.

La operación requiere la adquisición de miles de datos por intermedio de robustos equipos computacionales, que también permiten procesar la información; y lo más importante, la inteligencia humana, vital para controlar el sistema eléctrico de potencia. La complejidad en la administración técnica como operador del sistema eléctrico en el país se debe a las características únicas del mismo. La energía, se produce y consume instantáneamente de forma variable a lo largo del día, no puede ser almacenada o inventariada como otros productos. Así mismo, la producción está en función de la disponibilidad de recursos hídricos, eólicos, solares, térmicos, entre otros, y debe efectuarse con criterios de eficiencia [22].

El análisis y decisión del uso eficiente de los recursos para la producción de energía eléctrica se planifica con una considerable anticipación, se ajusta hasta el mismo instante de consumo, para lo cual se realizan pronósticos en períodos anuales, mensuales, semanales, diarios, considerando cada hora y segundo. Este recorrido comprende los procesos de planificación de largo, mediano y corto plazo, y desemboca en la denominada operación en tiempo real; es decir, en este instante .

La planificación de la operación de largo plazo (a un año) determina las cantidades de agua, de cada uno de los reservorios, que puede ser utilizada para la producción hidroeléctrica, precautelando las existencias mínimas, suficientes para enfrentar las sequías. Además, la planificación establece los volúmenes de combustibles que serán demandados por los generadores térmicos y que deberán ser producidos en las refinerías locales o importados. Este

escenario incluye planes de mantenimiento de cada una de las instalaciones, los cuales se coordinan para mitigar probables problemas en la seguridad del suministro.

Así mismo se recalca que, con el ingreso de la generación no convencional o renovable, el modelo de planeamiento se dificulta por la aleatoriedad de su producción, por ejemplo, la generación eólica y solar, depende del viento y de la radiación, variables poco predecibles.

3.3. DESPACHO ECONÓMICO

Uno de los problemas fundamentales de la operación de un sistema de energía eléctrica es el despacho económico (DE). Este problema consiste en repartir la demanda total del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el coste total de generación sea el mínimo posible. El coste de generación es variable debido a que las centrales convierten combustible (carbón, fuel oil, gas natural, agua embalsada, uranio) en energía eléctrica con eficiencias que pueden ser muy distintas. Por ejemplo, en un sistema con centrales nucleares, centrales de carbón y turbinas de gas, los costes marginales de generación pueden oscilar entre 0.03 €/kWh y 0.20 €/kWh [23].

El despacho económico es un concepto importante en los sistemas de energía eléctrica. Se refiere a la determinación de la cantidad de energía que cada generador debe suministrar para satisfacer la demanda de energía de la manera más rentable posible, cumpliendo con una variedad de restricciones físicas y operativas en un sistema de área única [24]. El objetivo del despacho económico es minimizar el costo total de generación de energía eléctrica, mientras se satisfacen las restricciones de equilibrio de energía, restricciones de reserva, restricciones de rampas de subida y bajada de potencia de cada generador y restricciones de capacidad del enlace entre las distintas áreas [24] [25].

El despacho económico tiene varias restricciones, como las restricciones de capacidad de generación, las restricciones de capacidad de transmisión y las restricciones de reserva [24]. Además, el despacho económico debe cumplir con las regulaciones y normas del mercado eléctrico, que pueden variar según el país o la región [25].

Dentro de la planificación y operación del sistema eléctrico ecuatoriano el despacho económico es primordial para asegurar el suministro energético a cada consumidor final, así mismo, el objetivo siempre será minimizar el costo total de la generación de energía eléctrica,

a continuación, en 3.3.1 se verá el modelo matemático del despacho económico básico, también en 3.3.2 y en 3.3.3 se verá este mismo sin pérdidas y con pérdidas respectivamente.

3.3.1. Despacho económico básico

En [23] se menciona que para cada generador térmico existe una función que relaciona la producción en MW, y el costo que esa producción implica en \$/h. Esta relación se deriva de la curva de “consumo específico” que expresa la cantidad de combustible consumido por hora y la producción eléctrica en MW. La curva de costo de un generador se puede aproximar mediante una función convexa, que puede ser cuadrática o lineal por tramos, en la Figura 3.2 muestra dos ejemplos de curvas de costos de generación: la primera cuadrática y la segunda lineal a tramos.

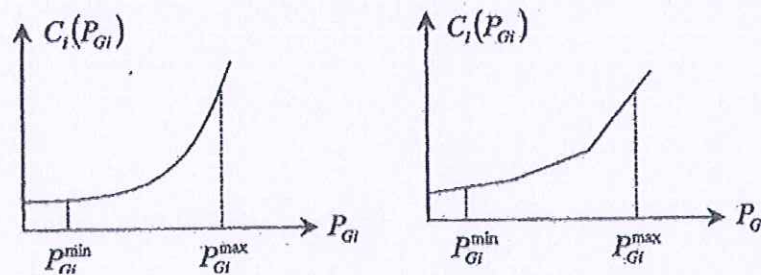


Figura 3.2. Ejemplos de curvas convexas de costos de generación, continua y lineal a tramos [23].

Para hablar del modelo matemático se empezará con la función objetivo en donde esta tiene el objetivo de minimizar el costo total de producción de un sistema con n generadores como se indica en la Ecuación (3.1).

$$\min C(P_G) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (3.1)$$

Donde:

- $C(P_G)$: Costo total de producción de un sistema con n generadores.
- C_i : Costo de la producción del generador en \$/h.
- P_{Gi} : Producción del generador térmico en MW.

Para las restricciones se suma la potencia demandada total P_D^{total} y las pérdidas de transporte P_{perd} , entonces en [23] indica que la suma de los niveles de generación debe igualar la demanda más las pérdidas de transporte, como se indica en (3.2).

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D^{total} + P_{perd} \quad (3.2)$$

Así mismo se menciona que para minimizar el DE básico añade a las restricciones los límites de producción de los generadores, como se muestra en la Ecuación .

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (3.3)$$

3.3.2. Despacho económico sin pérdidas

Para el despacho económico sin pérdidas se tomará un primer caso sin límites de generación se considerará la Ecuación (3.1) de la función objetivo y la primera restricción (3.2) sin tomar en cuenta la potencia de pérdidas P_{perd} . Por lo que el modelo matemático quedaría así.

$$\min C(P_G) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (3.4)$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D^{total} \quad (3.5)$$

Utilizando el método de los multiplicadores de Lagrange, la función lagrangiana quedaría como se muestra en la Ecuación (3.6) .

$$\mathcal{L}(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} \right) \quad (3.6)$$

Para el segundo caso se incluirá los límites de generación, donde se incluye la restricción (3.3). Resolviendo por el mismo método del primer caso, la función lagrangiana es

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(P_G, \lambda) = & \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} \right) \\ & - \sum_{i=1}^n \mu_i^{max} (P_{Gi} - P_{Gi}^{max}) \\ & - \sum_{i=1}^n \mu_i^{min} (P_{Gi} - P_{Gi}^{min}) \end{aligned} \quad (3.7)$$

3.3.3. Despacho económico con pérdidas

Éste es un caso interesante ya que demuestra que el comportamiento del DE puede alterarse de forma significativa debido a las pérdidas en la red eléctrica que interconecta los generadores y los consumidores. Asimismo, de este caso se deduce que, debido a las pérdidas, el coste marginal con respecto a la demanda no es único en toda la red, sino que varía de nudo en nudo, dependiendo de la ubicación de cada nudo con respecto a los generadores [23].

Los libros de texto clásicos incorporan el efecto de las pérdidas en el DE modificando la Ecuación de equilibrio de potencia [23], como se muestra en la Ecuación (3.9).

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} - P_{perd}(P_G, P_D) = 0 \quad (3.8)$$

Las pérdidas modifican la ecuación de equilibrio de potencia y la solución óptima del DE en dos aspectos. Uno es incrementando la demanda neta, ya que las pérdidas son en la práctica demandas adicionales, aunque generalmente constituyen una fracción pequeña de la demanda. Otro efecto importante ocurre en la relación entre la generación y la demanda, relación que cambia de ser lineal a ser no lineal, debido a la relación compleja y sutil entre las pérdidas, P_{perd} , las generaciones, P_{Gi} , y las demandas, P_{Di} [23].

3.4. DESPACHO HIDROTÉRMICO

Es un plan que determina los niveles y los periodos de operación del parque generador térmico e hidráulico, cuyo objetivo fundamental es satisfacer la demanda de electricidad, minimizando el costo de operación y cumpliendo exigencias de reservas de energía al final del periodo analizado. Este planeamiento puede hacerse en diversos horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo [26].

El problema del despacho hidrotérmico se caracteriza por ser de naturaleza estocástica, derivado de la incertidumbre tanto en las afluencias, es decir, del comportamiento de la hidrología que alimenta los embalses, como del precio de los combustibles de generadores térmicos que están sujetos a condiciones de mercado. Es de naturaleza dinámica, debido al acoplamiento en el tiempo de las decisiones que se toman para cada período y del acoplamiento producido por la dependencia entre algunas plantas hidráulicas, esto es, las afluencias de un embalse (agua que entra al embalse) depende de las de afluencias (agua que sale del embalse), lo que se conoce como cadenas hidráulicas [26].

El despacho hidrotérmico es un proceso de optimización en donde intervienen tanto centrales hidroeléctricas y térmicas, el objetivo de este proceso es formular y resolver el problema de asignación de unidades de generación bajo una perspectiva hidrotérmica. En 3.4.1 se hablará primero del modelo la planta térmica que es aquella que genera energía eléctrica a partir del calor. En 3.4.2 se hablará del modelo la planta hidráulica que es aquella que aprovecha la energía potencial del agua para convertirla en energía cinética y luego transformarla en energía eléctrica. Por último, en 3.4.3 se formulará el modelo matemático para resolver el problema del despacho hidrotérmico.

3.4.1. Modelo de la planta térmica

Una planta térmica es aquella que genera energía eléctrica a partir del calor producto de la combustión de materiales fósiles como el carbón, el petróleo o el gas. Un ciclo termodinámico convencional dispone de la energía en forma de calor para mover un alternador y producir energía eléctrica [26].

En las unidades térmicas existe un modelo matemático conocido como función de costo de operación o función de consumo de combustible en la unidad generadora. Esta función representa la característica de entrada y salida de la unidad térmica. Esta función tiene forma cuadrática donde en el eje de las ordenadas se encuentra la entrada de energía H [Btu/h] y en el eje de las abscisas la potencia de salida neta en megavatios [MW] como se puede observar en la Figura 3.3 [27].

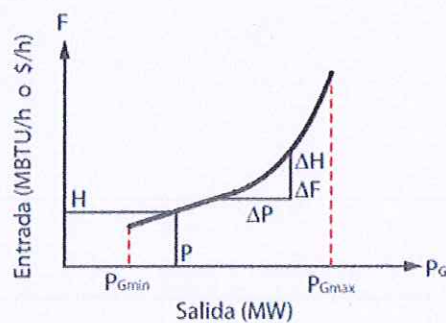


Figura 3.3. Curva característica de entrada-salida de la unidad generadora térmica [27].

Para obtener la función de costos de una planta térmica, en [27] inicia explicando que la cantidad de energía H se expresa de la siguiente forma como se muestra en la Ecuación (3.9).

$$H = \frac{a}{2} P_{gi}^2 + b P_{gi} + c \left[\frac{Btu}{h} \right] \quad (3.9)$$

Esta función al ser multiplicada por el costo del combustible que está en unidades de [USD/Btu], se obtiene la función de consumo de combustible como se muestra en la Ecuación (3.10).

$$f = \frac{a}{2} P_{gi}^2 + b P_{gi} + c \left[\frac{USD}{h} \right] \quad (3.10)$$

Donde a y b hacen parte de los costos variables y c corresponde a los costos fijos en una central de generación. Las unidades para cada término de la función de costos son:

$$a = \left[\frac{USD}{MW^2 h} \right]$$

$$b = \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

$$c = \left[\frac{USD}{h} \right]$$

3.4.2. Generación hidráulica

Las plantas hidráulicas tienen características de entrada-salida similares a las plantas térmicas. La entrada está en términos de volumen de agua (m³) por unidad de tiempo y la salida en términos de potencia eléctrica [MW][27], tal y como se puede observar en la Figura 3.4.

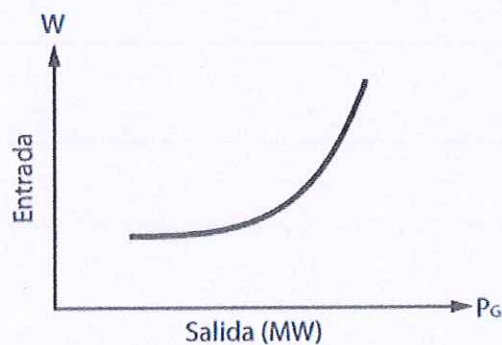


Figura 3.4. Curva de entrada-salida de la unidad hidráulica [27].

La curva de entrada-salida que demuestra su comportamiento lineal se muestra en la Figura 3.4. La potencia de salida tiende a aumentar desde su valor mínimo nominal hasta su valor máximo nominal a medida que aumenta el volumen de agua. Para establecer el modelo de la función de costos, en [27] primero representa la generación en su conjunto que se representa en la Ecuación (3.11).

$$PH_j = \sum_{\epsilon I} PH_j^i \text{ [MW]} \quad (3.11)$$

Donde

I = indicador del grupo de plantas hidroeléctricas.

PH_j^i = Potencia generada por la planta i durante el intervalo j .

La potencia generada es una función no lineal de la descarga de agua q_j^i y de la caída de agua hw .

$$PH_j = \phi(q_j^i, hw) \text{ [MW]} \quad (3.12)$$

Una investigación encontró una forma más sencilla de formular esta función, conocida como modelo de Glimm-Kirchmayer, representada en la Ecuación (3.13).

$$q_j^i = k[a_0(b_{0j})^2 + a_0(b_{0j})^1 + a_0][a_0(P_{Hj})^2 + b_1(P_{Hj})^1 + b_0] \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (3.13)$$

Donde k representa una constante de proporcionalidad. Si se toman periodos cortos de tiempo, variará levemente la caída efectiva hw_j , lo que permite que la función se simplifique en la Ecuación (3.14).

$$q_j^i = a(P_{Hj}^1)^2 + b(P_{Hj}^1) + c \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (3.14)$$

Expresando la Ecuación (3.14) en términos de función de costos al multiplicarla por un factor se obtiene la Ecuación (3.15).

$$f = \frac{a}{2} P g_i^2 + b P g_i + c \left[\frac{USD}{h} \right] \quad (3.15)$$

Este método solo es válido para periodos cortos de generación. El término $\frac{1}{2}$ que acompaña a la constante a es necesario cuando se realice la derivada para obtener el costo incremental.

3.4.3. Modelo de optimización

Para optimizar la generación de energía eléctrica en sistemas que combinan la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, se utiliza un modelo matemático llamado modelo de optimización del despacho hidrotérmico. El modelo considera las limitaciones físicas y técnicas del sistema y la cantidad de energía necesaria. El modelo consta de la función objetivo, restricciones y variables de decisión, a continuación, se presenta el modelo.

Función Objetivo

La función objetivo es la de minimizar el costo total del despacho hidrotérmico optimizando los recursos primarios, con la suma del costo de arranque, costos variables de operativos de las unidades, costo del despacho hidroeléctrico; con la planificación del horizonte multi-horario, para la satisfacción de la demanda horaria requerida, cumpliendo las restricciones globales y restricciones individuales de las unidades generadoras que se encuentra dentro del parque generador ecuatoriano.

$$Min_z = \sum_{k=1}^k \sum_{j=1}^J [B_j * p_{jk} + C_j * y_{jk}] \quad (3.16)$$

Donde:

B_j = Costo variable de operación de la central j.

p_{jk} = Producción de la central j, en el periodo k.

C_j = Costo de arranque de la central j.

y_{jk} = Variable de arranque de la central j en el periodo k.

Restricciones Globales

Las restricciones globales están determinadas a limitar de forma general al sistema, dando confiabilidad y robustez al modelo, con la selección técnica económica de las centrales de generación térmica se modelan las siguientes restricciones ... :

- Restricción de balance de potencia activa

$$\sum_{j=1}^J p_{jk} = D_k \quad (\forall k) \quad (3.17)$$

Donde:

J = Número de centrales.

D_k = Demanda de potencia en el instante k.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k.

($\forall k$) La formulación planteada se cumple para todo instante k.

- Restricción de reserva de potencia

$$\sum_{j=1}^J p_j * v_{jk} \geq D_k + R_k \quad (\forall k) \quad (3.18)$$

Donde:

p_j = Límite máximo de potencia de la unidad j.

R_k = Potencia de reserva requerida por el sistema en instante k.

D_k = Demanda de potencia en el instante k.

v_{jk} = Variable binaria, 1 si la central j en funcionamiento durante el periodo k y 0 si la central j no se encuentra en funcionamiento durante el periodo k.

Restricciones de las centrales

- Límite de generación de potencia activa

$$\underline{p}_j * v_{jk} \leq p_{jk} \leq \overline{p}_j * v_{jk} \quad (3.19)$$

Donde:

\underline{p}_j = Límite mínimo de potencia de la unidad j.

\overline{p}_j = Límite máximo de potencia de la unidad j.

v_{jk} = Variable binaria, 1 si la central j en funcionamiento durante el periodo k y 0 si la central j no se encuentra en funcionamiento durante el periodo k.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k.

- Potencia Mínima

$$p_{jk} \geq \underline{p}_j \quad \forall j \in \text{Hidráulicas} \quad (3.20)$$

Donde:

\underline{p}_j = Límite mínimo de potencia de la unidad j.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k.

- Rampa Máxima de subida de carga

$$p_{j,k+1} - p_{jk} \geq S_j \quad \forall (k = 1, \dots, K) \quad (3.21)$$

Donde:

S_j = Rampa máxima de subida de carga de la central j.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k.

p_{jk+1} = Producción de la central j durante el periodo siguiente (k+1).

La restricción es válida para todas las centrales j y para el intervalo de evaluación k(24 horas).

- Rampa máxima de bajada de carga

$$p_j - p_{j,k+1} \geq T_j \quad \forall (k = 1, \dots, K) \quad (3.22)$$

Donde:

T_j = Rampa máxima de bajada de carga de la central j.

- *Volumen mínimo y máximo*

$$V_{min}(j, k) \leq V(j, k) \leq V_{max}(j, k) \quad (3.23)$$

Donde:

$V_{min}(j, k)$ = Volumen mínimo del embalse de la central j, en el periodo k.

$V_{max}(j, k)$ = Volumen máximo del embalse de la central j, en el periodo k.

$V(j, k)$ = Volumen del embalse de la central j, en el periodo k.

3.5. FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En el mundo, el número de fuentes de energía renovable está comenzando a aumentar con el tiempo, lo que las convierte en económicas y amigables con el medio ambiente. La siguiente es una definición de energía renovable. Se define como a la energía que se adquiere de todas las fuentes naturales que pueden existir y con una característica esencial que son inagotables, por la cantidad o por su capacidad de producirse o regenerarse por medios naturales [28].

Las energías renovables se pueden clasificar en dos grupos: Las energías renovables convencionales en donde se encuentra las centrales hidráulicas que se ha convertido en una de las principales fuentes de extraer energía eléctrica, luego se encuentran las energías renovables no convencionales que son centrales de pequeña escala como la solar y la eólica. En el presente capítulo se hablará de estas centrales de pequeña escala. En el capítulo 3.5.1 se hablará de la central solar fotovoltaica y su incidencia en el Ecuador. En el capítulo 3.5.2 se expondrá sobre la central eólica y su incidencia en el Ecuador. Por último, en el capítulo 3.5.3 se planteará el modelo de despacho económico con la inclusión de las fuentes de energía renovable no convencional.

3.5.1. Generación solar fotovoltaica

La generación fotovoltaica se describe como la transformación de forma directa de la radiación solar mediante paneles que contienen celdas en paralelo o serie a electricidad [29]. Los paneles fotovoltaicos son excitados por la radiación solar, lo que provoca que los electrones de un dispositivo semiconductor produzcan un diferencial de potencial, también conocido como voltaje. El nivel de diferencial de potencial que se produce varía según la conexión de las celdas. La potencia del panel fotovoltaico se puede calcular utilizando las características del fabricante.

Se puede describir la generación solar mediante la Ecuación descrita en [30], donde la potencia de una celda fotovoltaica se puede expresar como:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20)}{800} * G \quad (3.24)$$

Donde:

T_{cell} : Temperatura de la celda [°C].

T_{amb} : Temperatura del ambiente [°C].

NOCT: Condición de temperatura nomina [°C].

G: Irradiación solar [W/m²]

$$P_{ph} = P_{stc} = \left\{ \frac{G}{1000} * [1 + \alpha (T_{cell} - 25)] \right\} \quad (3.25)$$

Donde:

P_{ph} : Potencia de salida de la celda [MW].

P_{stc} : Potencia bajo condiciones estándar de prueba [MW].

α : Coeficiente de potencia – temperatura [%/°C].

3.5.2. Generación eólica

La generación eólica se describe como la energía que su nacimiento es producido del movimiento del viento [29]. Las diversas presiones en la tierra, desde las más altas hasta las más bajas, causan este movimiento. Para generar energía eléctrica a través del viento, se realiza un estudio de un área específica donde el viento fluye constantemente. Allí se instalan torres con diez aerogeneradores para convertir esta energía renovable en energía eléctrica suficiente para cubrir una demanda específica. La generación eólica genera energía a través de sus turbinas eólicas, y la siguiente Ecuación planteada en [30] puede describirlo.

$$P = \frac{1}{2} * (\rho * A * u^3) \quad (3.26)$$

Donde:

P: Potencia [MW].

ρ : Densidad del aire.

A: Área cubierta por el viento.

u: Velocidad del viento.

3.5.3. Despacho económico con inclusión de fuentes de energía renovables

En el problema del DE se combinará el despacho de energía por medio de unidades convencionales con unidades no convencionales cumpliendo los mismos requerimientos que el despacho convencional. Este proceso es de gran interés en la operación de los sistemas eléctricos y en el mercado eléctrico de la actualidad por la creciente penetración de las energías limpias y la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía [31].

Para la formulación del problema se usará el modelo planteado en [31]. La única diferencia es que se omitirá el uso de sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías, el problema de optimización consiste en minimizar el costo total de generación, que incluye los costos de generación convencional, costos de generación de fuentes renovables sujeto a distintas restricciones operativas del sistema.

$$\min \sum_i^N C_i + \sum_i^{N_{res}} Cost_{res\ i} \quad (3.27)$$

Sujeto a:

$$Pg^{total} + P_{total}^{res} - P_{loss} = P_{demandada}$$

$$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max} \quad i = 1, 2, 3, \dots, N$$

$$P_{solar\ i}^{min} \leq P_{solar\ i} \leq P_{solar\ i}^{max} \quad solar_{i=1, 2, 3, \dots, N_s}$$

$$P_{wind\ i}^{min} \leq P_{wind\ i} \leq P_{wind\ i}^{max} \quad wind_{i=1, 2, 3, \dots, N_w}$$

Donde:

$Cost_{res\ i}$: Es el costo de generación de las unidades de fuentes renovables.

N_{res} : Es el número total de unidades no convencionales.

Pg^{total} : Es la potencia total generada por las unidades convencionales.

$P_{solar\ i}^{min}$, $P_{solar\ i}^{max}$: Es la potencia mínima y máxima de generación de la unidad fotovoltaica i .

$P_{wind\ i}^{min}$, $P_{wind\ i}^{max}$: Es la potencia mínima y máxima de generación de la unidad eólica i .

N_s : Es el número de unidades fotovoltaicas.

N_w : Es el número de unidades eólicas.

4. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la investigación se toma como punto de partida la investigación realizada por A. Kamal, J. Kern, T. Dang, S- Galelli [17] que plantea un modelo de programa denominado PowNet realizado en Python con la librería de optimización pyomo en el cual se puede incorporar energías renovables a gran escala y se ha implementado en sistemas eléctricos de países en desarrollo. En este capítulo se explica la metodología necesaria para implementar energías renovables no convencionales para desarrollar el despacho económico, utilizando el modelo del sistema eléctrico de Ecuador. En la Sección 4.1 se indica la gestión de tareas que se llevó a cabo para el cumplimiento de los respectivos objetivos cumpliendo distintas actividades importantes para la explicación de la metodología. En la Sección 4.2 se explicará la adquisición de datos operativo del SNI, así como el modelo que se aplicó para el despacho económico. En la Sección 4.3 se explicará la herramienta computación que se utilizará, su modelo matemático y la estructura de datos que se debe ingresar para modelarlo. En la Sección 4.4 se explicará cómo se van a introducir las energías renovables no convencionales al programa. Por último, en la Sección 4.5 se explicará cómo se analizará los resultados para validar la herramienta computacional.

4.1. GESTIÓN DE TAREAS

Este trabajo de titulación utiliza herramientas Open Source para analizar las soluciones de despacho económico del sistema eléctrico ecuatoriano en respuesta al ingreso de energías renovables no convencionales. Contar con una gestión de tareas adecuada es esencial para llevar a cabo este estudio de manera eficiente. La estrategia de gestión de tareas propuesta se presentará mediante cinco etapas con sus respectivas actividades detalladas a continuación.

I. Información sobre el sistema eléctrico ecuatoriano.

Actividades:

- Adquisición de datos sobre el SNI.
- Realización de un modelo reducido del SNI.
- Estimación de potencia disponible y demanda horaria.

II. Estructura y modelo del programa.

Actividades:

- Revisión de la estructura de la herramienta computacional PowNet.
- Planteamiento del modelo de Despacho económico y Unit Commitment.
- Elaboración de los Dataframes requeridos para ingresar datos a PowNet.

III. Implementación de fuentes de energías renovables no convencionales.

Actividades:

- Elaboración de Dataframes para las fuentes de energía solar fotovoltaica en PowNet.
- Elaboración de Dataframes para las fuentes de energía eólica en PowNet.

IV. Validación del modelo.

Actividades:

- Analizar el costo óptimo del modelo con ERNC y sin ERNC.
- Analizar la producción de cada tipo de tecnología.

4.2. INFORMACIÓN SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

La adquisición de información sobre el sistema eléctrico ecuatoriano es de gran importancia para modelar y resolver el despacho económico en algún programa computacional, esta adquisición ha sido un gran desafío debido a la confidencialidad de los datos, sin embargo, bajo un convenio con el CENACE se ha logrado conseguir dicha información. El principal objetivo de esta metodología es contar con datos precisos y actualizados del sistema eléctrico y así construir un modelo matemático que permita determinar la cantidad óptima de generación de energía de cada una de las unidades generadoras en un sistema eléctrico y así satisfacer la demanda de energía al menor costo posible. En la Sección 4.2.1 se indica los datos operativos necesarios para realizar el despacho económico. En la Sección 4.2.2 se mostrará el modelo utilizado en el programa, debido a que el SNI es muy complejo de modelarlo se ha optado por realizar un modelo reducido. Por último, en la Sección 4.2.3 se explicará la metodología para la estimación de datos faltantes para realizar el despacho económico en la herramienta PowNet.

4.2.1. Datos sobre el SNI

La información sobre el sistema eléctrico de Ecuador permite conocer en detalle las características de las diversas unidades generadoras de energía, como centrales hidroeléctricas,

térmicas, eólicas y solares, entre otras. Esta información incluye la capacidad de producción de cada una de estas unidades, los costos de operación y mantenimiento, las limitaciones técnicas y las condiciones ambientales que pueden afectar su rendimiento.

Para el estudio del despacho económico se debe considerar algunas condiciones de las centrales de generación, como se muestra en la Figura 4.1.

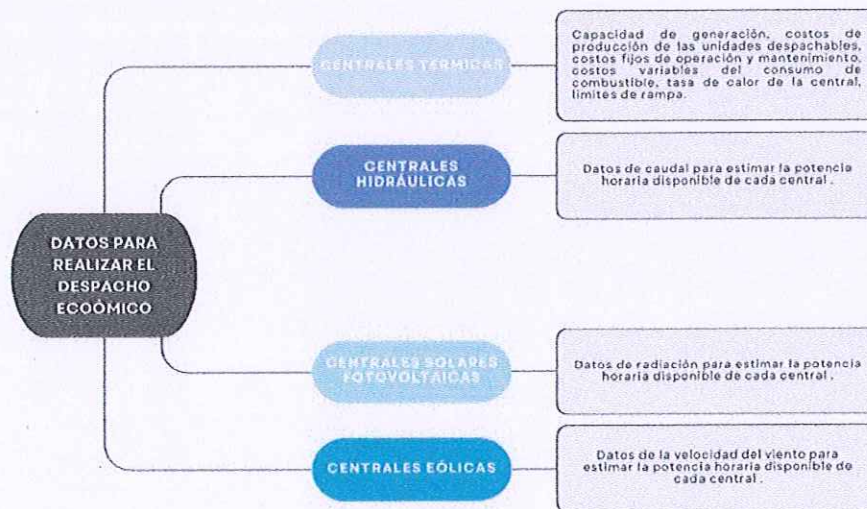


Figura 4.1. Datos para modelar el Despacho Económico

A su vez, también se necesitan datos de demanda y datos de las líneas de transmisión, en [17] mencionan que las series temporales de demanda horaria (y exportación) en las subestaciones son entradas directas al modelo. Estos datos pueden obtenerse a partir de registros observados modelarse en función de factores relevantes, como la población y la temperatura.

4.2.2. Modelo del SNI reducido

Debido a la complejidad de realizar el despacho económico del SNI completo, el cual cuenta con más de 250 barras de conexión, se ha optado por realizar un modelo reducido de este, en la Tabla 4.1 se indica el número de centrales que tiene el modelo, en la Tabla 4.2 se indica el número de barras según su nivel de voltaje, además del total de líneas de transmisión y las cargas del sistema.

Tabla 4.1. Centrales del modelo reducido del SNI.

Tipo de Tecnología	Cantidad
Centrales Térmicas	20
Centrales hidroeléctricas	39
Centrales Fotovoltaicas	1
Centrales eólicas	2

Tabla 4.2. Barras, líneas de transmisión y cargas del SNI reducido.

Indicador	Cantidad
Barras de 500kV	9
Barras de 230kV	42
Barras de 13,8kV	59
Líneas de transmisión	161
Cargas	33

En las barras de 13,8kV están conectadas las centrales térmicas e hidroeléctricas del sistema, estas barras son conectas por medio de un transformador a las barras de 500kV o 230kV dependiendo el nivel de voltaje de cada central, en el ANEXO B se indica el modelo del SNI reducido realizado en DIGSILENT.

Una vez realizado el modelo, se procede a crear los dataframes necesarios para ingresar al programa, en primer punto se creara los dataframes de las centrales renovables convencionales y no convencionales, por lo cual al no disponer la potencia disponible horaria de estas, se tuvo que aplicar diferentes procesos con la información disponible, comenzando con las centrales fotovoltaicas y eólicas, los datos climáticos que se tiene es de radiación y velocidad del viento respectivamente, además de la potencia nominal de cada central, y de parte de las hidroeléctricas se tiene datos de caudales históricos por meses y potencia nominal de cada central, asimismo de algunas de estas centrales se tiene la disponibilidad de potencia por cada mes y el caudal de turbamiento de las centrales.

