



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

PROYECTO DE MATERIA INTEGRADORA

**GERENCIAMIENTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN
CONSUMIDOR RESIDENCIAL**

Presentado por:

Doménica Nicole Apolo Loaiza
Geovanni Moisés Correa Astudillo

Previo a la obtención del título de
Ingeniero en Electricidad

Supervisado por:
PhD. Miguel Torres

Año
2020

DEDICATORIA

*A Dios, a mi familia, a mis amigos y a la comarca.
Doménica Nicole Apolo Loaiza*

*Dedico esta tesis a Dios, a mis padres, hermanas, hermanos, amigos y familiares que me han
apoyado incondicionalmente en cada paso y motivado a ser mejor cada día.
Geovanni Moisés Correa Astudillo*

AGRADECIMIENTOS

Nos gustaría agradecer en estas líneas la ayuda que muchas personas y colegas han prestado durante el proceso de investigación y redacción de este trabajo. En primer lugar, a nuestros padres que nos han ayudado y apoyado en todo el proceso, a nuestro tutor, Miguel Torres, por habernos orientado en todos los momentos que necesitamos sus consejos. Así mismo, deseamos expresar un reconocimiento a nuestra institución ESPOLE por todas las atenciones e información brindada a lo largo de esta carrera.

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Doménica Nicole Apolo Loaiza y Geovanni Moisés Correa Astudillo damos nuestro consentimiento para que la ESPOl realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

Doménica Nicole Apolo Loaiza

Geovanni Moisés Correa Astudillo

EVALUADORES

Msc. Fernando Vaca Urbano
Profesor de la materia

PhD. Miguel Torres Rodriguez
Profesor tutor

RESUMEN

El sistema eléctrico ecuatoriano cuenta por lo general con un único servicio de suministro eléctrico para usuarios residenciales, además no cuenta con una regulación que incentive la inversión en proyectos de microgeneración renovable, debido a esto se realiza una adaptación de un modelo matemático al sistema ecuatoriano basado en una revisión bibliográfica de estudios realizados en varios países, para dar la posibilidad a los consumidores de tener el control sobre su suministro eléctrico.

En el software AMPL se implementó el modelo matemático desarrollado en Brasil y adaptado al sistema ecuatoriano, tomando en cuenta: regulaciones con los límites de capacidad de instalación y el pliego tarifario, por otro lado, se utilizaron datos de estudios previos de consumo residencial y se aplicaron a cinco ciudades, además se usó para generación registros de condiciones meteorológicas.

Luego de evaluar el modelo matemático en las cinco ciudades, el sistema optimizó el consumo eléctrico mediante un gerenciamiento en el suministro de energía y cuya generación renovable variaba dependiendo de las condiciones meteorológicas, además, se realizó un análisis económico donde se comparó el costo por consumo eléctrico mensual con el sistema de gerenciamiento residencial y sin él.

Los resultados reflejan que el sistema cumple su objetivo de gerenciar eficientemente el suministro de electricidad, maximizando el aprovechamiento de la generación renovable y minimizando el consumo eléctrico de la red, en otras palabras, una disminución del costo de la electricidad. Este objetivo de optimización se cumple en cada una de las ciudades a pesar de las variaciones meteorológicas.

ABSTRACT

Ecuadorian electrical system usually has a single power supply service for residential users, It also does not have a regulation that encourages investment in renewable microgeneration projects for residences, due to this an adaptation of a mathematical model to the Ecuadorian electrical system is made based on a bibliographic review of studies conducted in several countries, to give consumers the possibility to have control over their electricity supply.

It was implemented in the AMPL mathematical optimization software, this was done considering the installation capacity limits and the current tariff specification that calculates the cost based on the monthly consumption amount recorded by the housing meter. On the other hand, for system behavior analysis, previous residential consumption studies and historical weather conditions records were used as input data.

After the Ecuadorian electrical system mathematical model AMPL implementation, its robustness was analyzed in five cities in the country. The objective function was