Con esta información, para las centrales fotovoltaicas y eólicas se obtuvo el valor máximo de radiación y velocidad de viento, estos valores serán los que entreguen la potencia nominal de cada central, con esto se realiza una relación de tres para ver cuanta potencia disponible tengo según la variación de los datos climáticos de estas dos centrales.

Para las centrales hidroeléctricas se estimó la potencia horaria mediante tres métodos, para las centrales que se tiene datos del porcentaje de disponibilidad de potencia por cada mes, se procede a multiplicar este porcentaje por la potencia efectiva de cada central, para las centrales que se tiene datos del caudal de turbamiento, se realiza una relación con los datos históricos de caudales, por ultimo para las centrales que solo se tiene datos históricos de caudales, se lo hizo una relación similar a la de las centrales fotovoltaicas y eólicas, una vez obtenido la disponibilidad de potencia mensual de cada central, se crea datos aleatorios con cotas del $\pm 2\%$ de la disponibilidad mensual de cada central.

Posterior a esto, se debe crear el dataframe de las cargas del sistema, donde los datos adquiridos por cada carga son valores típicos horarios de cada día de la semana, con estos datos se crea aleatorios con cotas del $\pm 5\%$ según la carga horaria del día de la semana respectivo.

Para la creación de los dataframes correspondiente a las centrales térmicas y líneas de transmisión, los datos fueron proporcionados por el CENACE. A continuación, se presentará los detalles de las centrales de generación, la barras o nodos de conexión, las líneas de transmisión y de las cargas o demandas del sistema para ingresar al programa PowNet.

Primero se indica los nodos de conexión del sistema, la misma está dividida de la siguiente manera:

- Barras con carga.
- Barras sin carga.
- Barras conectadas a centrales fotovoltaicas.
- Barras conectadas a centrales eólicas.
- Barras de importación de energía
- Barras conectadas a centrales térmicas con carga.
- Barras conectadas a centrales térmicas sin carga.
- Barras conectadas a centrales hidroeléctricas.

Estas se dividirán en dos partes, la Tabla 4.3 muestra las barras de conexión con carga y sin carga, las barras conectadas a las centrales fotovoltaicas, eólicas y de importación de energía, en la Tabla 4.4 muestra las barras conectadas a las centrales térmicas con carga y sin carga y las barras conectadas a las centrales hidroeléctricas. Esto es especialmente importante para definir las restricciones de balance de potencia que se deben cumplir en función del tipo de barra.

Tabla 4.3. Lista 1 de barras de conexión.

BARRAS CON CARGA			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	Quevedo230	13	Molino230
2	Bomboiza230	14	Totaras230
3	Chorrillos500	15	Chorrillos230
4	DCerritos230	16	Pimampiro230
5	Duran230	17	CHBaba230
6	Pomasqui230	18	Sinincay230
7	Inga500	19	Riobamba230
8	Srafael500	20	Manduriacu230
9	SRosa230	21	Trinitaria230
10	Esclusas230	22	SFrancisco230
11	Jivino230	23	Shushufindi230
12	SJuan230	24	Machala230
BARRAS SIN CARGA			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	CCS500	12	Sopladora230
2	Tisaleo500	13	Milagro230
3	Pasaje500	14	ZoPeru230
4	Taday500	15	Zhoray230
5	Inga230	16	Frontera230
6	SRafael230	17	BQuevedo
7	Pasaje230	18	Esmeraldas230
8	Pascuales230	19	Mazar1230
9	MinSFrancisco230	20	Mazar2230
10	SIdefonso230	21	Baba230
11	NProsperina230	22	Alluriquin230
BARRAS CONECTADAS A CENTRALES FOTOVOLTAICAS			
#	NOMBRE		
1	SGregorio230		
BARRAS CONECTADAS A CENTRALES EÓLICAS			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	Zamora500	2	Taday230
BARRAS DE IMPORTACIÓN DE ENERGÍA			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	Piura500	2	Jamondino230

Tabla 4.4. Lista 2 de barras de conexión.

BARRAS CONECTADAS A CENTRALES TÉRMICAS CON CARGA			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	BTermoGuayas	6	BElenaII
2	BJaramijo	7	BEsmeraldasU1
3	SDomingo230	8	BEsmeraldasII
4	BGarcia	9	BTrinitaria
5	BElenaIII		
BARRAS CONECTADAS A CENTRALES TÉRMICAS SIN CARGA			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	BGZ	7	BGuangopolo2
2	BTMAC1	8	BMiraflores
3	BTMAC2	9	BGeneroca
4	BSantos	10	BGHernandez
5	BTinajero	11	BTMAC3
6	BStaRosa		
BARRAS CONECTADAS A CENTRALES HIDROELÉCTRICAS			
#	NOMBRE	#	NOMBRE
1	BCCS	21	BTopo
2	BMolino	22	BOcana
3	BSopladora	23	BMinasSF
4	BMLAN	24	BPusuno
5	BSFRAN	25	BRioVC
6	BDelsi	26	BSJMinas
7	BMAZAR	27	BChalpiG
8	BMazar1	28	BAllu
9	BMazar2	29	BSarapullo
10	BAgoyan	30	BSabanilla
11	BPucara	31	BMaravilla
12	BManduriacu	32	BMagdalen
13	BHidroSB	33	BCSold
14	BDUE	34	BCYanu
15	BNormandia	35	BChor
16	BBaba	36	BEISalto
17	BCumbaya	37	BQuijos
18	BPapallacta	38	BChontal
19	BAbanico	39	BCardenillo
20	BNayon		

A continuación, se presenta en la Tabla 4.5 y Tabla 4.6 las líneas de transmisión del SNI reducido.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla 4.5. Lista 1 de líneas de transmisión

#	SOURCE	SINK	#	SOURCE	SINK
1	BGeneroca	Trinitaria230	41	BTopo	Totaras230
2	BEsmeraldasII	Esmeraldas230	42	BOcaña	Zhoray230
3	BEsmeraldasUI	Esmeraldas230	43	BMinasSF	MinSFrancisco230
4	BGZ	Trinitaria230	44	BPusuno	Totaras230
5	BTrinitaria	Trinitaria230	45	BRioVC	Totaras230
6	BStaRosa	Alluriquin230	46	BSJMinas	Pomasqui230
7	BGuangopolo2	Alluriquin230	47	BChalpiG	Inga500
8	BGHernandez	Alluriquin230	48	BAllu	Alluriquin230
9	BQuevedo	Quevedo230	49	BSarapullo	SDomingo230
10	BJaramijo	SGregorio230	50	BSabanilla	Zamora500
11	BMiraflores	SGregorio230	51	BMaravilla	Pomasqui230
12	BElenaII	Pascuales230	52	BMagdalena	Manduriacu230
13	BElenaIII	Pascuales230	53	BCSold	Sinincay230
14	BTermoGuayas	Esclusas230	54	BCYanu	Sinincay230
15	BSantos	Esclusas230	55	BChor	Zamora500
16	BGarcia	Esclusas230	56	BEISalto	Manduriacu230
17	BTinajero	Esclusas230	57	BQuijos	Inga500
18	BTMAC2	Machala230	58	BChontal	SRosa230
19	BTMAC1	Machala230	59	BCardenillo	Zhoray230
20	BTMAC3	Machala230	61	Frontera230	ZoPeru230
21	BCCS	CCS500	62	Milagro230	Zhoray230
22	BMolino	Molino230	63	Milagro230	Zhoray230
23	BSopladora	Sopladora230	64	Mazar1230	Zhoray230
24	BMLAN	Quevedo230	65	Mazar1230	Zhoray230
25	BSFRAN	SFrancisco230	66	Mazar2230	Zhoray230
26	BDelsi	Zamora500	67	Mazar2230	Zhoray230
27	BMAZAR	Zhoray230	68	Sinincay230	Zhoray230
28	BMazar1	Mazar1230	69	Taday230	Totaras230
29	BMazar2	Mazar2230	70	SRosa230	Totaras230
30	BAgoyan	Mazar1230	71	SFrancisco230	Totaras230
31	BPucara	Totaras230	72	SFrancisco230	Totaras230
32	BManduriacu	Manduriacu230	73	SRosa230	Totaras230
33	BHidroSB	Sopladora230	74	SRafael230	Inga500
34	BDUE	Srafael500	75	Pasaje500	Zamora500
35	BNormandia	Sopladora230	76	Pasaje500	Piura500
36	BBaba	Baba230	77	Inga500	Srafael500
37	BCumbaya	Inga500	78	Chorrillos500	Pasaje500
38	BPapallacta	Totaras230	79	Pasaje500	Zamora500
39	BAbanico	Mazar2230	80	Inga500	Tisaleo500
40	BNayon	Inga500	81	Tisaleo500	Chorrillos500

Tabla 4.6. Lista 2 de líneas de transmisión

#	SOURCE	SINK	#	SOURCE	SINK
82	Chorrillos500	Taday500	123	Taday230	Molino230
83	Chorrillos500	Taday500	124	Pascuales230	Molino230
84	Zamora500	Taday500	125	Pascuales230	Molino230
85	Zamora500	Taday500	126	Zhoray230	Molino230
86	Bomboiza230	Taday230	127	Zhoray230	Molino230
87	Sopladora230	Taday230	128	Pasaje230	MinSFrancisco230
88	Esclusas230	Taday230	129	Pasaje230	MinSFrancisco230
89	Milagro230	Taday230	130	DCerritos230	Milagro230
90	NProsperina230	Trinitaria230	131	Duran230	Milagro230
91	Esmeraldas230	SDomingo230	132	Pascuales230	Milagro230
92	Esmeraldas230	SDomingo230	133	SIdefonso230	Milagro230
93	Manduriacu230	SDomingo230	134	SIdefonso230	Milagro230
94	Alluriquin230	SDomingo230	135	Esclusas230	Milagro230
95	Inga230	SRosa230	136	SDomingo230	Manduriacu230
96	Inga230	SRosa230	137	SRafael230	Jivino230
97	Alluriquin230	SRosa230	138	Shushufindi230	Jivino230
98	Alluriquin230	SRosa230	139	Shushufindi230	Jivino230
99	Quevedo230	SGregorio230	140	SRafael230	Jivino230
100	Quevedo230	SGregorio230	141	Pimampiro230	Jamondino230
101	SJuan230	SGregorio230	142	Pimampiro230	Jamondino230
102	SJuan230	SGregorio230	143	Pimampiro230	Jamondino230
103	Taday230	Sopladora230	144	Pimampiro230	Jamondino230
104	Pasaje230	SIdefonso230	145	Machala230	Frontera230
105	Pasaje230	SIdefonso230	146	Chorrillos500	Esclusas230
106	Machala230	SIdefonso230	147	Duran230	Esclusas230
107	Machala230	SIdefonso230	148	Trinitaria230	Esclusas230
108	Taday230	Riobamba230	149	Pascuales230	DCerritos230
109	Totaras230	Riobamba230	150	Pascuales230	Chorrillos230
110	SDomingo230	Quevedo230	151	Pascuales230	Chorrillos230
111	Baba230	Quevedo230	152	Pascuales230	Chorrillos230
112	Inga230	Pomasqui230	153	Pascuales230	Chorrillos230
113	Inga230	Pomasqui230	154	NProsperina230	Chorrillos230
114	SRosa230	Pomasqui230	155	Quevedo230	Chorrillos230
115	SRosa230	Pomasqui230	156	Quevedo230	Chorrillos230
116	Pasaje500	Piura500	157	Baba230	CHBaba230
117	Pomasqui230	Pimampiro230	158	Srafael500	CCS500
118	Pomasqui230	Pimampiro230	159	Srafael500	CCS500
119	Pomasqui230	Pimampiro230	160	Taday230	Bomboiza230
120	Pomasqui230	Pimampiro230	161	SDomingo230	Baba230
121	Chorrillos500	Pasaje500	162	SDomingo230	Alluriquin230
122	Taday230	Molino230			

A continuación, se presenta en la Tabla 4.7 la lista de cargas con su respectivo nodo de conexión.

Tabla 4.7. Lista de cargas del SNI reducido

#	Nombre	Nodo	#	Nombre	Nodo
1	C_ADELCA_Milagro	BTerminoGuayas	18	C_Mila_Milagro3	BGarcia
2	C_Baba_Glri	Quevedo230	19	C_Mirador	Totaras230
3	C_Bomboiza	Bomboiza230	20	C_Orquideas	BElenaIII
4	C_Chon_Daular	Chorrillos500	21	C_Pasc_Cedege	Chorrillos230
5	C_Conc_Concordia	BJaramijo	22	C_Pasc_Vergeles	BElenaII
6	C_Dcer_Bijancorp	DCerritos230	23	C_Pima_Cascabel	Pimampiro230
7	C_Duran	Duran230	24	C_Poli_Ciudad_Inteligente	BEsmeraldasUI
8	C_EEQ2_Pomasqui(SE57)	Pomasqui230	25	C_Poso_Posorja	CHBaba230
9	C_EEQ_Inga Bajo(SE46)	Inga500	26	C_PuertoInca_Milagro	Sinincay230
10	C_EEQ_SanRafael(SE27)	Srafael500	27	C_Riob_Guaranda	Riobamba230
11	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	SRosa230	28	C_SDom	Manduriacu230
12	C_Eclusas	Esclusas230	29	C_SDom_SantoDomingoI	BEsmeraldasII
13	C_Esmeraldas_Borbon	BQuevedo	30	C_SSAA_TV3_GZEV	Trinitaria230
14	C_Jivi_Jivino	Jivino230	31	C_Sali_Prospalina	BTrinitaria
15	C_Mant_Manta2	SJuan230	32	C_San_Francisco	SFrancisco230
16	C_Mila_MilagroI	Molino230	33	C_Shus_Shushufindi	Shushufindi230
17	C_ADELCA_Milagro	BTerminoGuayas	34	C_SideSide	Machala230

Luego, se presenta en la Tabla 4.8 la lista de centrales de energía renovables no convencionales con su potencia disponible y el nodo al que está conectado.

Tabla 4.8. Centrales con energías renovables no convencionales

CENTRALES FOTOVOLTAICAS

#	Nombre	Nodo	P. Disponible [MW]
1	Solar el Aromo	SGregorio230	200.000

CENTRALES EÓLICAS

#	Nombre	Nodo	P. Disponible [MW]
1	Eólica Villonaco	Zamora500	16.500
2	Eólica Minas Huascachaca	Taday230	59.500

También, se presenta en la Tabla 4.9 la lista de centrales hidroeléctricas con su potencia disponible y al nodo al que está conectado.

Tabla 4.9. Lista de centrales hidroeléctricas del SNI reducido.

#	Central	Nodo PowNet	P. Disponible [MW]	N. Turbinas	P. Total [MW]
1	G_HPAS_Coca_Codo	BCCS	166.667	8	1.333
2	G_HEMB_Paute	BMolino	107.500	1	107.500
3	G_HPAS_Sopladora	BSopladora	162.000	3	486.000
4	G_HEMB_MLAN	BMLAN	71.000	3	213.000
5	G_HPAS_SFRAN	BSFRAN	106.000	1	106.000
6	G_HPAS_DELSI	BDelsi	60.000	3	180.000
7	G_HEMB_Mazar	BMAZAR	170.000	1	170.000
8	G_HEMB_Mazar1	BMazar1	50.000	1	7.190
9	G_HEMB_Mazar2	BMazar2	50.000	1	7.400
10	G_HPAS_Agoyan	BAgoyan	78.000	2	156.000
11	G_HEMB_Pucara	BPucara	35.000	2	70.000
12	G_HPAS_Manduriacu	BManduriacu	19.411	2	38.822
13	G_HPAS_HidroSB	BHidroSB	14.193	3	42.578
14	G_HPAS_DUE	BDUE	15.753	3	47.259
15	G_HPAS_Normandia	BNormandia	8.519	5	42.594
16	G_HPAS_Baba	BBaba	11.378	2	22.756
17	G_HPAS_Cumbaya	BCumbaya	10.000	2	20.000
18	G_HPAS_Papallacta	BPapallacta	2.000	2	4.000
19	G_HPAS_Abanico	BAbanico	7.304	5	36.518
20	G_HPAS_Nayon	BNayon	13.500	2	27.000
21	G_HPAS_Topo	BTopo	12.684	2	25.368
22	G_HPAS_Ocaña	BOcaña	26.100	1	26.100
23	G_HPAS_MinasSF	BMinasSF	75.000	2	150.000
24	G_HPAS_Pusuno	BPusuno	8.431	4	33.725
25	G_HPAS_RioVC	BRioVC	9.357	1	9.357
26	G_HPAS_SJMinas	BSJMinas	4.547	1	4.547
27	G_HPAS_ChalpiG	BChalpiG	7.000	1	7.000
28	G_HPAS_Allu	BAllu	55.942	3	167.826
29	G_HPAS_Spullo	BSarapullo	14.431	3	43.293
30	G_HPAS_Saba	BSabanilla	12.500	2	25.000
31	G_HPAS_Marav	BMaravilla	10.000	1	10.000
32	G_HEMB_Magd	BMagdalena	22.000	1	22.000
33	G_HEMB_CSold	BCSold	7.200	1	7.200
34	G_HEMB_CYanu	BCYanu	14.600	1	14.600
35	G_HEMB_Chorr	BChor	3.950	1	3.950
36	G_HPAS_ElSalto	BEISalto	12.000	2	24.000
37	G_HPAS_Quijos	BQuijos	16.668	3	50.004
38	G_HEMB_Chontal	BChontal	25.500	3	76.500
39	G_HEMB_Carde	BCardenillo	90.000	6	540.000

Para terminar, en la Tabla 4.10 se presenta las características de las centrales térmicas que se utilizó en el programa.

Tabla 4.10. Lista de centrales térmicas del SNI reducido.

Nombre	Tipo	Nodo	Cap max [MW]	Cap min [MW]	CVP [\$]
Czevallos	DIES	BGZ	70.000	26.000	4.701
Trinitaria	FOIL	BTrinitaria	133.000	65.000	3.701
TGASMachalal	GNAT	BTMAC1	64.600	30.000	4.226
Jaramijo	RESI	BJaramijo	134.280	28.640	3.911
EsmeraldasI	RESI	BEsmeraldasU1	125.000	65.000	2.866
TGASMachalaII	GNAT	BTMAC2	100.000	65.000	4.223
Asantos	FOIL	BSantos	32.500	20.000	8.796
Egarcía	DIES	BGarcia	96.000	40.000	9.535
EsmeraldasII	RESI	BEsmeraldasII	96.000	72.000	3.289
QuevedoII	slack	SDomingo230	10000.000	1.000	1000.000
SElenaII	FOIL	BElenaII	70.800	23.120	6.395
Atinajero	DIES	BTinajero	80.000	45.000	9.170
Srosa	DIES	BStaRosa	51.000	45.000	8.960
Guangopolo2	RESI	BGuangopolo2	48.000	38.400	3.741
TermoGuayas	RESI	BTermoGuayas	110.000	50.000	8.796
SElenaIII	FOIL	BElenaIII	39.900	25.200	5.481
Miraflores	DIES	BMiraflores	39.400	32.000	8.383
Generoca	RESI	BGeneroca	34.400	28.000	5.007
Ghernandez	RESI	BGHernandez	32.400	25.200	3.772
TGASMachalaIII	DIES	BTMAC3	72.000	52.000	3.491

Estos datos forman parte del modelo reducido del SNI, al ser un sistema menos complejo, este se puede modelar con mayor facilidad en la herramienta computacional que se utilizara, además, esta pues usarse para más casos de estudios en los que se quiera modelar el SNI.

4.2.3. Estimación de Potencia disponible y demanda horaria.

Esta Sección se explicará la metodología para la creación de los datos horarios tanto de la potencia disponible de las centrales hidroeléctricas, como los datos horarios para la demanda del sistema, se ampliará lo dicho en la Sección 4.2.2.

Para la estimación de las demandas horarias, se desarrollará a continuación un ejemplo tomando la demanda ubicada en la barra “SJuan230”, para estimar la demanda horaria se ha considerado la demanda de los días típicos de una semana proporcionada por el CENACE, en la Tabla 4.11 se muestra los datos de la demanda por hora y por día de la semana en la barra antes mencionada.

Tabla 4.11. Demanda horaria en típica de una semana en [MW] de la barra SJuan230

Hora	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
0.00	300.473	292.330	271.502	293.166	293.302	281.843	289.192
1.00	289.208	283.778	262.527	280.446	280.743	267.223	279.800
2.00	279.632	274.168	251.790	267.861	273.185	261.032	269.023
3.00	274.325	265.766	249.903	260.327	262.934	253.991	257.755
4.00	272.359	262.634	248.027	258.472	258.396	248.135	259.878
5.00	259.784	255.339	257.129	256.082	255.875	247.596	264.266
6.00	223.163	219.156	233.768	231.197	233.782	224.295	235.618
7.00	249.664	237.553	262.363	258.416	260.866	255.244	263.686
8.00	273.334	257.131	296.260	283.599	291.121	286.196	289.270
9.00	299.521	281.316	308.175	303.785	304.703	308.647	308.111
10.00	308.125	293.393	319.669	317.022	314.646	331.493	328.831
11.00	317.083	306.911	327.108	326.377	319.874	343.381	337.583
12.00	328.623	308.364	330.421	327.815	326.075	353.640	338.856
13.00	336.879	310.124	339.224	347.941	344.483	370.575	358.588
14.00	337.611	309.774	345.401	356.841	349.050	373.414	364.014
15.00	328.942	306.696	346.749	346.095	347.540	361.691	351.455
16.00	333.072	297.835	331.038	324.766	328.432	343.277	330.902
17.00	311.138	292.560	312.339	307.273	312.824	325.382	314.680
18.00	347.915	336.519	354.298	348.226	349.108	360.455	352.404
19.00	350.935	338.653	359.290	350.128	358.283	363.030	356.428
20.00	348.834	344.646	361.740	349.930	353.362	364.345	359.513
21.00	341.218	345.062	361.200	344.727	346.840	363.543	347.949
22.00	331.445	342.894	357.794	334.475	334.891	350.794	337.147
23.00	315.740	327.652	337.208	315.973	315.398	331.992	324.242

Al conocer estos datos de demanda horaria se procedió a estimar un máximo y un mínimo del $\pm 5\%$ de variación para cada hora, seguido a esto, se tiene que tomar en cuenta los días del año 2022, es decir cuantos días corresponde a un lunes, a un martes y así con los días de la semana, luego de esto, con la ayuda de la función ALEATORIO() de Excel se creó datos aleatorios para cada hora y para cada día considerando el margen antes dicho. Una vez establecido estos valores se tendrá una tabla similar a la Tabla 4.12 para cada día de la semana del año en el que se realizará el despacho, los valores típicos de cada día para todas las barras con carga se mostrará en el ANEXO C.

Tabla 4.12. Valores aleatorios para todas las horas del año 2022 de la barra SJuan230

HORA	P. TÍPICO [MW]	P. MAX [MW]	P. MIN [MW]	P. ALEATORIA [MW]
0.00	281.843	295.935	267.750	285.540
1.00	267.223	280.584	253.862	276.413
2.00	261.032	274.083	247.980	248.031
3.00	253.991	266.690	241.291	266.457
4.00	248.135	260.542	235.728	252.032
5.00	247.596	259.976	235.216	251.363
6.00	224.295	235.509	213.080	214.586
7.00	255.244	268.007	242.482	258.363
8.00	286.196	300.506	271.886	277.118
9.00	308.647	324.079	293.214	303.355
10.00	331.493	348.067	314.918	328.076
11.00	343.381	360.550	326.212	329.426
12.00	353.640	371.322	335.958	363.238
13.00	370.575	389.103	352.046	357.948
14.00	373.414	392.085	354.743	371.554
15.00	361.691	379.775	343.606	378.644
16.00	343.277	360.441	326.113	352.663
17.00	325.382	341.651	309.113	325.429
18.00	360.455	378.478	342.432	352.868
19.00	363.030	381.182	344.879	345.924
20.00	364.345	382.562	346.128	357.284
21.00	363.543	381.720	345.366	353.979
22.00	350.794	368.334	333.255	354.983
23.00	331.992	348.591	315.392	332.484

De una manera análoga a la estimación de la demanda, se determina la potencia disponible de cada central hidroeléctrica para las 8760 horas. Para esto, en primer lugar, se consideraron tres criterios para la estimación de estos valores, según la disponibilidad de datos recopilados de distintas fuentes de información, estos criterios son:

- Según la disponibilidad mensual de cada central.
- Según valores históricos de caudal y el caudal nominal de cada central.
- Según valores históricos de caudal y el caudal máximo de cada mes.

A continuación, tomando como ejemplo la central Paute que está conectada a la barra BMolino para el primer criterio, donde se conoce la potencia nominal de cada central, y su disponibilidad mensual, se multiplicaron estos dos valores obteniendo la potencia disponible para cada mes, como se muestra en la Tabla 4.13. De igual manera en el ANEXO D se indica la aplicación de este criterio para las demás centrales.

Tabla 4.13. Potencia de la central Paute según su disponibilidad mensual

Mes	P. Nominal [MW]	Disponibilidad [MW]	P. Disponible [MW]
ENERO	1100	0.49	542.909
FEBRERO	1100	0.56	613.344
MARZO	1100	0.55	608.923
ABRIL	1100	0.56	611.639
MAYO	1100	0.59	648.482
JUNIO	1100	0.60	659.275
JULIO	1100	0.62	684.321
AGOSTO	1100	0.64	706.331
SEPTIEMBRE	1100	0.55	603.104
OCTUBRE	1100	0.52	571.447
NOVIEMBRE	1100	0.55	599.951
DICIEMBRE	1100	0.53	583.169

Para el segundo criterio, se toma el ejemplo de la central G_HPAS_Abanico conectada a la barra BAbanico. En primera instancia se calculó los caudales promedios de cada mes de una serie de caudales históricos que se corresponde con el periodo 1950-2022, posterior a esto dentro de la información de generadores proporcionada por el CENACE, se encuentra el dato del caudal nominal de cada central, con estos datos se estimó la potencia disponible horaria para cada central, considerando lo siguiente:

- Si el caudal promedio es mayor o igual que el caudal nominal, la potencia disponible será el 100%.
- Si el caudal promedio es mayor al 70% y menor al 100% del caudal nominal, la potencia disponible será del 75%.
- Si el caudal es mayor al 50% y menor al 70% del caudal nominal, la potencia disponible será del 65%.
- Si el caudal promedio es menor al 50% del caudal nominal, la potencia disponible será del 50%

Una vez considerados estos factores, se procedió a calcular la potencia mensual disponible de las centrales, tal y como se muestra en la Tabla 4.14 que representa los datos de la central Abanico, de igual manera en el ANEXO E se muestra los datos para las demás centrales.

Tabla 4.14. Potencia de la central Abanico según su caudal nominal

MES	CAUDAL PROMEDIO [m ³ /S]	P. NOMINAL [MW]	CAUDAL NOMINAL [m ³ /S]	P. DISPONIBLE [MW]
ENERO	25.5435897	47.370	40	28.422
FEBRERO	37.46075	47.370	40	35.5275
MARZO	40.5953846	47.370	40	47.37
ABRIL	45.0382051	47.370	40	47.37
MAYO	31.5726316	47.370	40	35.5275
JUNIO	20.6821053	47.370	40	28.422
JULIO	13.5886842	47.370	40	28.422
AGOSTO	10.5168421	47.370	40	28.422
SEPTIEMBRE	10.3665789	47.370	40	28.422
OCTUBRE	12.0894595	47.370	40	28.422
NOVIEMBRE	13.2894737	47.370	40	28.422
DICIEMBRE	16.22675	47.370	40	28.422

Para finalizar, existen centrales que cumplen con el tercer criterio antes mencionado, para estas centrales se ha realizado el siguiente procedimiento.

1. Calcular el promedio mensual de los caudales históricos tal como se realizó en el anterior criterio.
2. De los valores promedio de los caudales históricos, existe un valor máximo de caudal, el cual se dirá que este valor será el que genera la potencia efectiva de la central.
3. Se realiza una regla de tres para los demás promedios, es decir, si el caudal máximo me genera la potencia efectiva de la central ¿Cuál será mi potencia efectiva para el otro caudal promedio?

Para entender mejor este proceso, se toma el ejemplo de la central G_HEMB_Chontal conectada a la barra BChontal, en donde como se observa en la Tabla 4.15, el caudal máximo corresponde al mes de abril, por lo que en este mes la potencia disponible será del 100%, para los otros meses se realiza el paso número 3, sabiendo que mi caudal promedio máximo es 20.564 [m³/S] y este genera la potencia efectiva de la central que 76.5 [MW], ¿Cuál es mi potencia efectiva para el mes de enero sabiendo que el caudal promedio es 10.307 [m³/S]?. De igual manera en el ANEXO F se muestra el procedimiento con las demás centrales en las que se aplica el tercer criterio.

Tabla 4.15. Potencia de la central Chontal según su caudal máximo

MES	P. NOMINAL [MW]	CAUDAL PROMEDIO [m ³ /S]	CAUDAL MÁXIMO [m ³ /S]	P. DISPONIBLE [MW]
ENERO	76.5	10.307	20.564	38.344
FEBRERO	76.5	19.371	20.564	72.060
MARZO	76.5	20.511	20.564	76.302
ABRIL	76.5	20.564	20.564	76.500
MAYO	76.5	15.817	20.564	58.839
JUNIO	76.5	9.305	20.564	34.614
JULIO	76.5	6.194	20.564	23.043
AGOSTO	76.5	4.785	20.564	17.799
SEPTIEMBRE	76.5	4.431	20.564	16.483
OCTUBRE	76.5	4.590	20.564	17.074
NOVIEMBRE	76.5	4.747	20.564	17.660
DICIEMBRE	76.5	5.206	20.564	19.365

Luego de estimar la potencia disponible mensual para cada central hidroeléctrica, se procedió a estimar un máximo y un mínimo del $\pm 2\%$ de variación para cada hora, luego de esto, con la ayuda de la función ALEATORIO() de Excel se creó datos aleatorios para cada hora y para cada día considerando el margen antes dicho.

4.3. ESTRUCTURA Y MODELO DEL PROGRAMA.

La estructura de los programas computacionales es fundamental en el desarrollo y funcionamiento de la investigación, los programas que se aplicaran son desarrollados en Python, la herramienta explicada en la Sección 4.3.1 se habla de PowNet la cual puede simular y analizar un sistema eléctrico de potencia para optimizar el flujo de potencia de dicho sistema, así mismo este permite incluir energías renovables no convencionales. En la Sección 4.3.2 se expondrá el modelo matemático formulado para el despacho económico y Unit Commitment que se va a realizar. Por último, en la Sección 4.3.3 se explicará el estilo de los dataframes que se deben ingresar al programa con el fin de poder crear archivos similares con los datos operativos del Ecuador expuestos en la Sección 4.2.2.

4.3.1. Estructura de la herramienta computacional PowNet

PowNet es una herramienta de modelado gratuita para simular el Compromiso de Unidad / Despacho Económico de sistemas de energía a gran escala. PowNet está concebido específicamente para sistemas caracterizados por la presencia de recursos renovables variables

(por ejemplo, energía hidroeléctrica, solar y eólica), cuya penetración en la red está fuertemente influenciada por la variabilidad climática y limitada por la disponibilidad de capacidad de transmisión [17].

PowNet, se representa principalmente por un conjunto de nodos, que incluyen centrales eléctricas y subestaciones de alto voltaje. Dado un horizonte de planificación predefinido, el modelo de UC programa el estado operativo de las unidades de la planta de energía gestionable y el modelo de ED determina el despacho por hora de electricidad de las unidades gestionables comprometidas y los recursos renovables que son variables con el fin de satisfacer la demanda del sistema a un costo mínimo.

La formulación UC/ED está estructurada como un Programa Lineal Entero Mixto (MILP), cuya función objetivo, variables de decisión y restricciones se describen a continuación [17]. En la Figura 4.2 se puede observar un diagrama de la funcionalidad del programa.

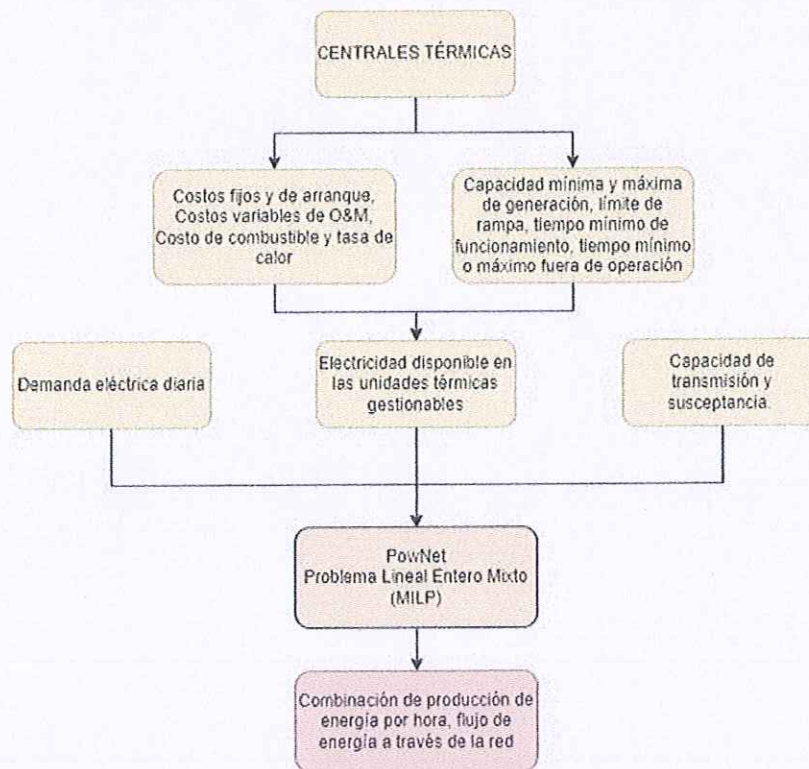


Figura 4.2. Representación gráfica de PowNet

En la Figura 4.2 los cuadros de color amarillo representan los elementos de entrada al problema, mientras el cuadro rojo son los elementos de salida del modelo, en el diagrama no se

considera la entrada de energía renovable ya que estas entran como restricciones, en la Figura 4.3 se puede observar el diagrama de flujo del programa para una mejor comprensión.

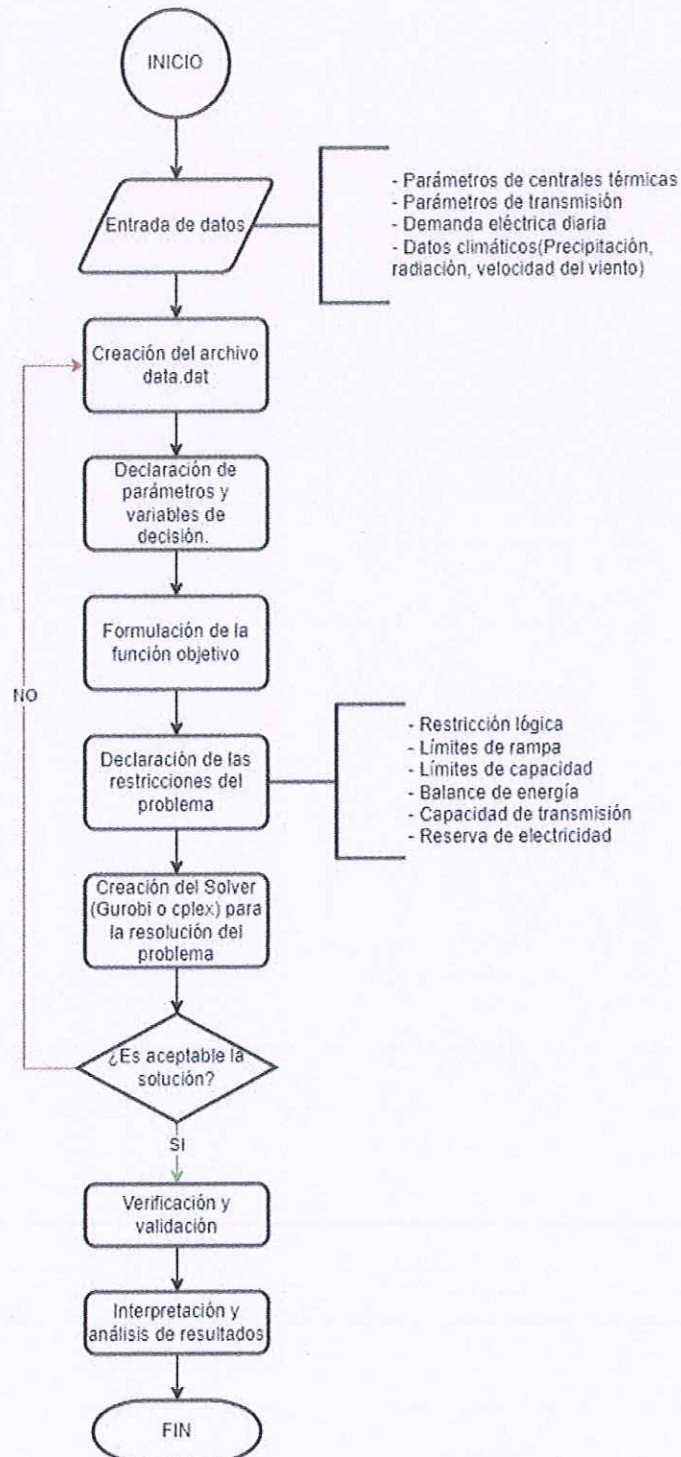


Figura 4.3. Funcionamiento de PowNet

4.3.2. Despacho económico y Unit Commitment en PowNet.

El objetivo matemático de la función de UC/ED en PowNet es satisfacer la demanda de electricidad por hora en cada nodo (subestación) al tiempo que se minimizan los costos de producción en un horizonte operativo definido por el usuario, por ejemplo, 24 horas ($t \in T$). Los costos de producción de las unidades gestionables ($g \in G$) dependen de sus costos fijos de operación y mantenimiento (O&M)(FixedCost g), costos de puesta en marcha (StartCost g), costos variables del consumo de combustible (un producto de la tasa de calos de una planta (HeateRate g) y precio del combustible (FuelPrice g)) y costos variables O&M (VarCost g). Los costos de cierre de las unidades son generalmente insignificantes en comparación con los otros costos, y por lo tanto no se consideran en comparación con los otros costos [29], y por lo tanto no se consideran en nuestro modelo. El costo de la electricidad importada depende del precio de importación (ImportPrice i), que está preespecificado para cada fuente de importación ($i \in I$). Los costos de producción del recurso renovable variable rn -ésimo ($rn \in RN$) dependen del costo unitario de producción (UnitCost rn), que generalmente es menor que el de la unidad gestionable [17].

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{t=1}^T \left(\sum_g \left(\text{FixedCost}_g * ON_{g,t} + \text{Elec}_{g,t} \right. \right. \\
 * (\text{HeatRate}_g * \text{FuelPrice}_g + \text{VarCost}_g) + \text{StartCost}_g \\
 * \text{Switch}_{g,t} \left. \right) + \sum_i (\text{Elec}_{i,t} * \text{ImportPrice}_i) \\
 \left. + \sum_{rn} (\text{Elec}_{rn,t} * \text{UnitCost}_{rn}) \right) \quad (4.1)
 \end{aligned}$$

En la Ecuación (4.1), las variables de decisión binarias están representadas por $ON_{g,t}$ y $Switch_{g,t}$ que van a indicar el estado operativo de la central térmica, la primera variable indicara 1 cuando se debe encender la central o 0 cuando la central debe estar apagada, la segunda variable indicara 1 si la unidad está puesta en marcha o 0 cuando la unidad esta apagada, esto se realiza para cada central y para cada hora. Posterior a esto se encuentran las variables de producción de energía en cada hora, las variables son $\text{Elec}_{g,t}$, $\text{Elec}_{i,t}$ y $\text{Elec}_{rn,t}$, estas variables corresponden a la producción centrales térmicas, a las barras donde se encuentra las centrales de importación y a las barras donde se encuentran las centrales hidroeléctricas respectivamente.

Adicional a estas variables que se encuentran en la función objetivo, PowNet optimiza otras variables que es importante saber, las cuales son:

- $VoltAngle_{n,t}$: Es el ángulo de voltaje en cada nodo de la red, que es necesario para estimar los flujos de potencia a través de cada línea de transmisión.
- $SpinRes_{g,t}$: Es la provisión de reservas giratorias.
- $NonSpinRes_{g,t}$: Es la provisión de reservas no giratorias.

Una vez revisado la función objetivo de PowNet, se modificara esta para poder aplicarla al sistema eléctrico ecuatoriano, dentro de los costos del CENACE, se encuentra un costo fijo, un costo variable lineal y un costo variable lineal cuadrático, en este caso se tomara el costo variable lineal de los datos proporcionados por el CENACE acerca de los costos de las centrales de generación térmicas, para la función objetivo se denominara “b”, también se aumenta la variable $Elec_{h,t}$, esta representa la producción de las centrales hidroeléctricas, en la Ecuación (4.2) se detalla la función objetivo.

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_g (FixedCost_g * ON_{g,t} + (b * Elec_{g,t}) + StartCost_g * Switch_{g,t}) + \sum_h (Elec_{h,t} * 2) + \sum_i (Elec_{i,t} * ImportPrice_i) \right) \quad (4.2)$$

Dentro de la Resolución Nro. ARCERNNR-004/2020 explica que, para generadores y auto generadores que usen fuentes renovables de energía no convencional, en el despacho se las considerará con costo variable de producción con valor cero [32], por tal motivo no se considera en la función objetivo la parte correspondiente a energía renovable variable, además también menciona que el costo para las centrales hidroeléctricas es de dos dólares por MW/h tanto para el proceso de despacho como para la liquidación, por tal motivo la variable de la producción de hidroeléctricas se multiplica por dos dólares que es el costo fijado según la Resolución mencionada anteriormente.

Después de formular la función objetivo, se presentan las restricciones del problema, La función objetivo está restringido por diferentes restricciones, en la Tabla 3.1 se presenta un resumen de las restricciones que tendrá el modelo.

Tabla 4.16. Restricciones del modelo

Restricciones del modelo		
Número	Nombre de la restricción	Ecuación
1	Restricciones lógicas	(4.3)
2	Límite por tiempos de inactividad	(4.4) y (4.5)
3	Límites de rampa	(4.6) y (4.7)
4	Limitaciones de capacidad de las centrales térmicas	(4.8)
5	Limitaciones de capacidad de las centrales hidroeléctricas	(4.9)
6	Limitaciones de capacidad de la energía de importación	(4.10)
7	Balance de Energía	(4.11)
8	Limitaciones de la capacidad de transmisión	(4.12)
9	Reserva de electricidad	(4.13) y (4.14)

Restricciones lógicas

Esta restricción entra dentro del estado operativo de las centrales térmicas gestionables, que utiliza el estado de encendido o apagado de un generador en horas consecutivas para determinar el valor de la variable $Switch_{g,t}$ (por ejemplo, si una planta se inicia en la hora t):

$$\begin{aligned}
 Switch_{g,t} &\geq 1 - ON_{g,t-1} - (1 - ON_{g,t}); \\
 ON_{g,t} &\in \{0,1\}, Switch_{g,t} \in \{0,1\}, \forall g, \forall t
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

Dentro de la Ecuación (4.3), la variable binaria $ON_{g,t}$ determina cuando una de las centrales térmicas gestionables está en línea en la hora t , mientras que la variable $Switch_{g,t}$ indica si una central que está fuera de línea debe ser puesta en marcha.

Por otro lado, el estado operativo de cada central térmica también está limitado por los tiempos mínimos de inactividad ($MinUpTime_g$ y $MinDownTime_g$) de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 ON_{g,t} - ON_{g,t-1} &\leq 1 - ON_{g,j}; \forall g, t \in \{2to(T-1)\}, t < j \\
 &\leq \min(t + MinUpTime_g - 1, T)
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

$$\begin{aligned}
 ON_{g,t-1} - ON_{g,t} &\leq 1 - ON_{g,j}; \forall g, t \in \{2to(T-1)\}, t < j \\
 &\leq \min(t + MinDownTime_g - 1, T)
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

Las Ecuaciones (4.4) y (4.5) obligan al programa para tener en cuenta el número mínimo de horas necesarias para iniciar o no la central en la hora j .

Límites de rampa

Después de que se inicia una planta, se establecen límites preestablecidos que limitan su capacidad para aumentar o disminuir la producción de energía hora a hora. Las ecuaciones (4.6) y (4.7) limitan estas mediante los límites de rampa que se estableció al introducir los datos al programa para cada central térmica gestionable.

$$Elec_{g,t} - Elec_{g,t-1} \leq Ramp_g; \forall_g, \forall_t \quad (4.6)$$

$$Elec_{g,t-1} - Elec_{g,t} \leq Ramp_g; \forall_g, \forall_t \quad (4.7)$$

Con estas Ecuaciones se asegura que el aumento o disminución de la generación de energía durante dos horas consecutivas ($Elec_{g,t}$ y $Elec_{g,t-1}$) esté por debajo del límite de rampa ($ramp_g$) de la central térmica que se está gestionando en ese instante.

Limitaciones de capacidad

La Ecuación (4.8) representa la capacidad mínima y máxima de las unidades generadoras térmicas indicando que la producción horaria de electricidad $Elec_{g,t}$ de la central térmica que se está gestionando en ese instante, está limitada por su capacidad mínima y máxima.

$$MinCap_g * ON_{g,t} \leq Elec_{g,t} \leq MaxCap_g * ON_{g,t}; \forall_g, \forall_t \quad (4.8)$$

Del mismo modo, la electricidad de importación horaria de electricidad de fuente de importación que se está gestionando en ese momento, está limitada por la importación máxima permitida ($MaxCap_i$), tal y como se muestra en la Ecuación (4.9).

$$0 \leq Elec_{i,t} \leq MaxCap_i * ON_{g,t}; \forall_i, \forall_t \quad (4.9)$$

Finalmente, la cantidad de electricidad $Elec_{rn,t}$ despachada desde el recurso renovable (por ejemplo, hidroeléctrica, eólica y solar) está limitada por su disponibilidad ($RenewAvail_{rn,t}$):

$$0 \leq Elec_{rn,t} \leq RenewAvail_{rn,t}; \forall_{rn}, \forall_t \quad (4.10)$$

El valor de $RenewAvail_{rn,t}$ es el valor de la potencia disponible horaria de cada tipo tecnología renovable, sea convencional o no convencional, estos límites de potencia disponible se establecieron en la Sección 4.2.3.

Balance de energía

La Ecuación (4.11) aplica el balance de energía o de potencia en cada nodo n conectado a cualquier otro nodo k del sistema eléctrico de potencia.

$$\begin{aligned}
 (1 - TransLoss) * \sum Elec_{n,t} - Demand_{n,t} \\
 = \sum_{k \in N} LineSus_{n,k} * (VoltAngle_{n,t} - VoltAngle_{k,t}); \forall n, \forall t
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

El parámetro *TransLoss* es el porcentaje para tomar en cuenta las pérdidas de transmisión, este porcentaje se utiliza para descontar la producción de energía. Dentro del modelo realizado este porcentaje se estableció en 0.075%.

Limitaciones de la capacidad de transmisión

(4.12), Para la restricción de las limitaciones de capacidad de transmisión se estable el parámetro *N1Criterio*, PowNet limita la transferencia de electricidad entre cualquier par de nodos (n y k) por debajo de un cierto porcentaje (*N1Criterio*) de la capacidad de la línea (*LineCap_{n,k}*), dejando así la fracción restante como un margen de seguridad [17]:

$$\begin{aligned}
 -N1Criterio * LineCap_{n,k} \leq LineSus_{nk} * ((VoltAngle_{n,t} - VoltAngle_{k,t}) \\
 \leq N1Criterio * LineCap_{n,k}; \forall n, \forall t, k \in N
 \end{aligned}
 \tag{4.12}$$

Según [33] un valor común para el parámetro *N1Criterio* es 75%, los parámetros *LineCap_{n,k}* y *LineSus_{nk}* son datos facilitados por el CENACE dentro de los datos de líneas de transmisión y límites de transferencia.

Reserva de electricidad

En el modelo de UC, se garantiza que la reserva de electricidad horaria sea superior a un porcentaje predeterminado de la demanda del sistema en el momento t . Por otro lado, en el modelo de ED, se garantiza que la reserva mínima de hilatura sea un porcentaje predeterminado de la reserva total.

$$\begin{aligned}
 \sum_g^G (SpinRes_{g,t} + NonSpinRes_{g,t}) \\
 \geq ResMargin * \sum_n^N Demand_t; \forall t
 \end{aligned}
 \tag{4.13}$$

$$\sum_g^G SpinRes_{g,t} \geq SpinMargin * \sum_n^N Demand_t; \forall_t \quad (4.14)$$

El porcentaje del modelo de UC definido se representa por *ResMargin*, mientras que el porcentaje de la reserva mínima de hilatura para el ED se representa por *SpinMargin*. Estas dos restricciones indican si los generadores en línea y fuera de línea deben atender reservas giratorias o no giratorias.

4.3.3. Dataframes requeridos para ingresar datos a PowNet.

Una vez recopilados los datos para modelar el DE en los programas Open Source, es necesario organizar la información en dataframes, estos pueden estar guardados en archivos .CSV. El horizonte de planificación que se va a modelar es a corto plazo, por lo cual los datos de entrada van a ser por hora, para evaluar la herramienta computacional la demanda se modelara por 24 horas, es decir se tendrá 24 datos por demanda o carga, en la Tabla 4.17 se puede observar el dataframe credo para las 24 horas de una fecha específica y en el nodo donde estará conectada la carga, estos datos estarán en [MW].

Tabla 4.17. Dataframe de 5 cargas del SNI reducido

Year	Month	Day	Hour	SDomingo230	Quevedo230	Bomboiza230	Chorrillos500	DCerritos230
2022	1	1	0	413.129	71.337	28.869	32.551	42.689
2022	1	1	1	378.370	75.192	28.459	31.695	43.358
2022	1	1	2	377.132	73.477	28.299	31.531	40.873
2022	1	1	3	359.220	71.481	26.600	30.405	41.569
2022	1	1	4	358.240	76.794	27.928	32.625	39.994
2022	1	1	5	352.873	81.831	33.219	34.336	45.581
2022	1	1	6	323.987	78.936	30.413	31.128	40.290
2022	1	1	7	364.303	87.694	35.068	32.419	44.484
2022	1	1	8	409.502	92.137	52.160	23.875	47.665
2022	1	1	9	428.234	92.612	54.993	25.190	46.935
2022	1	1	10	417.916	98.731	52.993	26.831	49.333
2022	1	1	11	396.720	95.558	42.544	41.045	50.144
2022	1	1	12	419.364	93.059	41.005	38.085	48.485
2022	1	1	13	433.288	92.934	39.575	39.925	49.901
2022	1	1	14	446.180	90.817	38.730	41.267	51.850
2022	1	1	15	427.101	94.874	42.937	39.994	52.310
2022	1	1	16	397.815	90.983	36.986	41.443	51.737
2022	1	1	17	398.161	84.483	36.998	39.515	44.553
2022	1	1	18	440.331	107.218	48.758	50.256	56.065
2022	1	1	19	469.946	108.186	47.150	55.046	59.556
2022	1	1	20	444.757	105.545	44.899	51.156	55.284
2022	1	1	21	461.309	103.650	43.692	51.175	55.198
2022	1	1	22	447.717	86.946	39.446	45.976	48.888
2022	1	1	23	432.938	79.522	34.574	39.340	45.455

Para las centrales térmicas, se tendrá datos por central, es decir por cada central térmica se tendrá un dataframe con los siguientes datos: Capacidad de generación mínima y máxima, costos fijos y variables de operación y mantenimiento, costo de arranque, rampa, tiempo mínimo de operación, tiempo máximo o mínimo fuera de operación, además de estas se debe considerar el tipo de combustible utilizado y el nodo al que estará conectado. en la Tabla 4.18 se puede observar los datos de generación térmica.

Tabla 4.18. Características de las centrales térmicas.

name	typ	node	maxcap	mincap	cvp	fix_om	st_cost	ramp	minup	mindn
Czevallos	DIES	BGZ	70.000	26.000	4.701	2.600	70.000	70.200	1.000	1.000
Trinitaria	FOIL	BTrinitaria	133.000	65.000	3.701	2.600	50.000	30.000	6.000	6.000
TGASMachalaI	GNAT	BTMAC1	64.600	30.000	4.226	2.600	70.000	8.000	1.000	1.000
Jaramijo	DIES	BJaramijo	134.280	28.640	3.911	2.600	50.000	30.000	6.000	6.000
EsmeraldasI	RESI	BEsmeraldasUI	125.000	65.000	2.866	2.600	50.000	120.000	6.000	6.000
TGASMachalaII	GNAT	BTMAC2	100.000	65.000	4.223	2.600	90.000	27.000	10.000	10.000
Asantos	DIES	BSantos	32.500	20.000	8.796	2.600	50.000	40.000	6.000	6.000

Así mismo, para las centrales hidráulicas se tendrá datos de la potencia disponible en cada hora, esta potencia se estableció en la Sección 4.2.3, en la Tabla 4.19 se puede observar los datos de la potencia disponible de hidroeléctricas, cabe mencionar que se debe colocar el nombre del nodo donde está conectada esta central. Para la energía de importación, se tendrá un dataframe con las barras de importación y su potencia disponible por hora.

Tabla 4.19. Potencia disponible de las centrales hidroeléctricas.

Year	Month	Day	Hour	BMolino	BAgoyan	BPucara	BMLAN	BPapallacta
2022	1	1	0	258.483	94.270	35.261	88.696	3.181
2022	1	1	1	259.825	94.917	35.070	88.576	3.175
2022	1	1	2	260.043	95.227	35.050	88.788	3.183
2022	1	1	3	257.576	94.817	34.866	88.455	3.139
2022	1	1	4	261.590	94.599	34.627	87.900	3.193
2022	1	1	5	260.074	93.621	34.640	89.443	3.202
2022	1	1	6	261.381	95.852	34.672	88.626	3.200
2022	1	1	7	256.689	95.969	34.928	88.799	3.126
2022	1	1	8	257.085	93.488	35.048	89.002	3.120
2022	1	1	9	259.028	93.466	35.564	89.237	3.158
2022	1	1	10	260.807	96.059	34.618	90.061	3.156
2022	1	1	11	254.395	93.603	35.499	89.968	3.210
2022	1	1	12	256.925	94.862	34.921	88.941	3.179
2022	1	1	13	259.134	93.725	34.609	89.294	3.144
2022	1	1	14	258.100	93.514	35.392	89.253	3.204
2022	1	1	15	255.705	94.269	34.795	88.200	3.208
2022	1	1	16	254.575	94.007	35.276	90.383	3.154
2022	1	1	17	261.180	95.436	35.018	90.330	3.177
2022	1	1	18	258.281	93.507	35.137	88.588	3.166
2022	1	1	19	255.283	94.331	34.976	89.490	3.181
2022	1	1	20	257.021	96.192	35.038	90.181	3.177
2022	1	1	21	254.230	94.216	34.722	90.291	3.175
2022	1	1	22	257.265	93.699	35.090	89.170	3.157
2022	1	1	23	258.443	95.103	34.544	88.414	3.149

Para culminar, se debe tener un dataframe de las líneas de transmisión del sistema, en esta se colocará el nodo de salida y el nodo de llegada, adicional a estos, se colocará la susceptancia y la capacidad de estas líneas de transmisión, en la Tabla 4.20 se puede observar un ejemplo de este.

Tabla 4.20. Datos de las líneas de transmisión

#	source	sink	linesus	linemva
1	BGeneroca	Trinitaria230	0.110	66.660
2	BEsmeraldasII	Esmeraldas230	0.125	63.000
3	BEsmeraldasUI	Esmeraldas230	0.112	160.000
4	BGZ	Trinitaria230	0.118	86.000
5	BTrinitaria	Trinitaria230	0.070	160.000
6	BStaRosa	Alluriquin230	0.131	120.000
7	BGuangopolo2	Alluriquin230	0.128	66.000
8	BGHernandez	Alluriquin230	0.093	120.000
9	BQuevedo	Quevedo230	0.136	156.000
10	BJaramijo	SGregorio230	0.112	176.000
11	BMiraflores	SGregorio230	0.071	120.000

4.4. IMPLEMENTACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

Dentro de la introducción de energías renovables no convencionales es importante recordar lo dicho en 4.3.2 en donde estas no forman parte de la función objetivo, solo de las restricciones y estas se modelan limitando la electricidad disponible de las plantas de energía eólica y solar en base a datos climáticos, estas se pueden simular aprovechando los datos sobre la velocidad del viento y la radiación solar. En la Sección 4.4.1 se expondrá las centrales solares fotovoltaicas que se implementarán según el PME en el 2025, de igual manera en la Sección 4.4.2 se expondrán las centrales eólicas.

4.4.1. Elaboración de Dataframes para las fuentes de energía solar fotovoltaica en PowNet.

Las fuentes de energía solar fotovoltaicas en Ecuador tienen un gran potencial de generación, lo que crea grandes oportunidades para proyectos de energía solar. Dentro de Ecuador existen centrales ya construidas en funcionamiento y otras que no están en funcionamiento, así mismo existe el plan de expansión con las centrales que se planea construir y estas constan en el PME realizado desde el año 2017 al 2027. En la Tabla 4.8 se muestra las centrales que serán introducidas en el modelo.

Para ingresar estas centrales al programa PowNet se necesita un recurso climático que ayude a estimar la energía que se producirá limitándose por la disponibilidad de esta, en este caso de utilizaran datos de radiación solar de la ubicación de las centrales obtenidas desde la página de la NASA, en este caso se utilizara datos del 2021, una vez obtenido los datos del recurso climático se debe estimar la potencia disponible para cada hora, para esto se realizó los siguientes pasos:

1. De los valores de radiación horarios, existe un valor máximo de radiación, este valor será el que genera la potencia efectiva de la central.
2. Se realiza una regla de tres para los demás promedios, es decir, si el caudal máximo me genera la potencia efectiva de la central ¿Cuál será mi potencia efectiva para el otro caudal promedio?

Una vez aplicado estos pasos, se elabora el dataframe de la potencia disponible horaria de la central solar fotovoltaica del modelo, en la Tabla 4.21 se muestra las primeras 24 horas de potencia disponible de la central El Aromo.

Tabla 4.21. Potencia disponible horaria en [MW] de la central El Aromo

Year	Month	Day	Hour	SGregorio230
2022	1	1	0	0.000
2022	1	1	1	0.000
2022	1	1	2	0.000
2022	1	1	3	0.000
2022	1	1	4	0.000
2022	1	1	5	0.000
2022	1	1	6	2.773
2022	1	1	7	14.160
2022	1	1	8	26.438
2022	1	1	9	53.676
2022	1	1	10	65.228
2022	1	1	11	68.496
2022	1	1	12	76.254
2022	1	1	13	86.046
2022	1	1	14	71.052
2022	1	1	15	52.298
2022	1	1	16	27.881
2022	1	1	17	10.205
2022	1	1	18	1.121
2022	1	1	19	0.000
2022	1	1	20	0.000
2022	1	1	21	0.000
2022	1	1	22	0.000
2022	1	1	23	0.000

4.4.2. Elaboración de Dataframes para las fuentes de energía eólica en PowNet.

Dentro de Ecuador existen centrales ya construidas en funcionamiento y otras que no están en funcionamiento, así mismo existe el plan de expansión con las centrales que se planea

construir y estas constan en el PME realizado desde el año 2017 al 2027. En la Tabla 4.8 se muestra las centrales que serán introducidas en el modelo.

Para ingresar estas centrales al programa PowNet se necesita un recurso climático que ayude a estimar la energía que se producirá limitándose por la disponibilidad de esta, en este caso de utilizaran datos de velocidad del viento de la ubicación de las centrales obtenidas desde la página de la NASA, en este caso se utilizara datos del 2021, una vez obtenido los datos del recurso climático se debe estimar la potencia disponible para cada hora, para esto se realizó los mismos pasos mostrados en la Sección 4.4.1, con la diferencia que el dato climático para las centrales eólicas es la velocidad del viento.

Una vez aplicado estos pasos, se elabora el dataframe de la potencia disponible horaria de la central solar fotovoltaica del modelo, en la Tabla 4.22 se muestra las primeras 24 horas de potencia disponible de las centrales Eólica Villonaco y Eólica Minas Huascachaca.

Tabla 4.22. Potencia disponible horaria en [MW] de las centrales eólicas

Year	Month	Day	Hour	Zamora500	Taday230
2022	1	1	0	1.309	5.200
2022	1	1	1	1.294	6.250
2022	1	1	2	1.152	5.500
2022	1	1	3	1.024	3.200
2022	1	1	4	0.839	1.650
2022	1	1	5	0.654	1.200
2022	1	1	6	0.512	1.600
2022	1	1	7	0.270	1.200
2022	1	1	8	0.199	1.700
2022	1	1	9	0.484	2.950
2022	1	1	10	0.811	3.200
2022	1	1	11	1.408	3.650
2022	1	1	12	3.016	10.300
2022	1	1	13	4.552	15.200
2022	1	1	14	5.533	16.750
2022	1	1	15	5.946	16.300
2022	1	1	16	5.832	14.650
2022	1	1	17	5.462	13.150
2022	1	1	18	5.121	12.800
2022	1	1	19	4.808	13.550
2022	1	1	20	4.538	15.350
2022	1	1	21	4.225	16.850
2022	1	1	22	3.371	15.900
2022	1	1	23	1.906	11.500

4.5. VALIDACIÓN DEL MODELO.

Una vez modelado el problema en la herramienta computacional, es importante la evaluación de resultados, el cual se analizará comparando el despacho económico de un día del año, esta comparación se realizará con datos adquiridos del despacho económico realizado por el CENACE y con los datos del despacho económico realizado en PowNet, En la Sección 4.5.1 se explicará el resultado que se debe obtener de la función objetivo del despacho realizado si ERNC y con ERNC. En la Sección 4.5.2 se analizará la gráfica de la producción energética obtenida por cada tipo de tecnología.

4.5.1. costo óptimo del modelo con ERNC y sin ERNC

La importancia de ver el costo óptimo de los dos despachos realizados es observar la diferencia de estas, es decir comparar como afecta al costo la introducción de las fuentes de energía renovable. Este costo óptimo lo proporciona el Solver una vez realizado la operación, en la Figura 4.4 se muestra el costo óptimo de un despacho realizado en PowNet para la operación de un día del sistema eléctrico.

```
Optimal solution found (tolerance 1.00e-04)
Best objective 9.577021644852e+04, best bound 9.577021644852e+04, gap 0.0000%
```

Figura 4.4. Costo óptimo del despacho realizado en un día

4.5.2. Producción de cada tipo de tecnología.

El objetivo de analizar estas graficas será evaluar el comportamiento del despacho económico, para verificar el objetivo de la optimización el cual es minimizar costos de operación de las centrales térmicas y despachar en primer lugar las centrales de energía renovables, a continuación, se presenta un ejemplo de la gráfica que será analizada para ver si la producción de las diferentes centrales cubre la demanda dada.

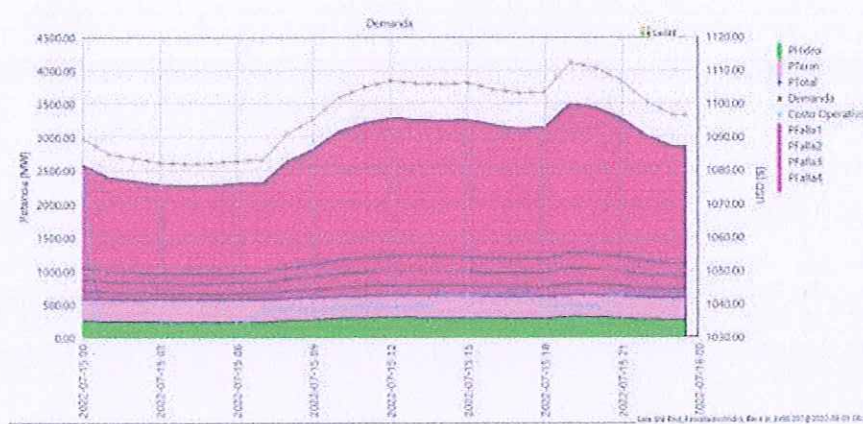


Figura 4.5. Ejemplo de gráfica de generación [34]

En la Figura 4.5 se puede observar que se tiene dos curvas principales, donde la curva de color rojo es la demanda, y la curva de color negro es la potencia generada, para este caso la potencia generada no cubre la demanda por lo que se puede decir que en este día la demanda no se puede cubrir con la potencia disponible que se tiene.

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se explica los resultados obtenidos del despacho económico realizado en la herramienta PowNet. En la Sección 5.1 se explicará los resultados que se obtiene de parte del Solver. En la Sección 5.2 se muestran los resultados del despacho económico realizado sin la introducción de energías renovables no convencionales. En la Sección 5.3 se muestra los resultados obtenidos del despacho económico realizado con integración de energías renovables no convencionales, En la Sección 5.4 se analizará el despacho realizado del año completo. Al final, en la Sección 0 Limitaciones que se tuvo al momento de realizar el despacho económico en la herramienta PowNet.

5.1. RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Al acabar la simulación para el año 2022, esta proporciona las siguientes series temporales en archivo .CSV:

- Estado operativo de las unidades gestionables
- Potencia generada por las distintas centrales de generación.
- Ángulos de voltaje en cada nodo
- Reservas giratorias y no giratorias.

Estas variables proporcionan información útil sobre la planificación, operación y gestión de sistemas de energía en conjunto. Por ejemplo, la información detallada sobre los estados operativos de las plantas puede respaldar el compromiso de la unidad y el despacho económico durante el horizonte de planificación, mientras que las estadísticas sobre la combinación de generación proporcionan una visión general de la dependencia del sistema de diversas fuentes de energía [17].

Para poder analizar cada serie de resultados, se presenta los datos obtenidos de un día del año, en la Tabla 5.1 se presenta la potencia generada total de los distintos tipos de centrales excluyendo la integración de energía renovable no convencional, además se presenta la carga y las pérdidas del sistema, también cabe resaltar que las pérdidas del sistema se representan en la Ecuación (5.1).

$$\sum Elec_{n,t} - \left((1 - TransLoss) * \sum Elec_{n,t} \right) \quad (5.1)$$

Tabla 5.1. Despacho de un día de la semana

Hora	Carga [MW]	Perdidas [MW]	Demanda Total [MW]	Total, de Hidroeléctrica [MW]	Total, de Térmica [MW]	Total, de importación [MW]	Despacho Total [MW]
0	3201.808	259.606	3461.414	3436.214	25.2	0	3461.414
1	3048.783	247.198	3295.982	3270.782	25.2	0	3295.982
2	2968.427	240.683	3209.110	3183.91	25.2	0	3209.11
3	2886.016	234.001	3120.017	3094.818	25.2	0	3120.018
4	2972.315	240.998	3213.314	3188.114	25.2	0	3213.314
5	3052.437	247.494	3299.932	3274.732	25.2	0	3299.932
6	2942.984	238.620	3181.604	3156.404	25.2	0	3181.604
7	3273.126	265.388	3538.515	3513.315	25.2	0	3538.515
8	3494.462	283.33477	3777.797	3700.597	77.2	0	3777.797
9	3709.994	300.810	4010.804	3739.554	271.25	0	4010.804
10	3751.684	304.190	4055.875	3748.12	307.754	0	4055.874
11	3848.01	312.000	4160.011	3766.66	393.351	0	4160.011
12	3812.887	309.153	4122.040	3751.685	370.355	0	4122.04
13	3957.787	320.901	4278.689	3751.736	526.953	0	4278.689
14	3955.239	320.695	4275.934	3742.93	533.005	0	4275.934
15	3906.666	316.756	4223.423	3742.042	481.381	0	4223.423
16	3718.766	301.521	4020.288	3694.304	325.984	0	4020.288
17	3628.43	294.197	3922.627	3566.643	355.984	0	3922.627
18	4041.812	327.714	4369.526	3826.089	543.437	0	4369.526
19	4152.202	336.665	4488.867	3856.563	545.183	87.121	4488.867
20	4049.427	328.331	4377.759	3822.117	545.374	10.269	4377.759
21	3941.803	319.605	4261.409	3812.116	449.293	0	4261.409
22	3759.324	304.810	4064.134	3737.083	327.051	0	4064.134
23	3493.565	283.262	3776.827	3681.691	95.135	0	3776.827

En primer lugar, en la Figura 5.1 se observa la diferencia de la producción de cada tipo de tecnología.

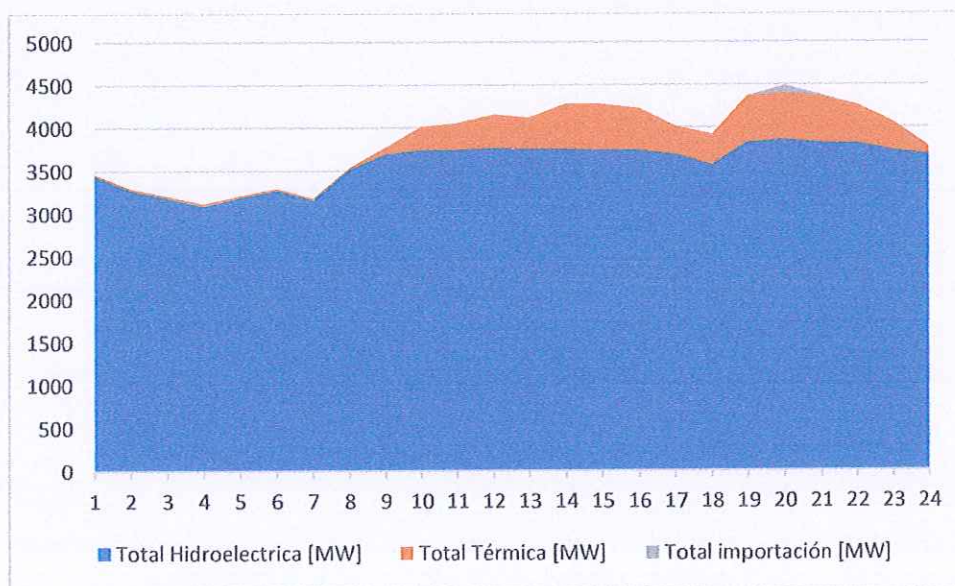


Figura 5.1. Potencia Generada por cada tipo de tecnología

En la Figura 5.1, se observa que para este día no se tiene tanta potencia generada por parte de las centrales térmicas, y también la potencia de importación solo es necesaria de 19h00 a 20h00 que es hora pico, la mayor parte de la demanda la cubre la potencia generada de las centrales hidroeléctricas, son las horas pico las que no es suficiente la potencia generada por estas centrales y entran en funcionamiento las centrales térmicas, sin embargo el despacho total realizado de las centrales cubre la demanda total de ese día incluyendo la reserva operativa que se deja.

5.2. DESPACHO ECONÓMICO SIN INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Luego de introducir como es el despacho realizado por la herramienta computación PowNet, se procede a analizar el despacho económico sin introducción de energías renovables no convencionales, el despacho se analizará para dos días de los que se dispone información, los días en cuestión son el 28 de diciembre de 2022 y 01 de enero de 2023, estas fechas para el análisis de resultados se los denominara como día 1 y día 2 respectivamente, la producción energética se comparara el de la herramienta computacional con el del CENACE, esto servirá para validar la herramienta, ya que es importante poder compararlo con datos reales realizados por el encargado de la operación del sistema eléctrico en Ecuador.

Para esto, en primer lugar, se analizará la producción de la central Coca Codo Sinclair, en la Tabla 5.2 se puede observar por un lado la producción de esta central en MW del CENACE, y por otro lado la producción de esta central en MW ingresada en PowNet para el día 1, cabe recalcar que la potencia disponible se la estimo tal y como se explica en la Sección 4.2.3. Por ese motivo es importante comparar primero la generación de una central en este día y analizar que afecta para que no sea igual.

Tabla 5.2. Producción de la central CCS

Hora	PowNet [MW]	CENACE [MW]	Carga [MW]
0	914.009	760.000	2969.096
1	923.131	720.404	2888.572
2	853.359	686.345	2850.610
3	900.125	378.137	2806.330
4	471.871	372.405	2863.218
5	594.785	471.222	2989.199
6	927.126	375.559	2886.713
7	808.344	618.775	3167.302
8	926.961	577.995	3478.661
9	928.051	633.636	3636.905
10	945.232	740.305	3790.510
11	934.366	757.360	3841.738
12	915.812	714.487	3789.732
13	935.254	750.446	3900.078
14	936.790	732.687	3959.284
15	951.759	720.725	3932.611
16	931.893	691.678	3830.669
17	919.662	647.893	3705.105
18	945.805	776.171	4206.757
19	937.492	753.510	4163.433
20	945.771	702.961	4016.683
21	936.481	695.742	3785.439
22	915.668	633.636	3499.630
23	925.150	658.653	3207.000

En la Figura 5.2, se observa la variación de potencia generada en cada hora de la central Coca Codo Sinclair, tanto de la producción energética de PowNet como la del CENACE.

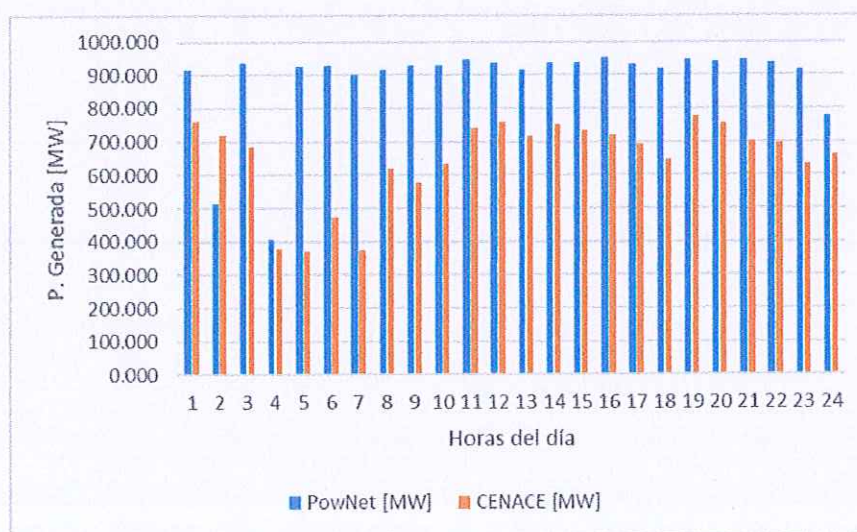


Figura 5.2. Potencia Generada de la central Coca Codo Sinclair

En la Figura 5.2 se puede ver que la potencia generada por la herramienta PowNet es mayor a la del CENACE, con respecto a la carga que tiene ese día la central Coca Codo en PowNet representa un promedio del 26% de la carga de ese día, y del CENACE representa un 19% de la carga, esto se puede deber a varios factores como:

- Diferente disponibilidad de potencia para ese mes.
- Al ser un modelo reducido del SNI, no se consideraron algunas centrales, por lo que la herramienta computacional se ve obligado a despachar más potencia de esta central.

Estos factores inciden al momento de buscar una solución al problema, para este día al momento de ingresar los datos a la herramienta, la potencia disponible de la central fue del 100% de su potencia efectiva, por tal motivo esta central puede despachar hasta su límite que fue 1333,33 [MW] de potencia disponible. Es así como el despacho realizado para esta central tanto del CENACE como el de la herramienta computacional son correctos.

Una vez revisado el despacho que realiza una central en dicho día, se analizará ahora la carga que se tiene, en la Tabla 5.3 se puede observar la demanda que se tiene en ese día, a pesar de que para la herramienta computacional se estimó la demanda como se menciona anteriormente, para estos dos casos de análisis se tendrá la misma demanda.

Tabla 5.3. Demanda del sistema del día 1

Hora	Carga [MW]	P. perdidas [MW]
0	2959.820	240.738
1	2879.290	234.208
2	2841.330	231.130
3	2797.050	227.541
4	2853.940	232.153
5	2979.920	242.368
6	2877.430	234.058
7	3158.020	256.808
8	3469.380	282.054
9	3627.620	294.885
10	3781.230	307.339
11	3832.460	311.492
12	3780.450	307.276
13	3890.800	316.222
14	3950.000	321.023
15	3923.330	318.860
16	3821.390	310.595
17	3695.820	300.414
18	4197.480	341.089
19	4154.150	337.576
20	4007.400	325.677
21	3776.160	306.928
22	3490.350	283.754
23	3197.720	260.027

La demanda se la puede evidenciar de una mejor forma en la Figura 5.3, a su vez el despacho realizado por PowNet considera pérdidas en el sistema las cuales se calculan con la Ecuación (5.1), en la Figura 5.3, se observa la curva característica de la demanda y esta curva se suma la potencia de pérdidas.

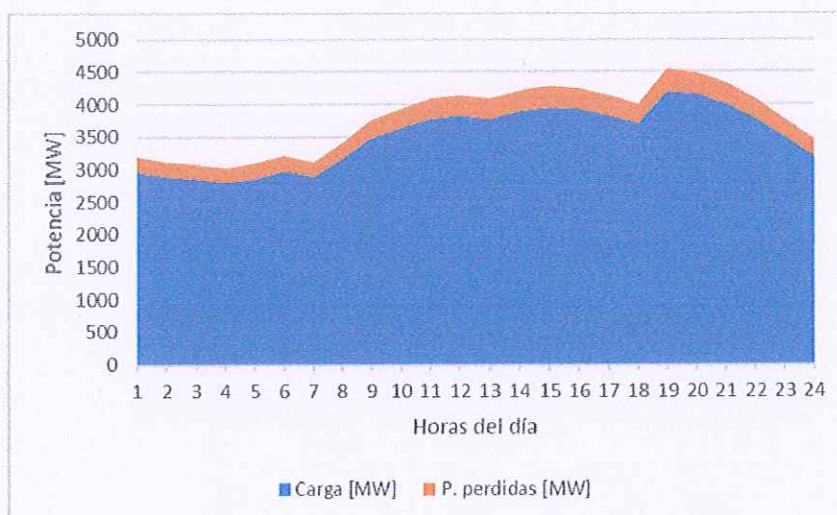


Figura 5.3. Demanda del sistema del día 1

A continuación, en la Tabla 5.4 se indica la producción por tipo de tecnología en el día 1, tanto del despacho realizado por el CENACE, como el obtenido de la herramienta PowNet.

Tabla 5.4. Despacho por tipo de tecnología del día 1

Hora	PowNet			CENACE		
	Hidroeléctricas [MW]	Termoeléctricas [MW]	Importación [MW]	Hidroeléctricas [MW]	Termoeléctricas [MW]	Importación [MW]
0	3184.635	25.200	0.000	1786.136	942.960	240.000
1	3097.579	25.200	0.000	1700.612	942.960	245.000
2	3056.539	25.200	0.000	1662.650	942.960	245.000
3	3008.674	25.200	0.000	1620.370	940.960	245.000
4	3070.169	25.200	0.000	1665.258	942.960	255.000
5	3206.369	25.200	0.000	1791.249	942.950	255.000
6	3095.574	25.200	0.000	1698.763	942.950	245.000
7	3398.909	25.200	0.000	1978.352	958.950	230.000
8	3705.518	55.200	0.000	2258.711	974.950	245.000
9	3828.036	85.200	18.557	2421.955	974.950	240.000
10	3839.156	121.763	136.930	2544.560	1010.950	235.000
11	3846.633	151.579	155.019	2595.788	1010.950	235.000
12	3814.975	251.146	30.889	2533.782	1010.950	245.000
13	3840.022	250.882	125.394	2644.128	1010.950	245.000
14	3840.775	287.944	151.586	2693.334	1010.950	255.000
15	3854.047	250.815	146.608	2676.661	1010.950	245.000
16	3819.338	251.020	70.907	2579.719	1010.950	240.000
17	3823.265	182.253	0.000	2474.155	1010.950	220.000
18	3844.864	428.370	274.614	2970.507	1021.250	215.000
19	3850.661	392.955	257.392	2927.183	1021.250	215.000
20	3844.119	272.154	226.086	2780.433	1021.250	215.000
21	3837.269	205.585	49.516	2554.189	1021.250	210.000
22	3699.544	83.840	0.000	2292.220	992.410	215.000
23	3413.189	53.840	0.000	1984.590	992.410	230.000

Como se puede observar en la Tabla 5.4, la potencia generada de las centrales térmicas del CENACE es el 85% mayor a la producción energética de esta tecnología en PowNet, esto se debe a que el CENACE toma en cuenta 68 centrales térmicas y en nuestro sistema se toma en cuenta solo 20 centrales térmicas, de igual manera los factores mencionados en el análisis de la central Coca Codo Sinclair afecta para no tener un despacho similar al CENACE, a pesar de esta diferencia de producción, en la Figura 5.4 y en la Figura 5.5 se puede ver que el despacho realizado si cubre la demanda en los dos casos.

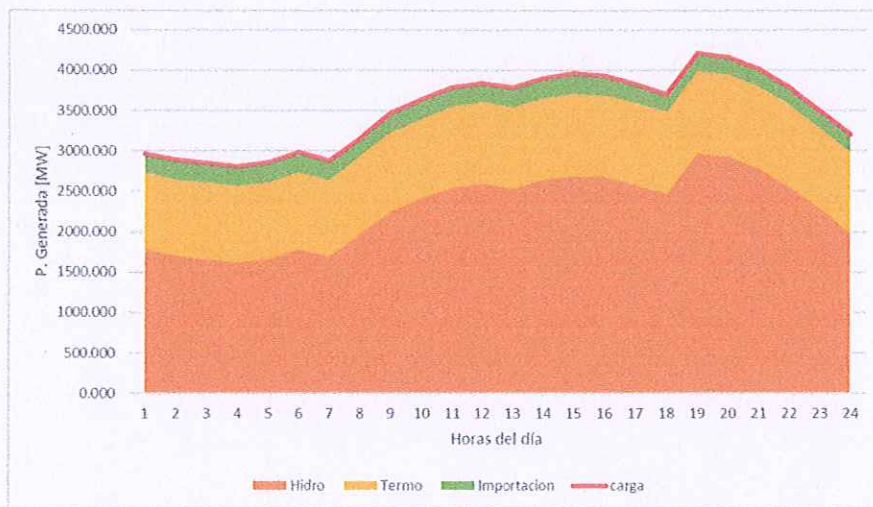


Figura 5.4. Despacho realizado por el CENACE por tipo de tecnología del día 1

En la Figura 5.4 el área en color naranja representa la potencia generada por las centrales hidroeléctricas, que son las que primero se despacha, luego se tiene la potencia generada por las centrales térmicas, y, por último, se tiene la potencia generada importada, para este día, la producción energética de las centrales hidroeléctricas es del 65%, de las térmicas el 28%, por último, la importación de energía es del 7%. Luego, en la Figura 5.5, el despacho realizado por PowNet.

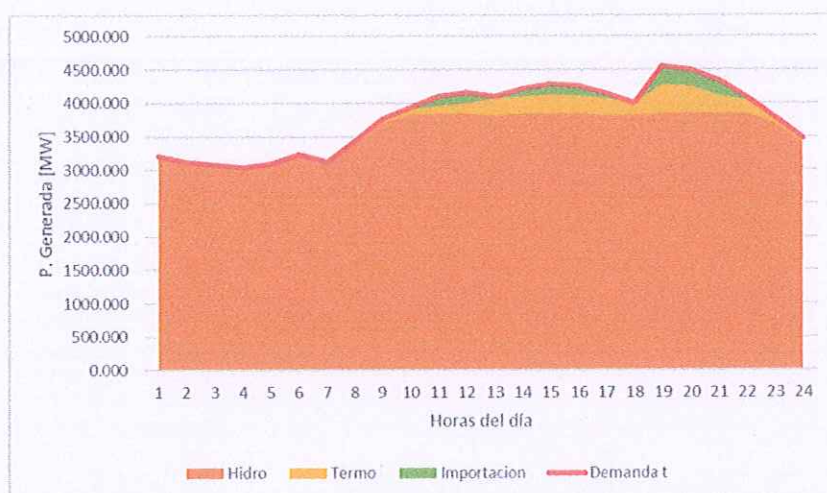


Figura 5.5. Despacho realizado en PowNet por tipo de tecnología del día 1.

En este caso de igual manera se tiene de color anaranjado la potencia genera por las centrales hidroeléctricas, que este caso es la predominante en el despacho realizado, por otro lado, de color amarillo está representado la producción de las centrales térmicas y de color verde la potencia de importación. Tanto en la Figura 5.4 y en la Figura 5.5 la demanda es cubierta, la diferencia de producción está en la disponibilidad de potencia que se tiene para las centrales hidroeléctricas dentro de los datos de PowNet, para este día en PowNet este tipo de tecnología despacha un 57% más en comparación a la producción del CENACE, Por otro lado, también se compara los costos de operación para este día, los cuales están representados en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Costos de operación del día 1 en dólares

CENACE	PowNet	Diferencia
\$ 864772.94	\$ 608649.438	30%

El costo obtenido en PowNet, es menor al proporcionado por el CENACE, esto se debe principalmente a la diferencia de producción que se tiene, es decir que:

- Las centrales hidráulicas tienen una mayor producción energética en el despacho realizado en PowNet, en este caso se tiene una diferencia del 11% con respecto al CENACE, el costo de las centrales hídricas es de 2 dólares, por más producción de centrales hidráulicas que se tenga menor será el costo, ya que, se necesitara menos producción de otras tecnologías que tienen un costo superior.
- Para las centrales térmicas se considera diferentes tipos de costos para su despacho, costos fijos, variables y de arranque, estos costos llegan a ser muy elevados para la

operación del sistema eléctrico, entonces, al tener menos producción de este tipo de tecnología, menos será su costo, analizando la producción de este día, las centrales térmicas tienen una producción del 28% de la producción total del CENACE, mientras que en PowNet, es menor del 4%, teniendo una diferencia del 85% de producción.

- En ambos despachos se considera producción energética de importación, de igual manera que las centrales térmicas la potencia generada por el CENACE es del 7%, mientras que, en PowNet es del 2%, la diferencia que se tiene entre estas del 71%, es decir que el despacho realizado por el CENACE considera igual importar energía para abastecer la demanda y así minimizar costos.

Ahora, para el día 2, se analiza de la misma manera que el día 1, para este día la potencia de demanda es mucho menor a la del primer día, y por ende es importante poder analizar cuando se tiene una carga menor, en primer lugar, se plantea la carga que se tiene en este día, dicha información consta en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Demanda del sistema del día 2

Hora	Carga [MW]	P. perdidas [MW]
0	2,933.93	237.886
1	2,829.05	229.382
2	2,739.55	222.126
3	2,662.70	215.894
4	2,591.34	210.109
5	2,491.75	202.034
6	2,067.14	167.606
7	2,128.76	172.602
8	2,222.80	180.227
9	2,304.46	186.848
10	2,386.00	193.459
11	2,465.76	199.927
12	2,497.11	202.468
13	2,475.10	200.684
14	2,468.34	200.136
15	2,466.30	199.970
16	2,471.22	200.370
17	2,546.47	206.471
18	3,105.21	251.774
19	3,088.40	250.411
20	3,039.08	246.412
21	2,882.33	233.702
22	2,743.44	222.441
23	2,627.51	213.041

Mientras que, en la Figura 5.6 se tiene la gráfica de la característica de la curva de la demanda del día 2, y también las pérdidas del sistema que se considera en PowNet.

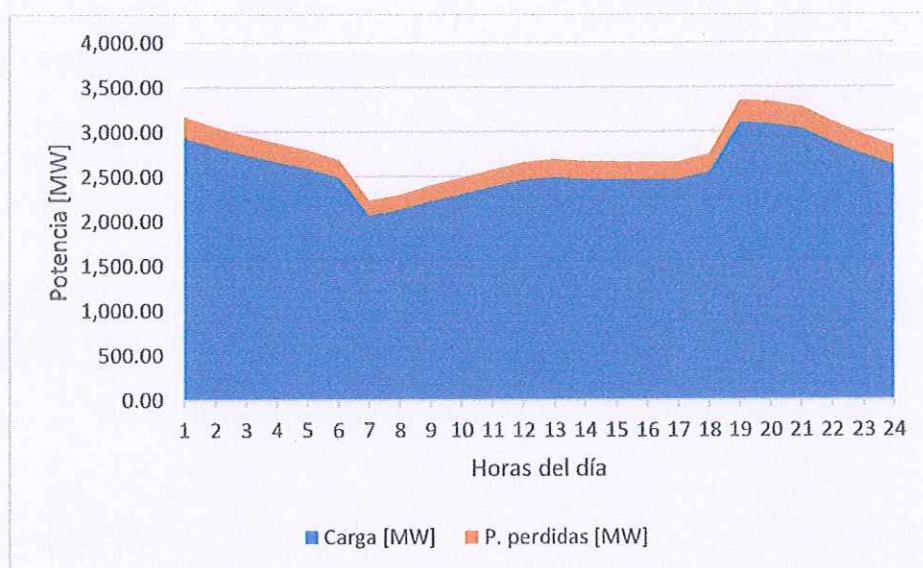


Figura 5.6. Demanda del sistema del día 2

A continuación, en la Tabla 5.9 se indica la producción por tipo de tecnología en el día 2, tanto del despacho realizado por el CENACE, como el obtenido de la herramienta PowNet.

Tabla 5.7. Despacho por tipo de tecnología del día 2

Hora	PowNet			CENACE		
	Hidroeléctricas [MW]	Termoeléctricas [MW]	Importación [MW]	Hidroeléctricas [MW]	Termoeléctricas [MW]	Importación [MW]
0	3146.615	25.200	0.000	1549.838	964.090	420.000
1	3033.231	25.200	0.000	1444.960	964.090	420.000
2	2936.476	25.200	0.000	1355.460	964.090	420.000
3	2853.391	25.200	0.000	1278.608	964.090	420.000
4	2776.248	25.200	0.000	1207.250	964.090	420.000
5	2668.583	25.200	0.000	1163.815	907.934	420.000
6	2209.552	25.200	0.000	937.599	709.546	420.000
7	2276.162	25.200	0.000	938.365	770.393	420.000
8	2377.826	25.200	0.000	948.965	858.834	415.000
9	2466.105	25.200	0.000	1009.221	875.234	420.000
10	2554.256	25.200	0.000	1040.643	930.353	415.000
11	2640.491	25.200	0.000	1128.274	932.490	405.000
12	2674.377	25.200	0.000	1132.419	944.690	420.000
13	2650.586	25.200	0.000	1110.411	944.690	420.000
14	2643.276	25.200	0.000	1103.648	944.690	420.000
15	2641.069	25.200	0.000	1101.608	944.690	420.000
16	2646.394	25.200	0.000	1107.176	944.047	420.000
17	2727.746	25.200	0.000	1163.211	963.263	420.000
18	3331.783	25.200	0.000	1676.118	1034.090	395.000
19	3313.611	25.200	0.000	1659.313	1034.090	395.000
20	3260.290	25.200	0.000	1614.988	1034.090	390.000
21	3090.829	25.200	0.000	1443.237	1034.090	405.000
22	2940.680	25.200	0.000	1345.349	998.090	400.000
23	2815.347	25.200	0.000	1286.547	935.960	405.000

Para analizar la producción por tipo de tecnología de PowNet y del CENACE, en la Figura 5.7 y Figura 5.9 se puede observar que el despacho realizado, Para ambos casos la producción energética cubre la demanda.

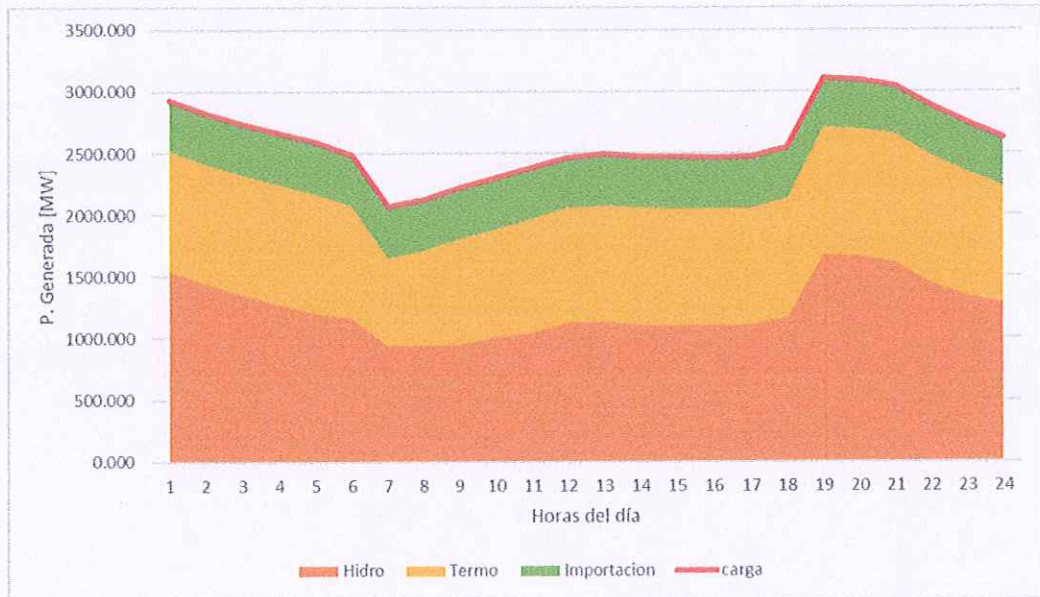


Figura 5.7. Despacho realizado por el CENACE por tipo de tecnología del día 2

En la Figura 5.7 se observa la producción energética del CENACE, en este día se necesitan los tres tipos de tecnologías para abastecer la demanda, a diferencia del despacho realizado en PowNet.

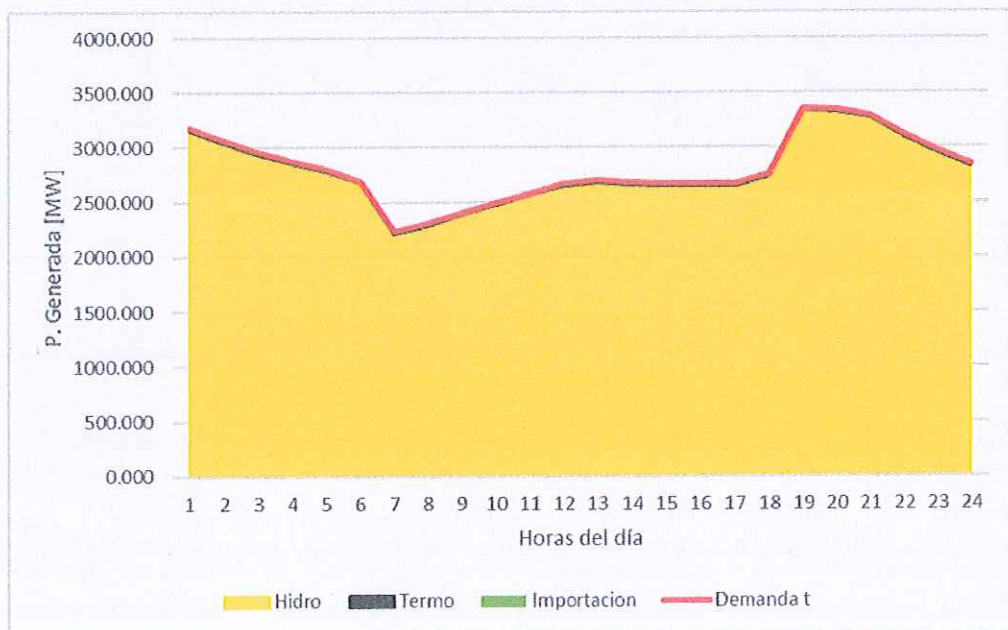


Figura 5.8. Despacho realizado en PowNet por tipo de tecnología del día 2.

En la Figura 5.9 se puede observar que las centrales hidroeléctricas cubren casi toda la demanda a excepción de 25.2 MW que es cubierto por las centrales térmicas, como se mencionó anteriormente, los datos ingresados en PowNet de las potencias disponibles para cada central, cuenta con una mayor potencia disponible de las centrales hidroeléctricas para que esta sea la mayor productora de energía en el despacho. A continuación, en la Tabla 5.8 se puede observar los costos de este día.

Tabla 5.8. Costos de operación del día 2 en dólares

CENACE	PowNet	Diferencia
\$ 498725.940	\$ 226590.134	55%

En este día, se puede evidenciar una diferencia mayor en el costo, de igual manera se debe a varios factores:

- La producción de las centrales hidroeléctricas es del 99%, es decir que la mayoría de producción tiene un costo de 2 dólares el MW, por tal motivo el costo tiende a ser menor. En cambio, la producción del CENACE de esta tecnología es del 48%, es decir que el 52% de la producción faltante es de térmicas y de importación que tienen un costo del MW superior al de las hídricas.
- La producción de térmicas en PowNet es del 1%, es decir que para todas las horas de este día hace falta apenas 25.2 MW para cubrir la demanda faltante, en cambio en la operación del CENACE, las centrales térmicas generan un 36% de la producción de este día, por tal motivo, el costo de operación de este día en el CENACE es superior, ya que tienen que contar con los costos antes mencionados y estos son elevados.

5.3. DESPACHO ECONÓMICO CON INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Tomando en cuenta las centrales mencionadas en la Sección 4.2.2, se realizó un segundo despacho con la introducción de energías renovables no convencionales, se comparará el despacho realizado en el día 1 tanto del CENACE, como de la herramienta PowNet, para empezar, se dispondrá de la misma carga del día 1 expresada en la Sección 5.2 en la Tabla 5.3, posterior a esto se realizó el despacho con ERNC donde se obtuvo los resultados presentados en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9. Despacho por tipo de tecnología con integración de ERNC del día 1

Hora	PowNet				CENACE			
	ERNC [MW]	Hidro [MW]	Termo [MW]	Importación [MW]	ERNC [MW]	Hidro [MW]	Termo [MW]	Importación [MW]
0	0.654	3183.980	25.200	0.000	9.280	1776.856	942.960	240.000
1	1.600	3095.979	25.200	0.000	9.320	1691.292	942.960	245.000
2	1.200	3055.339	25.200	0.000	8.680	1653.970	942.960	245.000
3	1.700	3006.974	25.200	0.000	9.140	1611.230	940.960	245.000
4	2.950	3067.219	25.200	0.000	9.990	1655.268	942.960	255.000
5	3.200	3203.169	25.200	0.000	9.780	1781.469	942.950	255.000
6	7.831	3087.743	25.200	0.000	10.960	1687.803	942.950	245.000
7	24.460	3374.449	25.200	0.000	12.070	1966.282	958.950	230.000
8	41.638	3693.880	25.200	0.000	14.670	2244.041	974.950	245.000
9	70.426	3810.068	25.200	26.100	18.170	2403.785	974.950	240.000
10	87.474	3839.156	25.200	146.020	21.890	2522.670	1010.950	235.000
11	88.978	3846.633	55.200	162.420	25.930	2569.858	1010.950	235.000
12	94.866	3814.975	85.200	101.968	26.190	2507.592	1010.950	245.000
13	103.967	3840.022	115.200	157.109	26.220	2617.908	1010.950	245.000
14	89.410	3840.775	177.200	172.921	24.850	2668.484	1010.950	255.000
15	72.186	3854.047	159.480	165.758	21.110	2655.551	1010.950	245.000
16	48.956	3819.338	159.480	113.491	20.880	2558.839	1010.950	240.000
17	29.476	3823.265	152.777	0.000	20.680	2453.475	1010.950	220.000
18	14.527	3844.864	414.080	274.376	18.350	2952.157	1021.250	215.000
19	11.386	3850.661	385.555	253.406	15.850	2911.333	1021.250	215.000
20	11.301	3844.119	244.747	242.192	14.930	2765.503	1021.250	215.000
21	8.852	3837.269	215.327	30.921	13.900	2540.289	1021.250	210.000
22	6.650	3643.351	133.383	0.000	13.760	2278.460	992.410	215.000
23	8.400	3355.247	103.383	0.000	13.090	1971.500	992.410	230.000

En la Figura 5.9 se observa la producción de cada tipo de tecnología del CENACE, como se observa la producción de las fuentes de energía renovable no convencional es mínima, prácticamente el aporte de producción de estas centrales es de 390 MW, esto es el 0.4% de la producción de este día, las centrales hidráulicas siguen teniendo mayor aporte con un 65% de la producción, las centrales térmicas aportan un 27.6% y la producción de importación es del 7%.

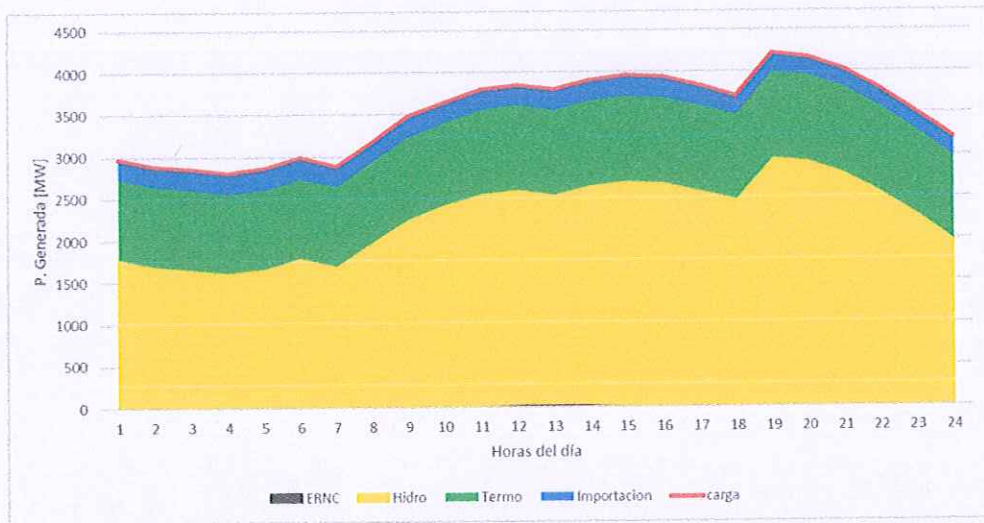


Figura 5.9. Despacho realizado por el CENACE con ERNC del día 1

En cambio, en el despacho realizado por PowNet, se puede observar en la Figura 5.10 que, si se tiene más producción de ERNC, cabe mencionar que dentro del despacho realizado por el CENACE no toman en cuenta la central fotovoltaica del Aromo ubicado en la provincia de Manabí, esta central cuenta con una potencia efectiva de 200 MW, que es una producción considerable dentro del despacho.

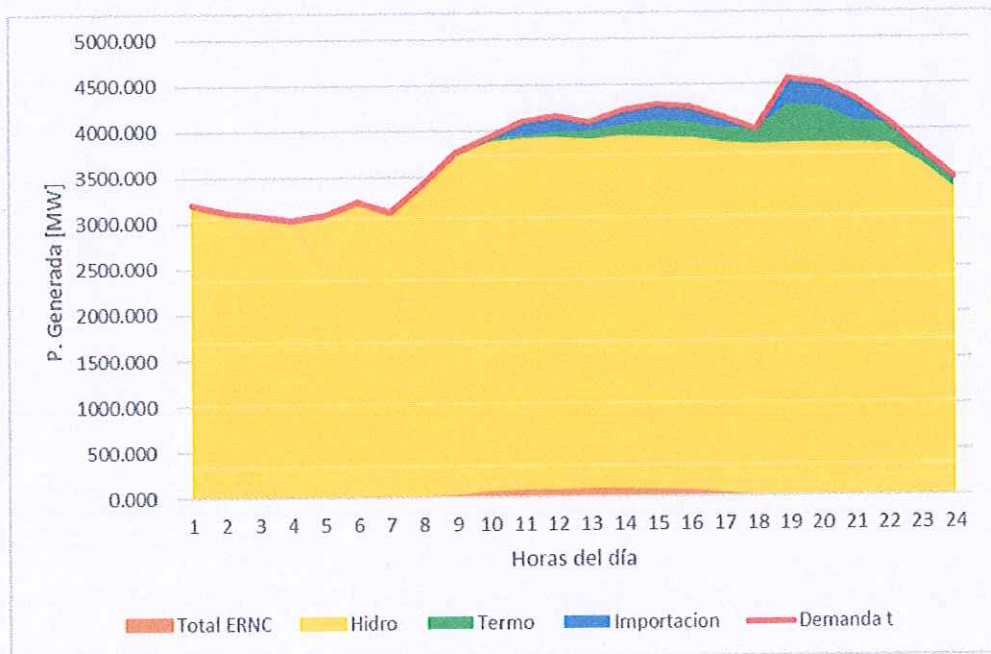


Figura 5.10. Despacho realizado en PowNet con ERNC del día 1.

Analizando los costos de este día con ERNC, el Costo que se dispone del CENACE es el mismo, por tal motivo se compara el costo del despacho realizado por PowNet, en la Tabla 5.10 se muestra el costo de operación para este día tanto del despacho realizado sin ERNC como con integración de ERNC.

Tabla 5.10. Análisis de costo del despacho

Sin ERNC	Con ERNC	Diferencia
\$ 608649.438	\$ 502400.846	17%

Como se puede observar, el costo con introducción de energía renovable no convencional es menor al despacho sin considerar estas fuentes, como se mencionó en la Sección 4.3.2, el costo de estas fuentes es cero, por lo cual primero se busca despachar estas centrales ya que es a un menor costo de las otras centrales, pero se debe tomar en cuenta que estas centrales son intermitentes y no tienen gran capacidad disponible dentro del Ecuador.

5.4. DESPACHO DEL AÑO 2022

Ahora se analizar la energía producida durante el año 2022 por la herramienta PowNet, y a la vez se la comparar con la energía producida durante el mismo año del CENACE, estos datos constan dentro del informe anual 2022 realizado por el ente mencionado en [35]. Por un lado, se analizará en la Tabla 5.11 la energía producida por cada tipo de tecnología en este año de la herramienta PowNet, el objetivo de este será ver la producción tanto sin ERNC como con integración de ERNC.

Tabla 5.11. Producción bruta por tipo de tecnología [GWh], 2022

	Hidro [GWh]	Hidro [%]	Termo [GWh]	Termo [%]	Importación [GWh]	Importación [%]	ERNC [GWh]	ERNC [%]
SIN ERNC	31537.352	96.672	893.493	2.739	192.034	0.589	0	0
CON ERNC	31331.758	96.042	680.504	2.086	218.145	0.669	392.454	1.203

Como se puede observar, la mayor producción energética es de las centrales hidroeléctricas con más del 95% tanto con inclusión y sin inclusión de ERNC, en el despacho realizado en PowNet la mayor disponibilidad de potencia es de este tipo de tecnología, seguido de esta viene las centrales térmicas que ocupa un porcentaje menor al 3%, sin embargo en el despacho realizado con ERNC, el porcentaje de esta es menor que el despacho sin ERNC, en tanto a la producción energética de importación, sucede el caso contrario, a pesar que el porcentaje es

menor al 1% en los dos casos, en el despacho realizado con ERNC se tiene más producción de importación, en cuanto a la introducción de ERNC, la producción de esta es del 1.2%.

En la Figura 5.11, se puede apreciar lo mencionado antes para la producción energética del despacho realizado sin ERNC.

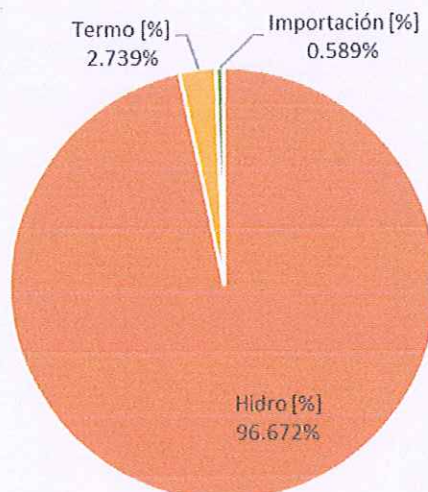


Figura 5.11. Producción bruta por tipo de tecnología sin ERNC [GWh], 2022

En la Figura 5.12, se puede apreciar lo mencionado antes para la producción energética del despacho realizado con ERNC

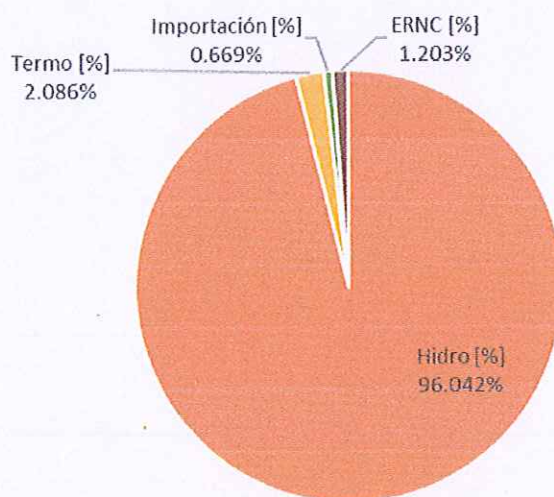


Figura 5.12. Producción bruta por tipo de tecnología con ERNC [GWh], 2022

Luego de analizar la producción energética del despacho realizado por la herramienta PowNet, se analizará la producción energética con ERNC tanto de la herramienta computacional, como los datos del CENACE presentados en el Informe Anual 2022. Para esto,

se comparará la producción de las centrales hidroeléctricas del año 2022, en la Tabla 5.12 se puede ver cuál fue el total de producción para este tipo de tecnologías.

Tabla 5.12. Producción bruta de las centrales hidroeléctricas, 2022

	Hidro [GWh]	Hidro [%]
CENACE	24512.86	84.91
PowNet	31331.758	96.04

La producción energética de estas centrales del CENACE menor a la de PowNet, la diferencia es del 11%, como se explicó anteriormente, la potencia disponible para realizar el despacho en PowNet es mayor a la potencia disponible de las centrales del CENACE. Sin embargo, las centrales con mayor potencia son las que más producción tienen en los dos casos, en la Figura 5.13 se indica la producción bruta hidráulica anual (GWh) por central del año 2022 del CENACE.

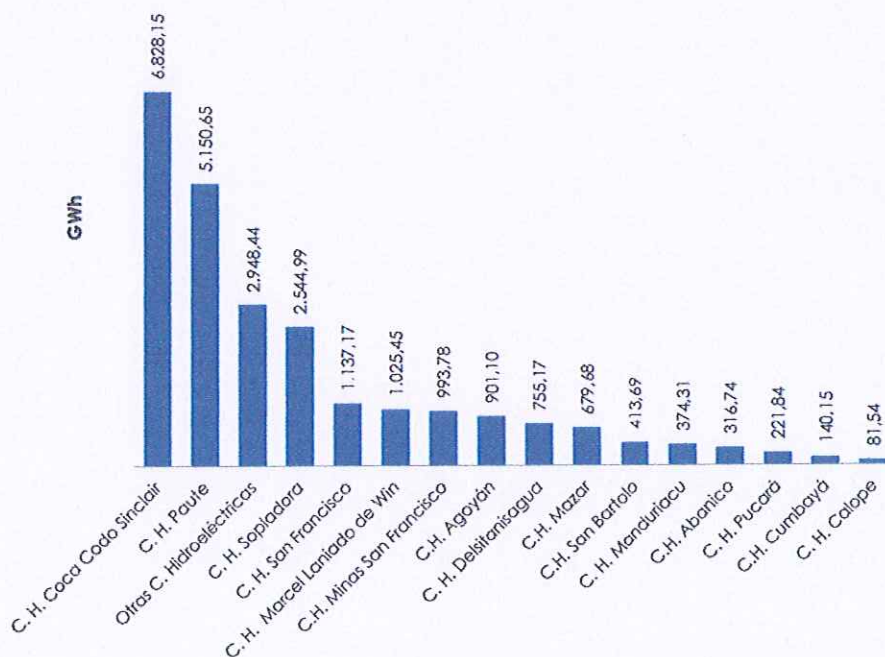


Figura 5.13. Producción bruta hidráulica anual del CENACE (GWh), 2022 [35]

En la Figura 5.14 se indica la producción bruta hidráulica anual (GWh) por central del año 2022 de la herramienta PowNet.



Figura 5.14. Producción bruta hidráulica anual de PowNet (GWh), 2022

Como se puede observar, el orden del despacho de las centrales es igual, la central que más potencia generada entrega en ambos casos es la de Coca Codo Sinclair, seguido por la central de Paute. Esto indica que a pesar de no tener exactamente la disponibilidad de cada central para el año 2022, la jerarquía de despacho en ambos casos es igual.

La producción total del CENACE se puede observar en la Figura 5.15

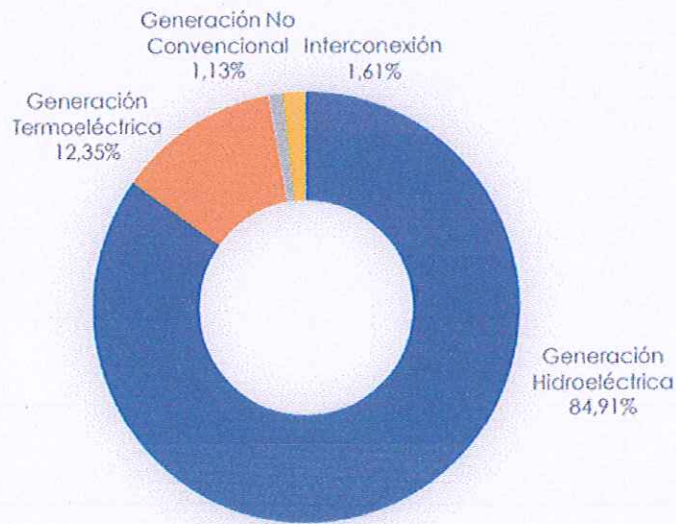


Figura 5.15. Producción bruta energética anual porcentual, 2022 [35]

La Figura 5.15, en comparación a la Figura 5.12, es la producción bruta energética anual de la herramienta PowNet, se puede observar que la generación termoeléctrica del CENACE, tiene un porcentaje bastante mayor a la de PowNet, debido a las causas mencionadas en la Sección

5.2, mientras tanto el porcentaje de la producción de ERNC y de Interconexión son bastantes parecidos.

Para terminar, es importante analizar que el despacho realizado en un año cubra la demanda establecida, en este caso la demanda que se tuvo en el año 2022 fue de 30176.163 [GWh], en la Tabla 5.13 se puede observar tanto el despacho realizado sin introducción de ERNC, como el despacho con introducción de ERNC, cabe mencionar que la demanda total es igual a la suma de la potencia demandada más las pérdidas del sistema.

Tabla 5.13. Despacho del año 2022, de la herramienta PowNet.

	Hidro [GWh]	Termo [GWh]	Importación [GWh]	ERNC [GWh]	P. generada Total [GWh]	Carga [GWh]	Pérdidas [GWh]
SIN ERNC	31537.35	893.49	192.03	0.00	32622.88	30176.16	2446.72
CON ERNC	31331.76	680.51	218.15	392.46	32622.88	30176.16	2446.72

5.5. LIMITACIONES

En esta Sección se presenta las limitaciones que se tuvo al momento de realizar el despacho en PowNet, las cuales afectan en la evaluación de resultados de la herramienta computacional en la que se realizó el despacho del SNI.

- La potencia disponible en las centrales hidroeléctricas para realizar el despacho económico en la herramienta PowNet, se estimó mediante distintos métodos explicados en la Sección 4.2.3. Por tal motivo, potencia disponible dichas centrales es un factor que influye al momento de evaluar la operación del SNI, como se observa en la Tabla 5.12 la diferencia de producción energética es del 11%, es decir que para la herramienta computacional se tiene más disponibilidad de potencia de las centrales hidráulicas.
- En la Tabla 5.11, se puede observar que la producción térmica en PowNet es menor al 3%, mientras que, en el CENACE la producción es del 12%, esta diferencia se debe a que las centrales térmicas en el modelo del SNI reducido realizado, son menores a las del modelo del SNI completo, esto afecta a la producción de las centrales térmicas.
- Para la introducción de fuentes de energía renovable no convencional, se consideró lo dicho en la Regulación Nro. ARCERNR – 004/20 acerca del costo de estas fuentes, en la cual dice que “Si la generación distribuida tiene como recurso primario

energía renovable no convencional se considera un costo variable de producción con valor cero”, sin embargo, en esta regulación no menciona nada acerca de los costos fijos de estas centrales, por tal motivo en la función objetivo del modelo matemático del despacho económico la producción de ERNC se multiplica directamente por un costo cero.

- En el modelo matemático se consideran tanto restricciones de reserva rodante como no rodante, sin embargo, no se aplica un costo a estas reservas, este es un factor que incide en la diferencia de costos que se tuvo en PowNet en comparación al costo del CENACE.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para finalizar este proyecto de investigación, en la Sección 6.1 se presenta las conclusiones del proyecto y en la Sección □ sus respectivas recomendaciones.

6.1. CONCLUSIONES

- Tras una exhaustiva revisión del estado del arte con relación a la evaluación operativa de sistemas eléctricos, se procedió a seleccionar cinco investigaciones con el propósito de llevar a cabo un proceso de optimización dirigido a resolver el problema del despacho económico. Estas investigaciones abordaron diversas herramientas computacionales. Posteriormente, se realizó un análisis comparativo detallado entre las diferentes propuestas, y a raíz de este análisis, se optó por el modelo desarrollado en Python conocido como PowNet. Este modelo demostró una adecuada adaptación a las características del sistema eléctrico ecuatoriano gracias a su formulación matemática específica. La elección de PowNet también se basa en su implementación en el lenguaje de programación Python, lo cual permite un acceso completo al código fuente. Esta característica facilita la posibilidad de realizar ajustes y modificaciones que permitan una adaptación más precisa y efectiva a las necesidades del caso que se pretende abordar.
- La recopilación de datos del Sistema Nacional Interconectado ha presentado un desafío significativo en el transcurso de esta investigación, debido a la falta de disponibilidad de información, como la potencia disponible en cada central hidroeléctrica a lo largo de las horas. Para abordar esta limitación, se ha propuesto una metodología de generación de datos horarios aleatorios. Mediante esta estrategia, se logró construir una base de datos que abarca la disponibilidad de potencia en centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas. Como resultado, el proceso de despacho económico pudo ser ejecutado en condiciones que se asemejan más a escenarios realistas de operación del sistema de potencia de Ecuador.
- Al evaluar la herramienta computacional PowNet, se observó que tanto el despacho realizado por el CENACE como el efectuado mediante la herramienta computacional comparten el objetivo de minimizar los costos de producción en las centrales. Sin embargo, se identifican diferencias en sus resultados debido a factores como la disponibilidad de recursos en diferentes momentos y la cantidad de centrales consideradas en el modelo. Es relevante notar que mientras la producción térmica del

CENACE representa un 12.35% de la producción anual, en PowNet este valor se reduce a menos del 3%. Aunque esta variación es significativa, es importante destacar que PowNet logra un 96% de producción hidroeléctrica, mientras que el CENACE alcanza un 85%.

- Al incorporar fuentes de energía renovable no convencional (ERNC), se destaca en primer lugar su naturaleza intermitente debido a la variabilidad climática que afecta su disponibilidad en el tiempo, lo cual puede incidir en la operación del sistema. Además, al carecer de un costo de producción dentro del modelo matemático, estas centrales son priorizadas por el programa de despacho. En el caso de estudio del primer día, se evidencia claramente que la inclusión de ERNC en el proceso de despacho económico conlleva una reducción en el valor de la función objetivo. La disparidad entre los costos resultantes es del 17%, indicando que al integrar ERNC se logra un ahorro en comparación con un despacho que no considera estas fuentes.

6.2. RECOMENDACIONES

- Dentro de la revisión del estado del arte, es importante primero investigar que tan factible sería ese programa, para la aplicación que se desea realizar, en el caso de investigar herramientas para evaluar la operación y planificación de un sistema de potencia, primero se debe identificar el modelo matemático que se va a usar y que este sea aplicable para el caso de estudio, luego a pesar de que son herramientas Open Source, asegurarse que estas no necesiten un componente adicional que sea de paga.
- Como se mencionó anteriormente, la recopilación de información ha sido un desafío dentro de la investigación, por lo que se recomienda conocer el grado de complejidad de pedir o recopilar esta información, en el caso de querer modelar el SNI se debe optar por realizar un modelo reducido con la información que se tiene a disposición y también debido a que modelar el SNI completo es un gran desafío, además la metodología aplicada para estimar datos faltantes en el programa, podría mejorarse aplicando otros métodos como el de Monte Carlo.
- Para evaluar la herramienta PowNet, se recomienda hacerlo en una aplicación interactiva que permita comprender el código realizado, en la investigación se utilizó la aplicación Jupyter, ya que esta permite correr parte por parte el código de programación según se vaya creando las distintas celdas.

- Una vez revisado y evaluado el programa, se recomienda revisar que modificaciones se puede realizar al código, y es importante saber dónde hacerlas y que partes del código afecta esta modificación.

7. REFERENCIAS

- [1] *LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO*. [Online]. Available: www.lexis.com.ec
- [2] “TRANSFORMACION Y SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO,” *PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD*, pp. 43–69, 2020, Accessed: Feb. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [3] F. Mohamad and J. Teh, “Impacts of energy storage system on power system reliability: A systematic review,” *Energies*, vol. 11, no. 7. MDPI AG, 2018. doi: 10.3390/en11071749.
- [4] Z. L. Gaing, “Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1187–1195, Aug. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814889.
- [5] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh, and S. G. Srivani, “Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 365–379, Dec. 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.00030.
- [6] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Balance Nacional de Energía Eléctrica,” *Control Recursos y Energía*, Feb. 2023. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/balance-nacional-de-energia-electrica/#> (accessed Apr. 20, 2023).
- [7] V. Reséndiz, “MÉTODOS DETERMINISTAS PARA PLANEAR LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN,” Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2017. Accessed: May 17, 2023. [Online]. Available: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/24946/M%c3%a9todos%20Deterministas%20para%20Planear%20la%20Expansi%c3%b3n%20de%20Sistemas%20de%20Trasmisi%c3%b3n.pdf?sequence=4&isAllowed=y>
- [8] S. Guadalupe, “DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (Sistema: Ambato-Riobamba),” Quito, Jun. 1977. Accessed: May 17, 2023. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6907/1/T1266.pdf>
- [9] J. Jaramillo, “DESPACHO ECONOMICO HIDROTERMICO MEDIANTE PROGRAMACION EN REDES INCLUYENDO LA RED ELECTRICA,” Quito, 1993.

- Accessed: May 17, 2023. [Online]. Available:
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5784/1/T69.pdf>
- [10] A. Borrero, A. Cabrera, and C. Durán, “DESPACHO HIDROTERMICO EN SISTEMAS ELECTRICOS PEQUEÑOS,” *JIEE*, vol. 10, pp. 149–160, 1989, Accessed: Feb. 14, 2023. [Online]. Available:
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9583/2/1989AJIEE-21.pdf>
- [11] D. Camac, “PROGRAMACION DINAMICA DUAL DETERMINISTICA EN EL DESPACHO HIDROTERMICO,” 1994. Accessed: Feb. 15, 2023. [Online]. Available:
https://www.academia.edu/33639483/PONTIFICIA_UNIVERSIDAD_CATOLICA_DE_CHILE_ESCUELA_DE_INGENIERIA_PROGRAMACION_DINAMICA_DUAL_DETERMINISTICA_EN_EL_DESPACHO_HIDROTERMICO
- [12] M. Madrigal, “FORMULACION UNIFICADA DE COORDINACION HIDROTERMICA DE CORTO PLAZO UTILIZANDO MODELOS DETALLADOS,” 1995. Accessed: Feb. 14, 2023. [Online]. Available:
<http://eprints.uanl.mx/7558/1/1020112507.PDF>
- [13] N. Ruiz and W. Ospina, “ALGORITMO GENÉTICO COMO MÉTODO DE SOLUCIÓN AL DESPACHO HIDROTÉRMICO DE CORTO PLAZO,” Universidad de La Salle, Bogota, 2021. Accessed: Feb. 15, 2023. [Online]. Available:
https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1626&context=ing_electrica
- [14] D. Benavides, “MODELO ESTOCÁSTICO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO CON INCORPORACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO,” Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2022.
- [15] N. Augustine, S. Suresh, P. Moghe, and K. Sheikh, “Economic Dispatch for a Microgrid Considering Renewable Energy Cost Functions,” *IEEE PES Tecnologías innovadoras de red inteligente (ISGT)*, pp. 1–7, 2012.
- [16] G. J. Osório, J. M. Lujano-Rojas, J. C. O. Matias, and J. P. S. Catalão, “A probabilistic approach to solve the economic dispatch problem with intermittent renewable energy sources,” *Energy*, vol. 82, pp. 949–959, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.01.104.
- [17] A. F. M. K. Chowdhury, J. Kern, T. D. Dang, and S. Galelli, “PowNet: A network-constrained unit commitment/economic dispatch model for large-scale power systems analysis,” *J Open Res Softw*, vol. 8, no. 1, 2020, doi: 10.5334/JORS.302.

- [18] D. Echeverria, C. Jaramillo, J. Benítez, J. Cepeda, and H. Arcos, “Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 19, no. 1, pp. 42–52, Jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.526.
- [19] M. Manzano, “Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano y sus desafíos,” Universidad Andina Simón Bolívar, Quito, 2022. Accessed: Jun. 04, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/9043/1/T3958-MRI-Manzano-Situacion.pdf>
- [20] G. Mayorga, “ESTUDIODE FACTIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR Y SUS PROYECCIONES CON LA MATRIZ PRODUCTIVA.,” Universidad de Guayaquil, Guayaquil, 2015. Accessed: Jun. 04, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/10688/1/TESIS%20Gaby.ultima.pdf>
- [21] “ATLAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO,” Quito, 2021. Accessed: Jun. 04, 2023. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Atlas2021.pdf>
- [22] “PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL,” 2021. Accessed: Jun. 04, 2023. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/PEI-CENACE-2021-2025-VF-06.04.2022.pdf>
- [23] A. Gómez, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, vol. 1. España, 2002.
- [24] O. Vargas, “DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED,” Quito, Jul. 2021. Accessed: Jun. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/M%C3%A9todo-de-soluci%C3%B3n-para-el-despacho-econ%C3%B3mico-en-y-Castro-Jes%C3%BAs/c789ec8c1c66d39fe94e62db84aac235a2c4d3dd>
- [25] B. Castro and K. Jesús, “Método de solución para el despacho económico en línea considerando restricciones y reglas de un mercado eléctrico,” 2019. Accessed: Jun. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/M%C3%A9todo-de-soluci%C3%B3n-para-el-despacho-econ%C3%B3mico-en-l%C3%ADnea-considerando-restricciones-y-reglas-de-un-mercado-el%C3%A9ctrico/Benito-Castro-and-Kristian-Jes%C3%BAs/1c66d39fe94e62db84aac235a2c4d3dd>

soluci%C3%B3n-para-el-despacho-econ%C3%B3mico-en-y-Castro-
Jes%C3%BA/c789ec8c1c66d39fe94e62db84aac235a2c4d3dd

- [26] M. Victoria and R. Martínez, “DESPACHO HIDROTÉRMICO ANUAL CONSIDERANDO MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN USANDO ALGORITMO GENÉTICO DE CHU-BEASLEY,” 2014. [Online]. Available: <http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>
- [27] J. Castro and D. Anzola, “SOFTWARE EN MATLAB PARA EL FLUJO ÓPTIMO CLÁSICO PARA EL DESPACHO HIDROTÉRMICO.” Accessed: Jun. 12, 2023. [Online]. Available: <https://es.scribd.com/document/467867235/despacho-hidrotermico>
- [28] D. Orbea, “DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES,” Quito, 2021. Accessed: Jun. 16, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19786/1/UPS%20-%20TTS244.pdf>
- [29] C. Spiegelger and J. I. Cifuentes, “DEFINICION E INFORMACION DE ENERGIAS RENOVABLES.” Accessed: Jun. 16, 2023. [Online]. Available: https://www.academia.edu/25030045/DEFINICION_E_INFORMACION_DE_ENERGIAS_RENOVABLES
- [30] G. Arguello, “ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA Y DESPACHO ECONÓMICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MICROREDES BASADOS EN ÁRBOLES DE DECISIÓN ESTOCÁSTICA,” Quito, 2018. Accessed: Jun. 16, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16581>
- [31] jorge Solano, “DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN CONSIDERANDO PRONÓSTICO DE LA DEMANDA, FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA,” Universidad Michoacana De San Nicolás de Hidalgo, Morelia, 2020. Accessed: Jun. 16, 2023. [Online]. Available: http://bibliotecavirtual.dgb.umich.mx:8083/xmlui/bitstream/handle/DGB_UMICH/3559/FIE-M-2020-0741.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [32] “Regulacion-004_20-Despacho-Operacion,” 004–20, 2020 Accessed: Aug. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp->

content/uploads/downloads/2022/05/Informe-
Sustento_CVPhidro_10mar2022_aprobado.pdf

- [33] I. Schlecht and H. Weigt, "Swissmod A Model of the Swiss Electricity Market Swissmod-A Model of the Swiss Electricity Market," 2014. [Online]. Available: <http://ssrn.com/abstract=2446807>Electroniccopyavailableat:<http://ssrn.com/abstract=2446807>https://ssrn.com/abstract=2446807Electroniccopyavailableat:<http://ssrn.com/abstract=2446807>
- [34] M. Paredes, "DESPACHO HIDROTÉRMICO DE CORTO PLAZO (DHT-CP) Revisión Bibliográfica de las Propuestas de Modelación y Solución de DHT-CP," 2022. Accessed: Feb. 15, 2023. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/23283/1/CD%2012698.pdf>
- [35] CENACE, "INFORME ANUAL 2022, Primera Parte," 2022. Accessed: Aug. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/Parte-1-Informe-Anual-2022.pdf>

8. ANEXOS



INFORME ANTI PLAGIO PROYECTO DE TITULACIÓN

Facultad:	Ciencias de la ingeniería y aplicadas
Carrera:	Ingeniería en electricidad
Nombre del docente evaluador que emite el informe:	Ing. MSc. Wilian Patricio Guamán Cuenca
Documento evaluado:	Proyecto de investigación presentado previo a la obtención del Título de ingeniero en electricidad
Autor del documento:	Sr. Dennis Bayardo Vásquez Barba
Programa de similitud utilizado:	Compilatio
Porcentaje de similitud según el programa utilizado:	6 %
Observaciones:	
<ul style="list-style-type: none">• El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones• El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones• El documento no cumple criterios de originalidad	X -- --
Fecha de realización del informe:	15/08/2023



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

tesis_Vasquez_FINAL1

6%
Similitudes

2% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas
5% Idioma no reconocido

Nombre del documento: tesis_Vasquez_FINAL1.docx
ID del documento: 14e25b5c3bee8098343585ae81fa4c04b453993d
Tamaño del documento original: 2,04 MB

Depositante: WILLIAN PATRICIO GUAMAN CUENCA
Fecha de depósito: 15/8/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 15/8/2023

Número de palabras: 32.984
Número de caracteres: 230.268

Ubicación de las similitudes en el documento:



Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio MSc.
Tutor del proyecto de Investigación



tesis_Vasquez_FINAL1

6%
Similitudes



2% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas
5% Idioma no reconocido

Nombre del documento: tesis_Vasquez_FINAL1.docx
ID del documento: 14e25b5c3bee8098343585ae81fa4c04b453993d
Tamaño del documento original: 2,04 MB

Depositante: WILIAN PATRICIO GUAMAN CUENCA
Fecha de depósito: 15/8/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 15/8/2023

Número de palabras: 32.984
Número de caracteres: 230.268

Ubicación de las similitudes en el documento:



Fuentes principales detectadas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	www.cenace.gob.ec 2 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (467 palabras)
2	dSPACE.ups.edu.ec Optimización del despacho hidrotérmico en el corto plazo bas... 2 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (367 palabras)
3	www.recursoyenergia.gob.ec 7 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (201 palabras)
4	repositorio.uasb.edu.ec 5 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (153 palabras)
5	repositorio.ug.edu.ec 7 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (140 palabras)

Fuentes con similitudes fortuitas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	repositorio.utc.edu.ec Diseño y modelado del sistema de puesta a tierra y apant... http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/8181/3/PI-001714.pdf.txt	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (36 palabras)
2	repositorio.utc.edu.ec http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7921/1/PI-001713.pdf#:~:text=Por lo antes expuesto, s...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (37 palabras)
3	www.cenace.gob.ec http://www.cenace.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=3279&force=0#...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (33 palabras)
4	fliphtml5.com INFORME ANUAL CENACE 2021 - Flipbook by Vanessa Almendariz ... https://fliphtml5.com/jksob/wisw/INFORME_ANUAL_CENACE_2021/	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (33 palabras)
5	Documento de otro usuario #a26d33 El documento proviene de otro grupo	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (19 palabras)

Fuentes mencionadas (sin similitudes detectadas) Estas fuentes han sido citadas en el documento sin encontrar similitudes.

- <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6907/1/T1266.pdf>
- <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5784/1/T69.pdf>
- <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9583/2/1989AJIEE-21.pdf>
- https://www.academia.edu/33639483/PONTIFICIA_UNIVERSIDAD_CATOLICA_DE_CHILE_ESCUELA_DE_INGENIERIA_PROGRAMACION_DINAMICA_DUAL_DETERMINISTICA_EN...

8.1. ANEXO B

8.1.1. MODELO DEL SNI REDUCIDO

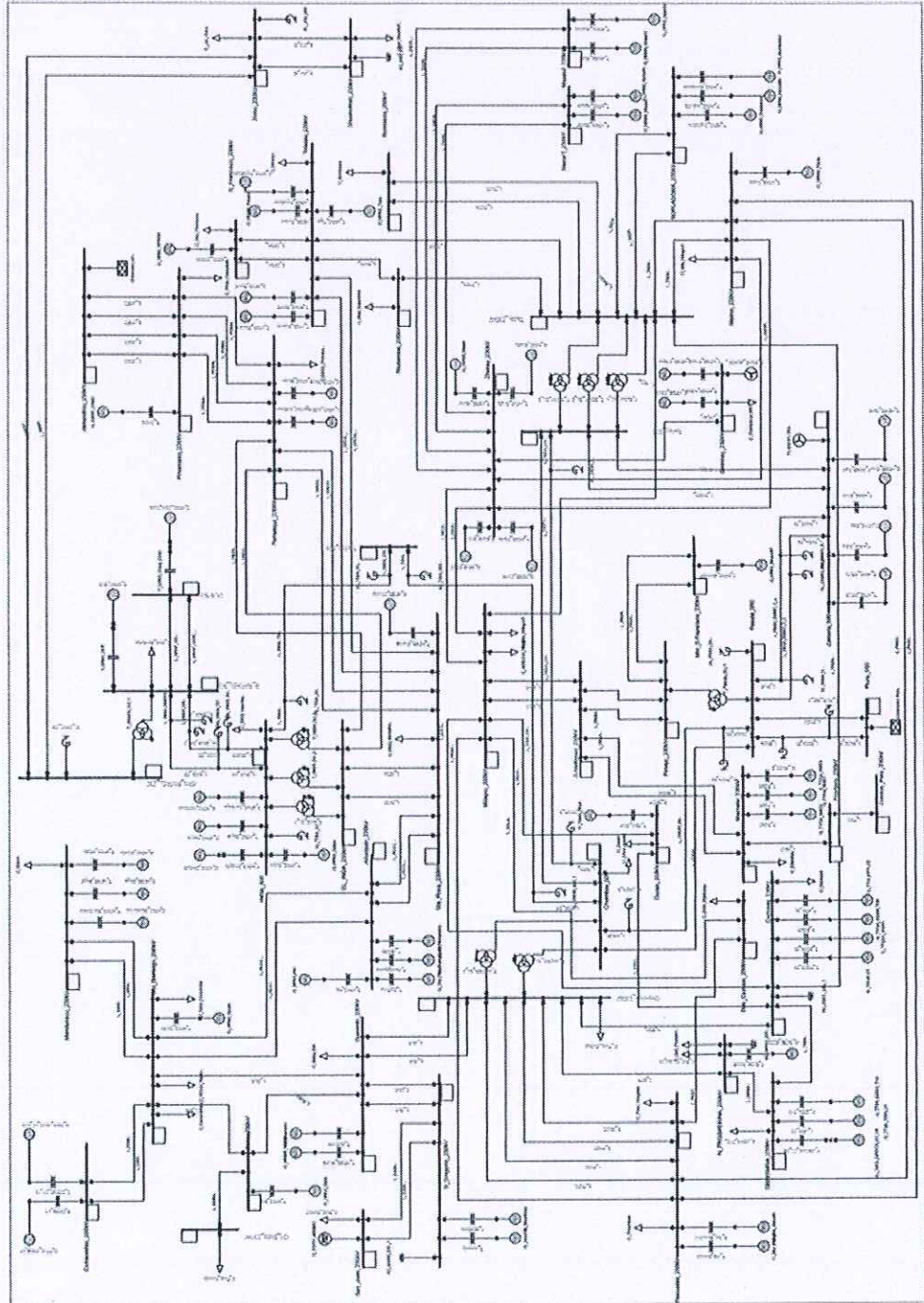


Figura 8.1. Modelo del SNI reducido

8.2. ANEXO C

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA HORARIA

8.2.1. Potencia horaria del sábado

Tabla 8.1. Demanda típica del sábado (Parte 1)

		C_ADELCA_Milag ro	C_Baba_Gl ri	C_Bomboiz a	C_Chon_Daul ar	C_Dcer_Bijanco rp
0:00	1:00	348.4	79.95	31.19	34.9	46.44
1:00	2:00	335.8	78.38	30.38	33.4	45.03
2:00	3:00	327.6	78.23	29.68	33.0	44.73
3:00	4:00	321.3	79.49	29.97	33.4	44.27
4:00	5:00	324.3	84.13	31.39	33.9	45.56
5:00	6:00	332.4	91.35	35.05	36.9	49.37
6:00	7:00	299.1	87.85	32.01	31.3	44.51
7:00	8:00	335.6	96.21	37.07	35.6	47.38
8:00	9:00	361.7	99.63	42.67	40.5	48.75
9:00	10:00	375.0	101.82	44.23	42.3	49.90
10:00	11:00	387.0	105.11	46.01	43.2	52.74
11:00	12:00	390.7	106.08	46.77	44.8	53.80
12:00	13:00	392.6	103.68	45.18	43.7	54.18
13:00	14:00	413.4	100.93	44.00	42.2	53.08
14:00	15:00	417.0	102.53	44.95	43.2	54.05
15:00	16:00	411.1	99.31	44.72	42.4	53.43
16:00	17:00	400.7	96.62	43.61	41.0	52.12
17:00	18:00	392.6	92.58	43.52	42.5	47.02
18:00	19:00	451.4	118.02	53.03	56.9	62.29
19:00	19:30	457.7	117.76	52.13	56.5	62.08
19:30	20:00	458.5	115.81	50.16	55.6	61.36
20:00	21:00	465.9	109.37	47.52	53.3	58.21
21:00	22:00	442.4	97.87	33.17	57.2	53.93
22:00	23:00	415.7	91.93	38.05	41.3	53.99
23:00	24:00	389.1	85.17	33.96	37.1	49.99

Tabla 8.2. Demanda típica del sábado (Parte 2)

C_Concordia	C_Esmeraldas_Borbon	C_SDom_SantoDomingo1	C_SDom_SantoDomingo2	C_Mant_Manta2	C_EEQ2_Pomasqui(SE57)	C_EEQ_IngaBajo(SE46)
13.67	61.92	13.04	81.36	281.84	338.23	104.90
12.97	59.70	12.85	77.35	267.22	328.22	105.24
13.24	59.65	12.63	76.35	261.03	320.99	105.13
12.90	57.90	12.61	74.54	253.99	331.18	96.06
13.17	57.63	12.22	75.68	248.14	342.61	109.14
13.45	58.39	12.07	81.43	247.60	376.81	132.41
11.55	51.28	10.94	72.82	224.29	387.95	144.18
13.09	56.79	11.94	82.73	255.24	436.65	159.05
14.05	63.47	13.11	92.88	286.20	452.62	188.55
14.44	68.52	13.06	95.04	308.65	471.68	197.26
15.00	71.07	13.96	101.47	331.49	491.68	196.27
15.13	72.95	14.31	101.93	343.38	496.14	194.45
15.41	74.56	14.29	100.07	353.64	494.81	197.38
15.82	75.86	14.53	102.32	370.57	480.03	192.00
15.17	74.07	14.60	103.28	373.41	476.64	189.96
15.39	73.16	14.04	101.57	361.69	469.79	184.38
15.01	70.54	14.16	101.01	343.28	462.01	175.37
15.41	68.71	14.10	99.74	325.38	470.83	173.23
18.95	81.82	16.63	118.38	360.46	508.75	206.08
18.15	81.85	16.68	117.28	363.03	508.15	207.37
18.30	80.99	16.70	115.92	364.34	500.91	210.18
17.94	79.38	16.30	111.36	363.54	473.15	199.88
16.82	74.69	15.71	101.30	350.79	430.02	178.23
14.88	69.42	14.90	91.46	331.99	385.79	154.40
14.36	63.44	14.22	85.50	313.31	354.96	126.99

Tabla 8.3. Demanda típica del sábado (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Eslusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
33.72	27.98	19.61	231.13	165.01	102.78	129.16
33.67	29.14	20.07	226.13	155.18	101.27	121.86
32.84	27.96	19.40	221.28	148.35	96.12	116.14
33.30	28.25	19.60	220.91	145.58	95.50	115.66
35.57	28.21	20.54	212.28	143.36	95.31	111.43
41.04	29.39	22.41	212.28	144.68	94.77	112.20
37.74	28.86	21.08	197.26	134.91	98.90	107.88
40.37	30.35	21.52	208.81	156.08	116.83	119.62
40.94	30.51	22.78	225.04	179.25	139.91	134.14
40.85	43.78	23.34	223.83	197.24	155.75	148.47
42.16	44.42	23.25	224.36	209.83	162.12	159.33
42.99	44.14	23.03	223.88	215.14	163.71	163.64
42.64	44.13	22.34	228.15	218.94	164.02	150.30
41.46	44.55	23.30	241.70	230.78	169.26	154.95
40.21	43.87	23.51	244.12	236.53	170.38	160.06
40.25	43.74	23.70	242.55	235.95	167.23	158.61
39.94	43.50	22.91	243.81	221.68	164.68	149.55
42.13	31.64	22.62	244.23	208.77	151.55	140.83
51.46	33.61	27.68	264.17	230.54	149.98	143.75
52.89	34.03	27.64	266.88	235.21	147.47	142.91
52.97	33.68	26.99	270.59	238.07	145.33	143.62
51.44	33.47	25.89	272.16	234.71	140.96	143.10
46.63	32.12	24.04	263.36	221.10	133.38	136.71
40.76	30.29	21.83	254.11	208.70	124.92	145.74
36.22	29.59	20.47	244.63	192.13	113.67	136.87

Tabla 8.4. Demanda típica del sábado (Parte 4)

C_Mila_Milagro1	C_Mila_Milagro3	C_Duración	C_Orquideas	C_Pasc_Cedeges	C_Pasc_Vergel	C_Poso_Posorja
155.98	110.55	43.96	61.11	16.95	12.45	31.10
150.60	105.52	43.30	59.29	16.39	12.16	31.09
145.00	101.32	43.08	58.24	16.13	11.58	31.05
139.93	98.86	44.57	59.50	15.70	11.89	31.12
136.71	97.02	47.96	56.26	16.10	13.07	33.07
137.67	98.68	52.10	62.59	16.13	18.70	40.71
127.88	92.66	51.12	53.82	15.04	16.72	34.97
141.26	106.75	57.26	56.32	15.19	18.43	37.02
156.84	123.39	60.11	58.75	16.13	20.07	38.78
165.06	132.75	61.42	64.14	19.76	20.32	41.56
171.74	140.20	62.65	63.97	18.03	21.27	42.37
173.38	140.50	63.07	62.54	14.66	20.89	41.11
177.17	141.90	60.72	63.49	15.28	20.73	39.41
186.41	150.00	59.39	61.05	15.87	21.38	40.22
193.44	151.48	60.06	62.01	15.69	21.39	42.30
191.85	147.29	57.35	62.35	17.20	20.83	39.35
182.33	139.94	55.61	62.07	16.21	20.29	37.80
174.00	135.82	56.21	63.64	17.33	17.12	40.35
180.49	143.32	71.13	88.06	24.13	21.45	48.75
185.41	145.08	71.07	87.81	21.92	21.68	49.05
185.21	145.81	69.79	86.68	23.01	21.34	49.20
189.20	143.34	65.34	82.45	20.94	19.65	46.30
184.90	139.38	57.34	77.20	20.90	17.24	41.39
181.92	130.40	50.14	69.53	18.77	14.79	37.76
170.98	120.64	46.62	63.24	18.03	12.92	40.70

Tabla 8.5. Demanda típica del sábado (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospe rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
116.33	196.23	140.53	83.95	37.43	96.80	14.96
112.88	186.08	134.75	83.93	36.00	95.82	13.91
111.00	177.60	132.18	83.40	35.13	96.11	13.51
110.23	172.58	134.11	83.86	35.22	95.57	13.29
107.35	170.65	134.91	82.92	35.84	94.69	13.20
108.86	171.37	143.56	82.98	39.76	95.23	15.67
98.89	174.92	124.25	82.96	37.08	92.11	13.03
110.45	201.92	141.40	84.70	38.91	96.18	14.87
125.03	233.33	153.66	85.62	41.20	99.09	17.16
131.42	255.63	159.41	85.85	41.72	101.43	19.05
136.86	276.36	166.26	86.92	42.93	104.26	20.70
139.36	280.13	166.07	86.75	44.59	104.71	21.65
141.88	285.45	162.65	87.53	42.69	105.96	21.85
143.43	294.68	163.34	86.99	42.11	105.78	22.47
144.12	303.59	165.00	86.57	42.95	104.18	20.25
139.50	298.26	162.75	86.06	43.75	103.00	19.47
136.31	285.32	163.02	86.72	44.88	100.97	18.53
133.39	265.09	165.07	87.51	47.30	102.77	18.21
151.17	276.02	214.35	87.93	61.86	108.75	20.83
152.22	272.58	212.05	87.56	61.99	109.06	20.71
152.64	273.53	211.45	87.57	61.33	108.54	20.43
152.17	269.41	202.08	87.62	57.97	107.25	19.57
145.43	257.69	183.30	85.95	52.14	102.93	18.07
138.85	246.06	167.84	85.41	46.22	99.02	16.73
128.41	227.18	151.18	84.91	39.16	97.26	15.16

8.2.2. Potencia horaria del domingo

Tabla 8.6. Demanda típica del domingo (Parte 1)

		C_ADELCA_Milag ro	C_Baba_Gl ri	C_Bomboiz a	C_Chon_Daul ar	C_Dcer_Bijancor p
0:00	1:00	355.1	76.52	31.04	34.3	43.68
1:00	2:00	347.5	77.26	30.25	32.9	45.35
2:00	3:00	336.9	74.49	29.81	32.8	41.62
3:00	4:00	329.4	77.70	29.57	32.6	43.81
4:00	5:00	330.4	84.18	30.82	34.4	46.01
5:00	6:00	349.5	92.36	34.58	37.2	48.95
6:00	7:00	313.5	86.27	31.43	31.2	43.36
7:00	8:00	342.7	90.08	37.14	35.0	41.37
8:00	9:00	371.5	92.99	40.90	39.2	42.35
9:00	10:00	384.7	94.21	44.17	40.5	43.65
10:00	11:00	402.9	96.63	45.53	41.7	44.35
11:00	12:00	401.5	95.01	45.17	43.0	44.83
12:00	13:00	399.6	93.54	42.77	40.8	44.71
13:00	14:00	413.8	93.21	42.05	39.9	45.44
14:00	15:00	417.9	96.84	43.00	41.2	48.20
15:00	16:00	406.4	93.97	42.25	41.2	48.32
16:00	17:00	392.3	90.44	40.32	40.0	45.57
17:00	18:00	379.8	90.31	39.62	39.0	45.90
18:00	19:00	438.2	118.02	49.91	53.9	61.76
19:00	19:30	440.0	116.94	48.83	53.7	61.68
19:30	20:00	441.8	116.06	48.06	52.7	61.57
20:00	21:00	443.4	106.92	45.24	50.1	57.69
21:00	22:00	431.3	96.60	41.46	45.5	53.00
22:00	23:00	412.5	87.25	37.33	40.7	48.00
23:00	24:00	385.1	80.08	32.90	36.6	44.54

Tabla 8.7. Demanda típica del domingo (Parte 2)

C_Conc_C oncordia	C_Esmeralda s_Borbon	C_SDom_Sant oDomingo1	C_SDom_Sant oDomingo2	C_Mant_ Manta2	C_EEQ2 Poma squi(SE57)	C_EEQ_Inga Bajo(SE46)
13.41	58.68	13.35	77.09	289.19	331.14	103.05
12.95	58.71	13.10	74.79	279.80	330.88	90.47
13.01	57.85	12.98	76.27	269.02	318.27	97.86
12.66	56.27	12.55	75.14	257.76	321.58	98.94
13.02	57.45	12.74	77.46	259.88	346.44	108.36
13.27	58.10	12.64	83.67	264.27	390.89	131.57
11.52	52.00	11.31	75.45	235.62	404.79	132.18
13.52	56.38	11.96	83.26	263.69	432.61	156.94
14.54	63.68	12.89	92.62	289.27	450.58	179.26
14.78	67.52	13.30	98.17	308.11	474.31	188.73
16.01	71.39	14.09	103.94	328.83	484.23	194.56
15.70	72.87	13.92	107.14	337.58	489.78	198.48
16.40	74.01	14.02	103.56	338.86	485.94	189.43
16.51	76.06	14.78	107.43	358.59	468.48	187.70
15.67	73.82	14.81	110.87	364.01	463.27	187.25
16.05	71.45	14.13	108.57	351.46	453.72	183.47
15.23	69.49	13.68	104.76	330.90	438.55	175.66
15.94	66.56	13.67	101.70	314.68	432.52	171.84
18.66	80.09	16.29	120.36	352.40	490.99	194.80
17.87	81.00	16.38	120.22	356.43	489.36	192.79
18.26	81.26	16.64	119.38	359.51	489.62	195.64
17.47	78.18	15.94	112.66	347.95	459.98	185.76
17.02	75.14	15.44	106.28	337.15	424.57	175.27
14.93	70.24	15.19	98.58	324.24	381.78	156.26
14.42	65.56	13.99	85.40	306.50	362.48	125.11

Tabla 8.8. Demanda típica del domingo (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Eslusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
33.04	27.18	19.32	230.84	171.33	106.06	130.46
33.09	28.57	19.46	226.24	161.28	101.67	124.39
31.97	27.36	19.00	221.55	152.74	96.90	120.19
31.52	27.07	19.08	217.97	148.25	94.08	115.17
34.44	28.92	20.81	218.15	146.37	96.87	114.70
40.44	30.81	23.04	222.73	148.13	96.84	115.27
36.81	27.99	20.23	206.32	135.79	95.79	109.70
38.68	29.61	21.22	218.77	158.73	116.51	122.48
39.53	30.37	22.78	231.32	179.50	138.58	130.45
40.49	44.09	23.76	229.67	194.17	146.61	143.99
39.74	43.27	24.23	230.79	205.66	151.67	151.12
40.07	42.85	24.45	236.54	211.66	158.35	159.04
40.83	43.63	23.45	237.67	216.67	161.22	156.83
38.81	42.92	23.69	250.05	231.93	167.95	165.21
40.63	44.93	23.94	254.32	239.03	169.36	167.51
38.22	42.49	23.91	252.88	234.70	161.02	166.42
37.93	42.14	23.23	243.16	221.99	164.33	158.20
39.20	30.88	23.75	241.80	207.84	150.43	143.26
47.58	32.83	27.84	261.92	229.23	148.26	145.77
49.78	34.52	27.57	262.97	233.45	145.56	144.54
48.95	33.69	27.35	267.97	235.56	143.10	143.64
47.56	32.98	26.15	263.37	228.69	132.37	140.09
44.59	31.17	23.89	253.67	219.08	125.24	134.61
39.76	29.21	21.99	246.00	207.32	137.01	134.61
38.07	23.85	20.64	233.74	189.49	116.23	135.44

Tabla 8.9. Demanda típica del domingo (Parte 4)

C_Mila_Milagr o1	C_Mila_Milagr o3	C_Dura n	C_Orquide as	C_Pasc_Cede ge	C_Pasc_Vergel es	C_Poso_Posor ja
157.06	110.68	43.17	59.10	15.38	12.16	39.62
150.36	104.37	41.98	57.83	16.87	11.71	38.68
143.48	101.23	42.81	57.74	17.08	11.79	39.82
137.56	98.49	43.64	57.76	15.34	11.95	41.89
137.98	98.78	48.10	60.46	17.36	13.52	44.82
136.51	101.48	53.90	67.17	13.27	17.95	47.05
124.88	93.21	50.69	57.99	10.45	16.45	44.42
133.76	107.14	57.18	62.20	12.40	18.49	47.42
151.25	120.02	59.71	65.73	13.75	19.69	50.22
157.99	128.96	60.44	66.35	14.34	19.78	51.60
167.10	136.83	62.18	66.44	14.07	20.44	51.42
171.83	141.17	59.87	67.66	13.49	20.21	50.24
176.06	145.21	59.02	65.95	13.90	20.36	48.66
188.08	152.32	58.38	65.14	14.45	21.15	46.97
193.92	153.21	59.46	65.12	14.83	21.08	47.37
186.63	146.85	56.75	63.25	14.04	20.62	46.91
179.12	138.81	55.42	64.51	13.90	19.70	45.25
168.11	130.61	54.77	66.73	14.00	15.15	45.38
177.20	140.98	71.10	88.95	20.98	20.15	55.58
181.64	141.86	69.95	88.43	20.40	19.99	55.08
183.29	143.57	69.30	87.30	20.49	19.85	54.67
184.46	142.24	62.96	81.63	19.25	18.66	49.24
184.54	136.21	56.62	75.79	18.66	16.59	46.75
180.09	130.27	51.24	68.72	16.62	14.94	43.48
171.16	123.22	46.78	62.46	15.26	13.06	43.64

Tabla 8.10. Demanda típica del domingo (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospe rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
118.50	201.89	139.89	82.43	35.91	92.98	13.99
114.85	193.76	135.50	82.86	34.65	93.75	13.55
111.21	182.29	132.27	82.47	34.02	93.82	13.09
97.49	175.49	134.28	82.25	33.87	94.55	12.97
105.72	172.72	137.48	83.73	35.94	93.58	13.34
108.58	178.94	147.17	84.72	40.37	96.35	13.81
97.66	173.21	124.50	83.24	37.20	90.10	12.55
108.83	204.50	141.81	84.45	39.16	93.65	14.35
123.93	236.55	155.61	85.06	40.74	98.73	16.82
130.22	256.18	162.48	85.52	40.59	99.86	18.09
131.94	267.04	166.50	86.16	42.71	102.68	19.68
136.98	282.08	168.59	86.61	44.29	103.86	20.93
138.29	288.60	163.06	85.87	42.16	103.11	21.00
134.79	302.10	161.85	85.65	42.23	104.87	22.08
137.73	305.98	166.48	85.77	42.53	106.47	22.63
138.22	296.80	164.05	85.34	43.59	106.13	22.34
131.09	277.04	160.24	85.04	43.87	103.61	21.46
127.18	259.75	162.55	85.27	48.06	101.82	19.98
145.73	266.96	212.30	86.64	60.64	112.00	23.15
145.71	267.71	210.53	86.28	60.56	111.47	22.73
147.02	261.16	206.92	86.68	59.38	112.31	22.50
143.84	258.17	199.22	84.86	54.76	108.98	21.29
139.69	243.53	186.64	84.58	50.31	106.40	19.91
134.52	237.34	170.12	84.30	44.82	102.75	18.28
125.56	224.11	154.45	83.49	39.01	99.65	16.68

8.2.3. Potencia horaria del lunes

Tabla 8.11. Demanda típica del lunes (Parte 1)

		C_ADELCA_MIL AGRO	C_BABA_G LRI	C_BOMBO IZA	C_CHON_DAU LAR	C_DCER_BIJAN CORP	
0:00	1:00	374.9	79.10	29.30	33.5		44.73
1:00	2:00	366.4	76.30	27.58	32.1		42.66
2:00	3:00	358.0	77.50	27.54	31.4		43.58
3:00	4:00	268.7	74.95	27.87	32.0		39.39
4:00	5:00	269.4	80.93	29.00	33.1		41.77
5:00	6:00	339.6	79.91	28.97	33.0		43.41
6:00	7:00	307.8	75.60	23.82	25.2		37.37
7:00	8:00	334.1	88.94	28.40	29.8		43.04
8:00	9:00	363.4	87.31	33.62	32.5		39.43
9:00	10:00	377.6	90.90	27.63	38.4		42.96
10:00	11:00	387.7	94.05	29.09	38.3		48.14
11:00	12:00	398.3	91.99	29.53	38.6		47.09
12:00	13:00	401.8	91.24	28.95	38.3		48.60
13:00	14:00	408.9	87.63	26.03	37.4		47.67
14:00	15:00	414.7	83.94	25.52	37.5		44.30
15:00	16:00	404.6	84.78	25.72	37.8		45.86
16:00	17:00	396.0	83.91	25.92	38.0		45.95
17:00	18:00	397.3	83.22	33.69	35.7		44.65
18:00	19:00	449.8	110.66	45.42	51.2		59.48
19:00	19:30	452.1	109.86	44.95	50.9		58.69
19:30	20:00	451.2	109.23	43.57	49.7		60.40
20:00	21:00	453.8	101.86	41.49	47.3		56.32
21:00	22:00	438.5	91.61	37.31	42.2		51.28
22:00	23:00	426.6	84.11	33.21	38.1		48.25
23:00	24:00	401.4	73.15	29.35	34.9		40.14

Tabla 8.12. Demanda típica del lunes (Parte 2)

C_Conc_C oncordia	C_Esmeralda s_Borbon	C_SDom_Sant oDomingo1	C_SDom_Sant oDomingo2	C_Mant_ Manta2	C_EEQ2 Poma squi(SE57)	C_EEQ_Inga Bajo(SE46)
13.83	64.52	13.28	79.75	300.47	364.28	95.37
13.09	62.85	13.20	77.68	289.21	356.06	86.82
12.57	60.48	13.20	76.17	279.63	347.48	88.25
12.36	60.68	13.22	77.63	274.32	356.34	86.19
11.03	61.45	13.39	79.51	272.36	363.31	93.71
12.53	58.50	12.15	78.23	259.78	349.91	90.77
10.90	48.93	9.96	65.43	223.16	347.42	89.09
13.55	57.10	11.03	78.78	249.66	397.85	114.75
14.75	61.18	12.11	89.49	273.33	419.88	127.90
15.57	67.53	12.38	94.35	299.52	441.31	133.01
12.11	68.91	12.56	97.99	308.12	439.04	138.06
14.88	71.62	13.00	99.97	317.08	441.63	138.50
16.02	73.42	12.79	98.36	328.62	442.03	134.26
16.11	72.09	13.30	98.99	336.88	427.81	130.64
15.53	74.29	13.80	98.23	337.61	423.44	142.66
15.31	72.54	13.94	97.62	328.94	423.43	135.43
15.13	71.11	13.74	94.27	333.07	421.09	133.13
15.24	69.65	13.24	95.19	311.14	431.69	118.56
18.04	81.72	15.22	115.04	347.91	472.74	160.05
17.62	80.92	15.25	114.00	350.94	469.53	163.41
18.22	80.38	15.55	113.36	348.83	463.34	164.07
17.84	79.76	15.33	108.30	341.22	441.18	154.47
16.54	77.47	14.77	101.63	331.45	425.94	123.23
15.45	73.51	14.19	94.69	315.74	388.04	107.62
14.74	68.48	13.53	81.62	296.60	359.94	88.45

Tabla 8.13. Demanda típica del lunes (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Esclusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
34.32	16.01	19.89	239.65	172.31	130.73	129.75
32.86	15.59	19.53	233.57	163.04	110.60	122.90
32.80	15.44	18.71	230.03	159.09	127.18	119.72
33.46	15.73	18.89	231.04	156.79	131.58	122.25
33.91	16.08	19.86	231.12	156.60	129.86	122.34
33.78	14.42	19.72	220.48	148.02	117.84	115.71
29.74	10.33	17.71	203.08	134.67	114.00	106.73
27.84	5.12	19.96	219.12	160.76	137.13	120.52
28.34	5.10	21.00	231.64	180.08	128.75	135.80
27.79	5.04	20.83	235.92	197.11	159.56	152.15
28.20	5.26	21.41	236.39	206.55	160.15	158.46
28.33	5.58	21.68	241.83	209.24	170.79	164.66
27.81	5.01	20.50	242.24	215.45	173.38	169.71
26.54	4.86	20.95	251.83	224.04	165.63	175.21
25.40	3.64	19.75	252.09	226.89	172.24	177.54
24.84	3.96	19.98	247.93	224.14	162.50	176.79
26.33	5.08	20.25	247.91	215.99	141.67	173.11
28.34	5.65	20.47	250.52	209.88	139.80	159.87
37.04	8.30	24.42	268.72	228.73	135.83	153.18
37.09	8.18	25.38	267.43	230.37	133.91	152.77
37.24	7.71	24.64	269.53	230.90	130.38	150.26
36.16	7.45	23.89	262.33	224.13	125.59	148.45
32.69	11.85	22.42	257.20	213.31	114.67	146.46
28.64	10.14	20.07	249.91	202.38	107.88	153.95
25.00	9.10	18.58	236.52	186.64	101.77	154.50

Tabla 8.14. Demanda típica del lunes (Parte 4)

C_Mila_Milagro1	C_Mila_Milagros3	C_Duración	C_Orquideas	C_Pasc_Cedeges	C_Pasc_Vergel	C_Pososorja
153.02	114.86	43.64	62.16	39.66	12.92	38.37
139.97	109.01	42.46	59.74	39.71	12.23	38.10
135.13	105.34	42.73	58.42	33.15	11.89	38.50
134.08	102.63	44.35	59.67	33.04	12.19	38.93
133.98	102.18	48.19	62.10	30.57	12.99	41.70
124.99	95.51	45.18	61.29	25.20	16.21	42.25
112.18	84.04	44.44	51.57	23.61	14.53	36.64
126.96	97.22	53.11	58.77	27.17	17.20	42.01
137.98	110.07	55.46	63.34	29.42	18.15	41.93
147.12	121.17	55.98	61.00	24.15	18.99	44.35
152.16	125.64	53.98	61.69	28.12	18.73	44.13
156.81	130.77	53.44	61.90	28.30	18.75	43.45
163.67	133.34	51.22	63.36	31.03	18.82	41.69
166.86	134.87	48.96	62.17	38.12	18.57	40.45
165.66	132.47	48.62	61.51	33.45	18.72	39.41
158.98	127.69	47.80	62.08	34.48	18.30	39.22
153.63	123.42	46.69	62.45	38.30	17.76	39.11
150.30	122.60	48.27	66.59	24.56	14.58	40.18
154.42	130.14	65.21	88.79	24.98	19.28	50.63
156.66	129.87	65.09	88.52	21.52	19.19	50.67
156.65	131.92	62.63	87.42	20.93	18.74	50.14
154.70	129.19	58.84	83.28	20.08	17.56	47.29
153.67	125.42	52.60	76.56	19.74	16.16	44.49
149.68	118.36	47.14	69.72	36.84	14.37	39.10
142.33	109.99	43.06	63.86	40.39	12.78	34.63

Tabla 8.15. Demanda típica del lunes (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospe rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
124.31	211.61	147.94	82.75	36.49	90.83	12.17
121.19	199.98	139.05	82.39	34.87	90.14	11.55
118.54	191.25	137.03	82.74	34.20	89.70	11.25
117.97	186.36	139.19	84.28	34.71	93.81	11.42
118.25	184.99	142.73	86.15	35.84	93.13	11.53
111.86	175.65	137.95	82.96	35.96	91.57	11.61
98.93	159.39	113.52	80.41	30.79	86.04	10.96
108.89	184.45	134.01	84.66	36.20	101.32	10.85
119.86	209.49	145.59	84.95	39.13	104.54	12.65
127.96	232.87	149.69	85.50	39.66	106.29	13.66
130.48	242.65	151.20	84.44	40.57	106.15	14.20
134.48	251.93	148.97	84.55	41.41	108.15	14.61
136.15	263.67	147.07	84.80	40.60	109.36	14.63
137.13	270.87	146.36	84.93	39.24	108.84	15.09
139.22	270.54	146.28	85.05	40.95	110.49	15.77
135.09	263.37	142.98	84.46	40.76	111.20	15.78
132.05	251.65	144.40	84.99	41.82	109.55	15.47
131.06	245.74	155.40	85.65	45.54	111.79	15.64
149.72	256.02	201.42	86.24	59.75	123.95	18.68
148.78	252.77	201.52	86.19	59.95	122.57	18.61
147.82	252.27	198.10	86.16	58.87	122.51	18.13
143.51	246.77	189.06	85.80	55.36	119.59	17.33
138.54	239.33	174.31	84.77	50.25	113.86	15.86
132.10	229.17	159.86	83.39	45.29	108.94	14.45
125.31	215.64	143.52	82.05	39.14	105.41	1.87

8.2.4. Potencia horaria del martes

Tabla 8.16. Demanda típica del martes (Parte 1)

		C_ADELCA_Milag ro	C_Baba_Gl ri	C_Bomboiz a	C_Chon_Daula r	C_Dcer_Bijancor p
0:00	1:00	389.8	67.67	28.31	33.0	36.56
1:00	2:00	370.2	66.40	27.05	32.1	35.52
2:00	3:00	356.6	64.25	26.38	31.4	34.15
3:00	4:00	346.7	65.01	26.14	30.8	34.66
4:00	5:00	346.5	67.21	26.59	31.2	35.10
5:00	6:00	332.7	64.67	26.20	29.9	34.29
6:00	7:00	297.1	60.35	20.61	22.9	29.72
7:00	8:00	319.2	68.02	23.74	26.3	34.10
8:00	9:00	333.1	76.38	26.91	28.5	38.26
9:00	10:00	345.3	79.83	29.09	30.7	40.56
10:00	11:00	357.8	81.71	30.25	31.8	42.27
11:00	12:00	365.8	81.64	30.91	33.2	44.03
12:00	13:00	368.0	80.45	30.22	32.1	43.58
13:00	14:00	365.9	79.35	28.66	30.9	45.18
14:00	15:00	362.4	75.96	27.86	31.1	41.35
15:00	16:00	360.6	77.59	27.62	30.8	42.84
16:00	17:00	354.8	78.91	28.44	31.8	44.95
17:00	18:00	360.7	80.59	30.10	33.7	44.04
18:00	19:00	422.8	108.50	44.83	51.3	59.01
19:00	19:30	427.2	107.26	45.29	51.3	57.54
19:30	20:00	430.2	106.17	45.44	51.3	57.14
20:00	21:00	439.0	100.12	41.96	47.7	54.62
21:00	22:00	425.8	90.43	37.57	43.0	50.37
22:00	23:00	413.3	78.72	32.60	37.9	43.81
23:00	24:00	382.4	74.04	28.70	34.2	42.53

Tabla 8.17. Demanda típica del martes (Parte 2)

C_Concordia	C_Esmeraldas_Borbon	C_SDom_SantoDomingo1	C_SDom_SantoDomingo2	C_Mant_Manta2	C_EEQ2_Pomasqui(SE57)	C_EEQ_IngaBajo(SE46)
12.23	59.70	13.27	77.50	292.33	316.91	96.95
11.69	57.98	13.01	74.98	283.78	310.29	90.04
11.29	55.89	12.31	73.73	274.17	307.68	83.00
11.11	54.47	12.29	71.64	265.77	306.71	79.91
11.32	53.47	12.00	71.06	262.63	311.23	78.13
11.08	52.70	9.88	73.79	255.34	316.49	75.45
9.44	44.24	8.69	61.73	219.16	316.97	74.94
10.90	47.16	9.64	71.80	237.55	348.50	99.59
12.37	51.88	9.89	80.57	257.13	363.87	120.62
12.62	56.10	10.60	84.74	281.32	393.31	131.78
13.16	58.69	12.56	88.82	293.39	390.31	145.71
13.12	61.72	13.55	91.75	306.91	392.31	149.19
13.26	61.62	12.99	91.77	308.36	387.49	149.10
13.69	65.01	13.23	92.34	310.12	379.37	145.91
12.99	64.60	12.91	90.73	309.77	353.48	140.63
13.38	62.79	12.48	88.49	306.70	366.55	135.96
13.43	62.29	12.61	89.38	297.84	377.72	136.46
13.50	62.44	12.62	91.21	292.56	392.64	158.24
14.72	76.61	15.30	111.97	336.52	451.29	189.58
14.66	76.76	15.74	110.91	338.65	457.33	190.19
15.27	76.13	16.06	109.83	344.65	455.07	189.65
14.58	78.58	15.63	102.88	345.06	428.90	176.07
13.57	74.98	15.26	94.10	342.89	394.96	152.87
12.35	67.89	14.59	86.68	327.65	359.26	118.37
11.83	61.76	13.43	81.93	305.08	326.11	101.57

Tabla 8.18. Demanda típica del martes (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Esclusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
33.34	19.67	18.64	230.81	178.75	129.74	145.20
30.54	19.48	18.50	224.78	168.53	104.41	139.25
29.08	18.32	17.54	217.51	160.85	119.08	132.66
30.22	17.48	17.46	210.11	154.10	113.97	129.21
31.78	17.38	16.61	203.56	150.58	115.74	127.23
30.85	16.47	16.50	202.25	144.34	90.28	122.73
30.58	16.47	15.66	182.17	130.85	83.47	114.51
33.96	17.37	16.80	192.71	139.41	113.68	120.12
35.84	19.27	19.25	198.88	150.34	119.68	129.79
36.92	19.52	20.07	180.52	163.44	131.47	139.36
37.71	20.19	20.63	188.62	173.24	135.84	147.25
38.47	20.78	20.93	199.89	181.75	116.30	148.89
38.59	20.60	20.41	206.14	190.63	147.36	148.16
37.20	19.81	19.78	207.98	196.16	121.87	151.93
34.86	19.21	19.39	211.62	203.61	152.44	155.42
36.17	20.29	19.09	213.45	202.12	150.04	158.45
37.26	19.20	19.33	218.85	198.95	133.78	153.96
39.89	20.18	20.12	219.80	194.46	126.08	146.64
49.82	22.66	25.31	239.65	218.11	123.50	141.13
50.28	22.58	25.18	240.37	220.60	122.57	134.91
51.53	23.90	25.19	248.23	221.06	121.97	136.82
49.53	23.48	23.49	248.14	219.30	122.10	137.31
43.06	21.13	22.17	243.89	213.00	115.26	138.92
37.70	20.40	20.30	238.22	198.57	118.60	144.34
32.67	17.64	17.17	224.67	182.86	133.42	134.88

Tabla 8.19. Demanda típica del martes (Parte 4)

C_Mila_Milagr o1	C_Mila_Milagr o3	C_Dura n	C_Orquide as	C_Pasc_Cede ge	C_Pasc_Vergel es	C_Poso_Posor ja
149.55	110.45	41.25	61.91	39.09	12.14	35.88
142.70	106.14	40.59	64.25	39.04	12.06	34.35
135.75	99.45	39.77	62.64	30.58	11.73	33.68
130.51	94.98	39.68	61.98	31.68	11.46	32.87
126.36	93.52	41.33	63.47	26.70	12.32	34.48
122.08	89.69	39.44	63.86	27.37	15.45	34.19
106.97	82.10	36.89	53.86	19.99	12.60	28.27
110.07	88.22	40.90	55.88	27.33	14.42	31.53
117.19	95.71	45.41	60.55	27.19	15.42	30.39
123.29	103.88	47.11	62.14	31.98	16.15	34.47
128.09	106.02	47.80	64.78	33.71	17.31	33.84
134.55	112.79	46.53	66.32	35.77	17.83	33.99
140.51	116.53	45.73	65.10	24.64	17.27	33.88
147.87	120.91	43.04	61.54	38.01	17.13	31.11
152.63	123.28	43.24	60.36	38.62	16.92	33.19
148.91	123.08	43.30	60.28	37.81	16.74	34.08
148.10	121.91	42.64	61.07	18.81	16.37	35.27
143.80	118.25	46.21	65.59	17.00	14.48	37.13
152.50	127.75	63.84	89.73	21.54	19.15	48.48
155.75	128.74	64.26	90.65	21.44	18.95	49.79
159.22	131.43	63.51	91.37	21.15	18.99	49.33
161.46	128.79	59.11	85.17	19.65	17.38	46.19
160.36	126.44	52.75	71.07	17.93	15.54	42.54
154.64	119.11	46.08	62.15	36.49	13.79	37.68
142.30	109.00	41.82	55.74	38.82	12.08	34.51

Tabla 8.20. Demanda típica del martes (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospe rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
128.95	205.52	136.57	81.74	37.88	96.32	14.87
126.50	195.51	132.79	81.90	36.47	95.67	14.24
122.55	185.10	127.18	81.46	35.21	94.00	13.74
118.51	178.16	127.34	81.25	34.69	94.32	13.36
117.93	174.29	123.03	81.61	34.96	92.03	13.52
113.92	170.51	127.66	81.49	35.31	93.48	13.57
100.09	159.45	103.03	80.24	30.62	87.72	12.04
101.34	167.73	110.36	81.02	34.11	90.26	13.21
110.76	183.26	122.34	81.41	35.93	93.87	14.61
118.51	200.36	132.32	83.05	37.09	96.16	15.67
121.46	205.42	132.49	83.50	39.07	98.54	17.22
123.46	212.18	139.00	84.40	40.15	100.77	18.14
123.32	222.24	136.41	83.84	38.99	101.27	18.61
125.42	232.48	133.43	83.29	37.98	98.62	18.75
124.16	235.65	131.10	82.88	37.77	97.96	18.76
122.83	237.48	130.60	82.58	38.64	99.48	18.76
118.31	236.56	133.41	83.39	40.97	98.32	18.87
117.85	227.76	138.17	83.69	44.92	100.26	18.48
137.15	238.93	192.25	85.01	58.99	107.72	21.43
138.70	241.35	193.37	84.95	59.27	107.33	21.21
140.47	243.62	194.01	85.60	58.92	107.87	21.10
138.61	242.82	184.58	84.76	55.19	104.30	20.03
137.11	240.11	171.69	84.37	49.78	101.19	18.41
130.46	229.76	154.53	83.14	43.48	96.62	16.56
123.01	211.03	138.51	81.73	37.79	93.83	14.91

8.2.5. Potencia horaria del miércoles

Tabla 8.21. Demanda típica del miércoles (Parte 1)

		C_ADELCA_Milag ro	C_Baba_Gl ri	C_Bomboiz a	C_Chon_Daula r	C_Dcer_Bijancor p	
0:00	1:00	365.0	71.94	26.19	31.7		41.57
1:00	2:00	346.0	70.52	25.12	30.0		40.98
2:00	3:00	345.6	70.03	24.97	29.9		40.15
3:00	4:00	340.4	72.03	24.76	30.0		41.71
4:00	5:00	340.1	75.63	26.32	30.4		43.07
5:00	6:00	354.7	76.90	27.44	31.3		44.49
6:00	7:00	337.4	71.92	23.02	25.0		36.99
7:00	8:00	351.0	88.59	26.76	29.1		47.57
8:00	9:00	381.5	96.81	27.79	35.2		51.72
9:00	10:00	387.6	100.79	30.79	35.9		55.04
10:00	11:00	404.6	97.59	32.70	37.0		53.33
11:00	12:00	408.8	101.06	32.61	37.2		56.76
12:00	13:00	410.5	97.00	31.17	37.1		55.94
13:00	14:00	421.6	93.85	30.37	36.8		54.61
14:00	15:00	433.1	95.28	29.89	37.3		54.66
15:00	16:00	431.4	94.80	28.86	36.7		54.75
16:00	17:00	410.6	91.27	28.90	35.8		53.26
17:00	18:00	403.4	82.16	32.96	37.8		44.10
18:00	19:00	456.7	116.56	47.55	55.0		62.48
19:00	19:30	464.2	114.85	47.83	55.3		62.42
19:30	20:00	469.5	115.06	47.37	55.0		63.42
20:00	21:00	468.2	108.54	44.20	51.3		60.59
21:00	22:00	459.7	96.54	39.21	45.9		54.42
22:00	23:00	432.6	82.85	33.25	39.6		46.54
23:00	24:00	398.6	75.39	29.35	35.4		42.70

Tabla 8.22. Demanda típica del miércoles (Parte 2)

C_Concordia	C_Esmeraldas_Borbon	C_SDom_SantoDomingo1	C_SDom_SantoDomingo2	C_Mant_Manta2	C_EEQ2_Pomasqui(SE57)	C_EEQ_IngaBajo(SE46)
13.61	62.50	12.36	75.91	271.50	322.47	79.85
13.27	59.48	12.36	73.26	262.53	310.10	78.80
13.17	58.28	12.30	70.76	251.79	298.45	75.68
12.88	58.43	12.17	69.66	249.90	299.50	75.59
13.11	59.60	12.03	71.78	248.03	311.98	77.35
13.93	60.56	12.45	78.55	257.13	326.59	77.85
12.55	56.81	11.13	71.48	233.77	326.50	102.60
14.89	62.69	11.79	81.45	262.36	375.00	136.86
16.22	73.37	12.84	95.36	296.26	424.27	160.97
16.96	76.99	13.34	100.38	308.18	451.81	167.21
17.34	80.87	13.78	103.87	319.67	468.54	172.82
17.56	82.27	14.09	106.31	327.11	466.35	169.48
18.01	82.37	13.88	105.34	330.42	467.24	153.23
18.18	83.68	14.22	108.66	339.22	468.93	141.42
17.99	82.79	14.82	110.26	345.40	470.34	129.98
18.04	81.19	14.88	108.80	346.75	464.02	127.63
17.66	77.09	14.34	100.35	331.04	449.77	123.89
17.51	82.39	14.10	100.45	312.34	429.92	161.83
20.59	93.59	16.74	125.48	354.30	494.19	191.84
19.98	87.11	16.64	125.44	359.29	511.29	187.79
20.36	86.49	16.84	121.84	361.74	506.80	187.59
19.74	85.19	16.14	117.23	361.20	484.46	173.00
18.01	81.93	15.70	110.19	357.79	452.68	142.82
16.09	75.98	14.93	98.99	337.21	398.29	116.32
14.95	70.70	13.63	88.86	317.83	360.61	99.26

Tabla 8.23. Demanda típica del miércoles (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Esclusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
22.71	8.33	17.48	222.73	168.07	92.93	141.93
22.11	8.05	17.08	218.55	159.88	86.95	135.64
21.03	7.93	16.83	214.07	152.17	84.59	131.24
21.05	8.11	16.77	212.66	145.57	84.03	127.60
21.83	8.70	17.32	211.43	144.82	85.04	127.90
22.51	8.18	17.00	218.49	147.31	88.80	131.91
22.31	7.66	15.53	209.62	140.13	86.21	126.32
26.68	8.80	17.82	219.42	157.33	96.96	137.55
31.08	10.13	19.62	236.45	183.62	111.47	156.09
31.92	10.01	19.76	235.49	202.99	120.35	170.02
31.33	9.92	20.21	242.49	220.18	129.48	180.78
30.51	10.05	20.91	248.34	229.56	134.61	189.76
29.93	9.40	19.87	247.30	234.38	134.59	194.00
29.07	9.59	19.90	253.32	241.14	137.55	187.70
27.70	9.94	19.92	258.31	239.23	138.92	184.96
27.77	9.75	19.87	253.96	234.59	138.30	183.20
28.34	9.98	19.50	250.67	227.14	141.65	183.00
29.63	10.54	20.09	246.31	218.30	137.34	156.23
41.68	13.92	26.08	263.11	234.91	136.51	154.00
43.28	14.02	25.92	267.44	239.46	135.49	153.99
43.36	14.34	25.62	268.76	241.38	133.46	155.35
41.10	14.04	24.80	269.58	235.40	126.68	154.04
35.93	12.56	22.77	220.79	227.43	122.20	153.36
30.02	10.73	19.89	233.43	210.07	112.89	162.36
25.93	9.86	18.40	234.81	193.42	106.96	154.23

Tabla 8.24. Demanda típica del miércoles (Parte 4)

C_Mila_Milag o1	C_Mila_Milag o3	C_Dura n	C_Orquide as	C_Pasc_Cede ge	C_Pasc_Vergel es	C_Poso_Posor ja
129.29	99.73	39.68	58.72	24.66	11.86	30.80
122.03	93.10	38.56	57.60	25.46	11.49	30.84
116.88	88.90	38.61	57.09	26.73	11.09	32.04
112.62	85.54	39.62	56.68	29.80	11.12	32.12
110.04	84.36	41.91	58.23	37.42	12.14	35.04
111.22	85.52	42.21	63.11	35.78	15.43	45.20
101.69	79.14	41.45	55.42	34.91	14.43	41.65
110.28	90.68	48.55	62.99	40.54	16.89	45.59
124.04	105.20	53.73	69.35	20.44	19.45	48.98
136.08	116.32	54.89	71.70	36.08	19.76	51.38
149.47	126.22	54.13	72.49	32.61	20.56	51.92
153.97	130.37	54.34	72.14	36.66	21.01	50.78
154.22	132.86	51.84	71.54	42.76	19.94	48.13
155.16	135.14	50.00	71.92	43.99	20.47	50.51
155.67	134.37	51.21	72.18	42.74	21.30	53.96
150.02	129.93	51.03	71.44	39.87	20.26	49.93
143.12	125.08	48.19	69.65	34.57	19.11	46.35
140.17	121.12	49.01	71.33	17.88	15.72	46.93
148.94	129.94	68.88	96.80	26.76	20.80	55.15
153.47	131.28	67.58	98.29	23.37	20.99	55.26
154.83	132.16	66.62	98.24	23.03	20.45	55.19
159.26	129.19	62.06	92.55	21.07	18.85	51.22
159.96	126.03	55.18	83.53	20.98	16.90	46.08
151.00	117.22	47.83	74.24	39.17	14.95	41.52
140.28	107.85	43.41	67.34	41.86	12.85	36.67

Tabla 8.25. Demanda típica del miércoles (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospere rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
113.39	195.01	129.51	79.31	35.63	99.54	1.80
108.68	186.74	126.16	79.21	34.27	100.54	1.78
105.71	175.34	121.65	79.57	32.38	99.58	1.74
103.90	172.40	120.28	80.57	32.85	97.42	1.70
105.46	167.91	123.46	82.54	33.83	101.58	1.77
114.22	170.91	130.85	87.08	36.19	107.13	1.69
102.30	168.85	110.30	90.69	32.54	107.09	1.46
111.37	187.75	127.02	95.11	37.14	116.00	1.57
121.70	216.94	144.92	99.21	41.02	125.70	1.90
125.95	236.15	150.25	98.77	42.19	126.62	1.97
133.32	253.20	154.99	100.01	44.01	129.53	1.96
136.37	267.51	150.17	100.36	44.29	131.88	2.03
137.53	275.58	145.17	99.94	42.81	129.32	2.04
139.37	276.48	148.26	102.07	41.79	134.15	2.07
143.38	273.74	151.59	103.31	43.58	137.41	2.09
140.24	269.94	150.03	101.99	43.43	138.11	2.10
135.56	265.08	145.22	98.57	44.68	131.94	2.00
132.85	252.35	148.80	96.94	47.71	130.77	2.12
147.98	259.64	203.42	95.34	63.53	138.10	2.89
149.75	261.74	204.36	95.48	63.66	138.33	2.89
149.37	260.26	203.80	95.66	63.20	136.78	2.83
143.13	257.07	195.70	94.41	59.59	131.86	2.51
141.38	253.53	180.90	93.16	53.56	126.02	2.34
132.45	239.78	164.38	90.23	46.02	108.15	16.44
124.86	220.07	147.76	88.88	39.77	101.38	14.91

8.2.6. Potencia horaria del jueves

Tabla 8.26. Demanda típica del jueves (Parte 1)

		C_ADELCA_Milag ro	C_Baba_Gl ri	C_Bomboiz a	C_Chon_Daula r	C_Dcer_Bijancor p	
0:00	1:00	420.6	75.57	29.28	34.0		44.00
1:00	2:00	409.6	75.16	28.63	32.6		43.85
2:00	3:00	393.7	74.75	27.45	31.5		43.22
3:00	4:00	389.0	76.73	27.52	31.7		43.42
4:00	5:00	386.5	82.03	28.79	33.2		44.75
5:00	6:00	386.8	85.15	32.59	36.4		46.87
6:00	7:00	354.8	83.61	29.89	30.0		42.04
7:00	8:00	389.0	90.41	34.60	33.9		44.02
8:00	9:00	412.2	90.92	36.82	37.1		42.70
9:00	10:00	432.4	93.06	38.83	38.5		43.80
10:00	11:00	443.7	97.96	41.19	40.1		46.72
11:00	12:00	450.1	96.81	41.42	37.9		46.62
12:00	13:00	446.4	93.49	36.89	37.4		46.13
13:00	14:00	465.2	90.38	38.84	36.7		43.89
14:00	15:00	467.7	92.78	41.58	38.0		44.47
15:00	16:00	463.8	93.14	46.73	37.5		46.20
16:00	17:00	450.3	88.24	40.55	36.5		44.35
17:00	18:00	441.4	90.13	40.51	40.8		46.29
18:00	19:00	499.0	115.23	49.60	55.2		60.81
19:00	19:30	503.6	114.85	48.04	55.0		60.71
19:30	20:00	501.1	112.64	47.35	54.0		59.47
20:00	21:00	507.6	105.76	44.47	50.7		56.34
21:00	22:00	486.7	94.14	40.72	45.2		51.80
22:00	23:00	464.7	86.61	35.12	39.6		50.52
23:00	24:00	429.9	79.18	31.41	35.4		46.35

Tabla 8.27. Demanda típica del jueves (Parte 2)

C_Concordia	C_Esmeraldas_Borbon	C_SDom_SantoDomingo1	C_SDom_SantoDomingo2	C_Mant_Manta2	C_EEQ2_Pomasqui(SE57)	C_EEQ_IngaBajo(SE46)
13.59	66.75	12.70	80.30	293.17	341.39	96.17
13.00	62.92	12.26	77.92	280.45	331.61	93.29
13.30	61.46	12.18	88.11	267.86	327.24	90.24
12.84	60.60	12.11	76.05	260.33	322.20	90.53
13.00	61.01	12.01	79.06	258.47	347.57	100.00
13.50	62.75	12.07	83.01	256.08	376.06	117.01
11.63	55.95	10.79	72.81	231.20	397.37	117.27
13.07	61.28	11.21	84.15	258.42	441.30	138.09
13.57	64.73	12.08	92.34	283.60	452.19	154.28
14.14	67.57	12.61	98.33	303.79	463.38	170.51
14.99	69.14	13.22	103.18	317.02	466.06	190.69
14.74	71.67	12.93	102.50	326.38	468.21	190.62
14.84	74.00	12.97	99.62	327.82	467.39	182.14
15.12	74.99	13.48	101.39	347.94	463.00	179.31
14.58	74.94	13.95	105.69	356.84	454.78	182.31
14.62	74.89	13.86	102.81	346.09	453.30	172.70
14.55	71.50	13.54	100.63	324.77	456.60	156.06
14.36	70.87	13.11	99.84	307.27	458.01	151.03
17.64	82.89	15.60	117.81	348.23	489.84	206.22
17.49	83.05	15.85	117.77	350.13	494.22	204.67
17.50	81.93	15.71	115.48	349.93	484.06	203.49
16.98	80.35	15.54	108.88	344.73	466.63	184.27
15.94	76.13	14.85	100.74	334.47	437.46	154.21
14.02	70.11	13.94	91.46	315.97	395.68	119.74
13.85	64.79	13.19	81.69	296.24	359.28	100.82

Tabla 8.28. Demanda típica del jueves (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Esclusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
32.12	19.41	19.46	228.64	169.52	102.05	134.45
30.87	19.45	19.58	224.99	161.32	98.40	129.20
29.33	17.82	19.01	218.31	152.11	94.92	122.49
30.18	18.64	19.12	214.75	146.55	92.21	117.89
33.57	19.61	19.94	215.24	146.44	94.70	116.80
37.84	20.13	21.70	215.41	146.66	91.89	119.69
34.73	20.46	20.51	204.33	136.24	97.67	112.58
37.91	22.00	20.68	214.59	158.46	115.73	120.56
39.35	23.81	21.70	224.33	178.92	133.82	133.37
38.72	23.52	22.52	225.87	197.08	149.29	150.45
39.40	22.65	22.34	232.38	210.96	158.26	158.82
39.44	22.81	23.10	233.80	211.78	153.20	163.27
39.25	22.30	22.15	230.46	210.36	150.51	161.76
39.42	23.69	22.62	236.17	217.97	153.52	165.04
39.42	23.99	23.14	241.10	221.55	154.62	166.28
39.59	24.40	23.28	239.64	218.48	153.30	166.26
38.59	24.08	22.93	238.12	205.86	155.47	159.43
40.13	23.82	22.76	239.59	196.52	139.39	141.65
49.82	26.00	27.59	254.67	216.48	138.96	141.96
51.39	26.49	27.76	257.63	219.38	139.84	141.15
51.76	27.60	27.32	258.31	221.35	136.28	140.28
49.81	26.33	25.89	255.74	218.52	129.93	138.19
44.22	23.90	23.75	250.96	208.26	118.52	134.90
38.90	22.36	21.23	240.23	195.71	111.95	146.74
34.33	26.59	20.33	230.38	174.92	106.23	138.73

Tabla 8.29. Demanda típica del jueves (Parte 4)

C_Mila_Milagro1	C_Mila_Milagro3	C_Duración	C_Orquideas	C_Pasc_Cedegé	C_Pasc_Vergel	C_Pososorja
156.99	110.95	41.27	55.90	42.46	12.61	36.71
150.42	107.70	40.85	59.16	25.80	11.95	36.55
141.55	101.52	40.63	56.85	32.22	11.43	35.88
137.56	97.87	42.27	56.21	37.92	12.00	36.36
137.48	97.52	46.37	57.94	25.92	12.84	38.41
136.33	97.36	48.38	63.55	29.56	14.57	43.01
124.79	92.37	48.91	55.22	36.52	13.66	38.79
138.75	108.60	54.24	57.83	32.91	15.48	42.59
154.19	120.53	56.53	60.99	40.16	16.28	43.94
161.31	129.67	58.37	62.36	41.26	17.05	43.68
167.64	135.50	60.77	64.57	24.04	17.49	46.90
169.22	138.12	60.44	65.26	22.82	17.50	47.80
166.26	135.39	57.52	64.34	25.55	16.35	45.86
176.92	142.50	56.82	63.26	40.38	17.60	44.39
181.19	138.03	58.53	58.02	42.41	17.90	45.92
179.48	136.54	57.12	60.42	36.23	17.71	45.43
175.74	134.71	53.83	61.40	22.20	16.29	43.74
167.54	129.12	53.98	63.46	18.53	15.57	42.42
176.39	135.95	69.27	85.37	24.41	20.65	52.61
178.09	137.02	68.99	85.10	24.13	20.37	53.13
178.42	138.36	67.66	83.53	22.69	19.55	52.45
183.01	137.60	63.12	78.51	19.75	18.24	49.79
181.22	132.67	55.16	69.83	19.77	15.77	45.19
173.98	126.02	47.39	62.39	17.99	13.91	40.56
165.73	117.31	43.26	58.47	16.54	12.08	32.46

Tabla 8.30. Demanda típica del jueves (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospe rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
115.98	201.12	141.06	81.50	35.60	93.50	14.48
112.40	192.95	137.08	81.26	34.24	92.28	13.95
109.27	180.86	132.93	79.98	33.17	92.63	13.39
110.06	172.95	132.48	80.07	32.60	91.39	13.16
110.65	169.61	136.34	81.21	35.05	91.50	13.48
109.45	169.06	142.81	80.58	39.56	92.78	13.76
99.33	167.34	127.20	80.48	36.38	88.54	12.70
107.02	203.22	143.38	81.28	36.80	91.06	14.36
116.16	231.21	155.36	80.59	37.31	93.07	16.31
127.47	248.65	163.81	82.15	38.14	94.69	17.80
132.23	256.04	167.18	83.43	40.07	97.06	19.22
134.54	263.02	172.17	84.26	41.30	99.74	19.29
132.30	261.26	165.04	83.10	39.53	99.89	19.25
135.78	272.49	163.18	82.41	40.70	99.47	18.79
138.93	273.37	167.45	83.07	41.83	100.10	20.28
137.50	267.03	166.57	83.14	41.93	101.02	19.77
134.32	260.32	163.85	82.71	43.67	98.39	18.95
131.12	244.27	164.36	83.08	45.88	99.31	18.44
146.22	257.50	213.11	84.31	60.89	109.09	21.66
146.43	257.39	209.30	84.02	60.79	108.48	21.75
144.79	256.20	206.29	83.63	59.33	108.03	21.48
142.80	249.43	196.54	82.42	55.73	105.12	20.33
137.44	241.95	179.96	81.41	50.09	100.74	18.71
128.07	230.08	162.17	80.76	43.76	96.96	17.00
120.15	210.22	147.39	79.78	37.44	94.00	15.16

8.2.7. Potencia horaria del viernes

Tabla 8.31. Demanda típica del viernes (Parte 1)

		C_ADELCA_Milagro	C_Baba_Gliri	C_Bomboiza	C_Chon_Daular	C_Dcer_Bijancorp
0:00	1:00	427.1	79.51	30.26	34.3	46.37
1:00	2:00	411.6	78.19	29.72	33.2	45.12
2:00	3:00	402.5	76.95	29.22	32.5	43.66
3:00	4:00	391.4	78.43	29.16	33.2	43.97
4:00	5:00	394.5	82.49	30.52	33.6	43.92
5:00	6:00	391.7	90.31	34.53	37.9	49.24
6:00	7:00	360.9	88.32	31.93	32.7	44.44
7:00	8:00	394.2	95.38	36.98	35.9	46.87
8:00	9:00	429.3	102.26	55.14	25.3	49.98
9:00	10:00	440.8	103.36	56.48	26.4	50.97
10:00	11:00	446.9	104.75	57.09	27.7	53.12
11:00	12:00	444.0	106.36	45.48	43.5	53.93
12:00	13:00	440.7	102.88	43.11	41.3	52.78
13:00	14:00	455.2	103.26	42.29	41.1	52.83
14:00	15:00	458.8	102.56	43.62	43.1	53.78
15:00	16:00	443.4	101.56	44.25	42.5	54.80
16:00	17:00	436.7	98.38	41.80	42.5	53.44
17:00	18:00	440.7	91.74	41.17	42.5	46.73
18:00	19:00	485.5	118.36	51.19	55.5	61.85
19:00	19:30	496.3	119.52	50.98	56.7	63.35
19:30	20:00	494.5	117.59	50.12	55.7	62.44
20:00	21:00	484.3	109.69	46.69	52.4	58.40
21:00	22:00	474.9	97.54	42.01	47.1	53.88
22:00	23:00	450.7	87.99	37.05	41.6	50.04
23:00	24:00	416.9	82.11	32.89	37.1	47.99

Tabla 8.32. Demanda típica del viernes (Parte 2)

C_Concordia	C_Esmeraldas_Borbon	C_SDom_SantoDomingo1	C_SDom_SantoDomingo2	C_Mant_Manta2	C_EEQ2_Pomasqui(SE57)	C_EEQ_IngaBajo(SE46)
13.82	64.13	13.37	80.33	293.30	354.38	96.37
13.12	63.03	13.25	77.34	280.74	344.79	91.77
13.00	61.57	12.84	75.96	273.18	336.77	90.09
12.46	59.94	12.86	75.04	262.93	338.99	90.86
12.95	59.21	12.94	77.22	258.40	354.65	105.44
13.20	61.18	12.73	82.75	255.87	396.59	119.71
12.06	55.25	11.88	75.13	233.78	415.27	131.76
13.26	60.57	12.48	82.97	260.87	442.83	159.95
14.11	67.33	12.67	93.11	291.12	461.88	189.70
14.11	71.35	13.12	95.99	304.70	475.77	195.07
14.16	73.30	13.34	100.97	314.65	487.27	200.87
14.48	74.20	13.37	99.31	319.87	494.30	200.08
15.12	76.02	13.30	99.24	326.07	490.49	199.94
15.18	77.92	14.08	105.04	344.48	476.33	195.94
14.93	74.36	14.26	104.83	349.05	476.61	191.50
14.86	72.26	14.33	104.21	347.54	471.07	187.05
14.91	70.10	13.65	101.57	328.43	457.41	180.81
15.27	69.09	13.51	101.02	312.82	462.26	173.21
17.59	79.92	15.97	119.48	349.11	501.08	205.97
17.67	82.61	16.27	122.01	358.28	514.15	212.53
18.12	80.49	16.27	118.87	353.36	507.17	209.61
17.26	80.97	15.82	113.69	346.84	478.39	197.68
16.32	75.38	15.23	104.37	334.89	446.69	165.76
14.06	68.74	14.38	94.59	315.40	394.93	142.51
14.04	64.70	13.40	83.66	295.20	354.87	115.25

Tabla 8.33. Demanda típica del viernes (Parte 3)

C_EEQ_SanRafael(SE27)	C_EEQ_SantaRosa(SE37)	C_Pima_Cascabel	C_Eslusas	C_Poli_Ciudad_Inteligente	C_PuertoInca_Milagro	C_SideSide
34.20	27.79	20.42	235.58	171.62	100.64	133.82
33.55	28.06	19.91	229.82	161.17	98.70	128.66
32.93	27.92	19.89	214.21	153.52	98.22	121.53
32.66	27.66	19.92	216.95	149.68	94.33	119.74
36.07	28.33	20.75	216.66	147.96	95.95	116.17
41.17	28.84	22.48	216.25	148.42	96.15	115.11
37.90	27.45	20.63	203.16	137.69	97.57	111.54
40.32	29.82	21.64	224.88	160.61	119.50	124.27
41.45	21.37	14.72	244.91	179.52	140.48	140.19
40.90	23.05	15.55	246.47	195.44	151.06	149.45
42.47	30.55	23.06	243.12	203.77	155.07	156.21
43.49	31.79	23.45	244.99	206.43	159.14	161.67
40.46	29.69	22.66	238.45	205.17	154.50	155.37
44.27	30.51	23.26	249.57	216.32	158.53	161.08
41.22	31.46	24.18	253.40	224.14	165.32	164.21
38.91	30.23	23.76	250.28	221.47	163.59	161.05
39.35	30.19	23.04	243.92	206.02	156.27	154.12
41.50	31.19	23.82	241.94	192.91	144.07	138.25
50.03	32.50	27.36	255.92	213.54	140.43	134.62
52.27	33.08	27.23	264.27	221.00	140.24	135.62
52.66	33.58	27.51	259.47	219.34	135.75	135.27
50.90	31.08	24.82	263.72	216.63	130.47	133.94
46.03	29.32	22.28	259.79	207.29	120.95	133.14
40.30	28.95	21.52	249.51	193.65	116.20	136.88
36.10	28.08	20.11	234.50	181.26	110.71	135.15

Tabla 8.34. Demanda típica del viernes (Parte 4)

C_Mila_Milagr o1	C_Mila_Milagr o3	C_Dura n	C_Orquide as	C_Pasc_Cede ge	C_Pasc_Vergel es	C_Poso_Posor ja
161.31	114.12	43.26	62.13	16.60	12.24	31.13
154.81	109.32	42.72	62.83	17.84	12.23	30.92
147.53	103.78	42.76	61.36	15.54	11.89	31.83
143.38	101.03	43.66	60.70	14.96	11.83	31.64
138.89	99.11	47.95	62.24	15.78	13.14	33.64
138.18	98.67	51.13	69.53	16.68	18.80	41.16
129.03	93.21	51.60	64.97	18.28	16.65	35.65
141.73	108.74	56.90	65.52	14.63	18.94	37.78
105.10	123.60	61.34	69.91	15.06	20.20	39.89
156.15	130.94	62.19	60.72	15.88	21.33	42.71
166.88	134.37	61.74	70.41	17.07	21.55	42.77
169.15	137.30	62.48	68.48	17.00	21.21	41.70
169.42	139.43	60.59	66.78	14.52	20.99	39.45
184.36	146.74	60.49	69.03	16.66	20.96	40.53
186.66	148.91	59.88	69.67	15.81	21.01	42.89
187.04	148.30	57.96	70.44	15.38	21.03	40.02
176.49	136.46	55.74	70.22	17.47	19.79	38.17
168.53	129.46	55.49	65.38	17.57	15.66	40.30
173.12	137.55	71.58	88.73	22.33	20.33	48.02
178.85	139.72	72.05	92.52	24.89	20.84	49.30
176.44	139.33	70.46	89.25	21.73	20.58	48.91
181.15	137.82	65.79	85.59	22.04	19.88	45.29
181.11	133.29	57.40	77.49	20.43	17.07	40.58
176.17	125.95	49.99	69.04	17.55	14.67	37.09
163.13	116.14	45.09	62.97	17.92	13.32	32.20

Tabla 8.35. Demanda típica del viernes (Parte 5)

C_SSAA_TV3_G ZEV	C_Sali_Prospere rina	C_Jivi_Jiv ino	C_Mira dor	C_Riob_Guar anda	C_San_Franc isco	C_Shus_Shushu findi
119.39	200.31	143.01	83.38	36.62	96.88	14.69
116.19	193.22	138.80	83.10	35.14	95.83	14.23
113.57	183.68	136.51	82.66	34.39	94.12	13.76
112.83	176.95	137.10	82.96	34.70	96.16	13.58
109.15	170.85	137.40	82.59	35.36	92.93	13.55
111.28	174.80	147.25	82.61	40.13	94.63	13.81
102.10	175.27	129.45	82.82	37.75	90.99	12.57
111.69	206.66	146.53	84.19	38.45	95.67	15.30
124.72	238.17	161.39	86.00	40.13	101.72	18.28
134.48	252.67	167.81	86.29	40.55	102.61	19.95
139.05	264.08	171.13	86.63	41.88	104.22	20.27
138.92	269.83	173.74	87.27	43.16	104.93	20.50
138.17	273.02	164.91	87.13	41.30	105.08	20.84
138.47	284.70	169.52	87.22	42.95	104.96	20.00
140.91	291.34	168.46	87.32	43.91	104.67	20.67
134.86	287.24	167.16	87.06	42.79	104.24	21.21
129.96	263.97	162.91	86.70	44.03	102.73	20.90
128.05	247.03	166.48	86.70	47.22	102.58	19.76
145.04	250.76	210.44	86.86	61.81	110.59	22.73
148.94	253.57	212.96	88.39	63.28	111.86	22.99
147.89	251.25	209.10	87.56	61.90	110.70	22.42
144.47	245.33	200.86	87.00	58.49	107.87	21.40
139.81	237.81	183.96	86.16	52.72	104.61	19.82
130.21	226.29	165.87	84.65	45.84	99.22	17.94
119.24	207.35	146.84	82.96	38.77	95.88	16.00

8.3. ANEXO D

8.3.1. Estimación de la potencia disponible según el primer criterio.

CRITERIO 1

Tabla 8.36. Estimación de la potencia disponible según el primer criterio (parte 1)

	Paute	Agoyan	Pucara	Hidro nación	Mazar	Ocaña	
POTENCIA EFECTIVA [MW]	525	156	73	213	170	26.1	
DISPONIBILIDAD	ENERO	0.49	0.61	0.48	0.42	0.44	1.00
	FEBRERO	0.56	0.68	0.47	0.46	0.52	1.00
	MARZO	0.55	0.73	0.39	0.51	0.48	1.00
	ABRIL	0.56	0.77	0.25	0.50	0.51	1.00
	MAYO	0.59	0.75	0.20	0.54	0.52	1.00
	JUNIO	0.60	0.74	0.22	0.40	0.54	1.00
	JULIO	0.62	0.77	0.28	0.35	0.58	1.00
	AGOSTO	0.64	0.79	0.38	0.33	0.57	1.00
	SEPTIEMBRE	0.55	0.72	0.34	0.30	0.50	1.00
	OCTUBRE	0.52	0.62	0.34	0.34	0.47	1.00
	NOVIEMBRE	0.55	0.56	0.36	0.45	0.44	1.00
	DICIEMBRE	0.53	0.61	0.40	0.47	0.44	1.00
P DISPONIBLE [MW]	ENERO	259.116	95.278	35.225	89.571	74.228	26.100
	FEBRERO	292.732	105.595	34.074	97.670	87.779	26.100
	MARZO	290.623	114.056	28.330	107.996	81.110	26.100
	ABRIL	291.919	119.637	17.889	106.564	85.992	26.100
	MAYO	309.503	116.468	14.718	114.034	88.471	26.100
	JUNIO	314.654	116.025	15.744	84.961	92.125	26.100
	JULIO	326.608	120.620	20.307	74.946	98.289	26.100
	AGOSTO	337.112	123.730	28.096	70.988	96.680	26.100
	SEPTIEMBRE	287.845	112.286	24.721	63.383	84.702	26.100
	OCTUBRE	272.736	96.502	25.104	72.945	80.168	26.100
	NOVIEMBRE	286.340	87.937	26.618	95.927	73.994	26.100
	DICIEMBRE	278.330	95.393	28.974	99.196	74.037	26.100

Tabla 8.37. Estimación de la potencia disponible según el primer criterio (parte 2)

Baba	Topo	Coca Codo	G_HPAS_MinassF	Delsitanisagua	Manduriacu	G_HPAS_Sopladora
42	29.2	1,333	270	180	65	487
0.45	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.67	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.66	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.67	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.59	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.29	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.07	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.05	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.05	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.21	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
19.097	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
28.052	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
27.556	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
28.207	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
24.930	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
12.376	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
7.501	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
3.149	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
1.941	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
2.261	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
2.376	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000
8.617	29.200	1333.334	270.000	180.000	65.000	487.000

8.4. ANEXO E

8.4.1. Estimación de la potencia disponible según el segundo criterio.

CRITERIO 2

Tabla 8.39. Estimación de la potencia disponible según el segundo criterio

		Abani co	Sabnil la	G_HPAS_ Allu	G_HPAS_ Sp ullo	San Bartolo	Due	Norman dia	Chalpi Grand
PROMEDIO	ENERO	26.85 5	10.98 1	34.648	25.544	29.450	82.70 7	21.628	4.386
	FEBRERO	30.61 4	11.99 4	50.740	37.461	37.695	85.67 7	25.347	5.128
	MARZO	36.45 2	12.65 2	50.844	40.595	46.408	89.64 0	30.143	5.218
	ABRIL	44.93 1	13.84 2	51.137	45.038	60.573	101.1 60	40.179	5.898
	MAYO	48.28 3	13.98 7	36.897	31.573	61.450	112.4 40	44.236	6.596
	JUNIO	56.83 4	18.23 2	24.587	20.682	68.780	117.2 42	46.809	7.245
	JULIO	53.62 1	17.38 1	16.298	13.589	74.228	114.5 94	43.841	7.573
	AGOSTO	44.70 7	13.41 0	12.731	10.517	58.273	95.37 6	35.011	5.586
	SEPTIEMB RE	40.63 1	11.04 8	13.463	10.367	46.703	84.16 4	31.415	5.085
	OCTUBRE	37.29 7	9.161	16.494	12.089	40.773	81.42 0	28.763	4.525
	NOVIEMB RE	30.90 3	7.548	17.806	13.289	34.205	79.11 6	27.206	4.475
	DICIEMB RE	26.52 8	8.945	21.417	16.227	31.560	87.67 6	22.323	4.193
Caudal nominal		12.5	12.50 0	20.000	51.000	40.000	36.87 0	65.000	23.600
Potencia efectiva [MW]		38.5	38.50 0	30.000	204.000	47.370	51.30 0	50.000	49.600
P disponible [MW]	ENERO	38.50 0	18.00 0	122.400	28.422	38.475	50.00 0	37.200	7.580
	FEBRERO	38.50 0	18.00 0	204.000	35.528	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	MARZO	38.50 0	18.00 0	204.000	47.370	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	ABRIL	38.50 0	18.00 0	204.000	47.370	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	MAYO	38.50 0	18.00 0	153.000	35.528	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	JUNIO	38.50 0	22.50 0	122.400	28.422	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	JULIO	38.50 0	22.50 0	122.400	28.422	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	AGOSTO	38.50 0	18.00 0	122.400	28.422	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	SEPTIEMB RE	38.50 0	18.00 0	122.400	28.422	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	OCTUBRE	38.50 0	18.00 0	122.400	28.422	51.300	50.00 0	49.600	7.580
	NOVIEMB RE	38.50 0	18.00 0	122.400	28.422	38.475	50.00 0	49.600	7.580
	DICIEMB RE	38.50 0	18.00 0	122.400	28.422	38.475	50.00 0	37.200	7.580

8.5. ANEXO F

8.5.1. Estimación de la potencia disponible según el tercer criterio.

CRITERIO 3

Tabla 8.40. Estimación de la potencia disponible según el tercer criterio (Parte 1)

		G_HEMB_Chontal	Chorillos	Quijos	Cardenillo	San Antonio	Dudas
PROMEDIO	ENERO	10.307	0.312	25.200	74.821	3.387	1.532
	FEBRERO	19.371	0.504	24.982	96.411	3.843	1.739
	MARZO	20.511	0.532	29.461	116.826	4.216	1.909
	ABRIL	20.564	0.582	33.482	154.576	5.440	2.635
	MAYO	15.817	0.589	39.073	163.145	5.523	3.146
	JUNIO	9.305	0.766	49.426	187.318	6.775	4.276
	JULIO	6.194	0.731	53.382	198.213	7.367	4.822
	AGOSTO	4.785	0.565	43.318	152.695	6.143	4.499
	SEPTIEMBRE	4.431	0.464	35.912	126.379	5.170	3.324
	OCTUBRE	4.590	0.259	29.609	111.095	4.799	2.656
	NOVIEMBRE	4.747	0.214	25.926	88.400	3.952	1.928
	DICIEMBRE	5.206	0.255	23.662	77.705	3.603	1.672
CAUDAL MÁXIMO		20.564	0.766	53.382	198.213	7.367	4.822
POTENCIA EFECTIVA [MW]		76.500	3.950	50.004	540.000	50.000	50.000
PORCENTAJE	ENERO	0.499	0.593	0.528	0.623	0.540	0.682
	FEBRERO	0.058	0.342	0.532	0.514	0.478	0.639
	MARZO	0.003	0.306	0.448	0.411	0.428	0.604
	ABRIL	0.000	0.241	0.373	0.220	0.262	0.453
	MAYO	0.231	0.231	0.268	0.177	0.250	0.348
	JUNIO	0.548	0.000	0.074	0.055	0.080	0.113
	JULIO	0.699	0.046	0.000	0.000	0.000	0.000
	AGOSTO	0.767	0.263	0.189	0.230	0.166	0.067
	SEPTIEMBRE	0.785	0.395	0.327	0.362	0.298	0.311
	OCTUBRE	0.777	0.662	0.445	0.440	0.349	0.449
	NOVIEMBRE	0.769	0.721	0.514	0.554	0.464	0.600
	DICIEMBRE	0.747	0.667	0.557	0.608	0.511	0.653
P DISPONIBLE [MW]	ENERO	38.344	1.606	23.605	203.838	22.988	15.882
	FEBRERO	72.060	2.598	23.401	262.655	26.080	18.036
	MARZO	76.302	2.743	27.596	318.275	28.611	19.798
	ABRIL	76.500	2.999	31.363	421.118	36.922	27.327
	MAYO	58.839	3.036	36.600	444.462	37.479	32.620
	JUNIO	34.614	3.950	46.298	510.319	45.980	44.335
	JULIO	23.043	3.767	50.004	540.000	50.000	50.000
	AGOSTO	17.799	2.909	40.576	415.992	41.693	46.648
	SEPTIEMBRE	16.483	2.391	33.639	344.299	35.087	34.465
	OCTUBRE	17.074	1.337	27.735	302.659	32.571	27.537
	NOVIEMBRE	17.660	1.101	24.286	240.832	26.821	19.991
	DICIEMBRE	19.365	1.315	22.164	211.696	24.452	17.336

Tabla 8.41. Estimación de la potencia disponible según el tercer criterio (Parte 2)

Soldados	Yanuncay	G_HPAS_Cumbaya	G_HPAS_Nayon	Maravilla	Magdalena	El Salto	G_HPAS_Papallacta
1.646	3.174	10.323	29.013	14.715	10.602	233.008	1.121
2.742	5.236	11.447	32.253	23.191	13.581	309.596	1.152
2.867	6.053	12.240	34.792	23.903	14.621	308.759	1.186
3.946	7.544	17.256	42.162	24.496	12.707	301.059	1.257
3.020	5.798	20.255	45.599	19.195	11.393	239.832	1.409
3.423	6.572	21.985	57.505	12.373	8.626	167.848	0.931
2.938	5.616	20.034	56.883	8.507	6.255	122.330	0.747
1.900	3.626	14.130	41.562	5.978	5.255	112.140	0.662
1.936	3.716	13.374	34.495	5.408	4.555	92.408	0.811
1.977	3.768	12.486	31.377	6.241	5.217	113.479	1.024
1.429	2.745	12.762	26.059	7.934	7.083	134.677	1.063
1.149	2.205	11.510	27.780	9.615	8.212	176.139	1.064
3.946	7.544	21.985	57.505	24.496	14.621	309.596	1.409
7.200	14.600	20.000	27.000	10.000	22.000	24.000	4.000
0.583	0.579	0.530	0.495	0.399	0.275	0.247	0.204
0.305	0.306	0.479	0.439	0.053	0.071	0.000	0.182
0.273	0.198	0.443	0.395	0.024	0.000	0.003	0.158
0.000	0.000	0.215	0.267	0.000	0.131	0.028	0.108
0.235	0.231	0.079	0.207	0.216	0.221	0.225	0.000
0.133	0.129	0.000	0.000	0.495	0.410	0.458	0.339
0.255	0.256	0.089	0.011	0.653	0.572	0.605	0.470
0.519	0.519	0.357	0.277	0.756	0.641	0.638	0.530
0.510	0.507	0.392	0.400	0.779	0.688	0.702	0.424
0.499	0.501	0.432	0.454	0.745	0.643	0.633	0.273
0.638	0.636	0.420	0.547	0.676	0.516	0.565	0.245
0.709	0.708	0.476	0.517	0.607	0.438	0.431	0.244
3.003	6.142	9.391	13.622	6.007	15.953	18.063	3.182
5.002	10.132	10.414	15.143	9.467	20.434	24.000	3.271
5.231	11.714	11.134	16.336	9.758	22.000	23.935	3.368
7.200	14.600	15.698	19.796	10.000	19.120	23.338	3.568
5.509	11.221	18.426	21.410	7.836	17.142	18.592	4.000
6.245	12.719	20.000	27.000	5.051	12.979	13.012	2.643
5.361	10.868	18.225	26.708	3.473	9.411	9.483	2.120
3.467	7.018	12.854	19.514	2.440	7.907	8.693	1.880
3.531	7.191	12.167	16.196	2.208	6.853	7.164	2.304
3.608	7.292	11.359	14.732	2.548	7.849	8.797	2.906
2.608	5.312	11.610	12.235	3.239	10.658	10.440	3.018
2.095	4.268	10.471	13.043	3.925	12.356	13.654	3.022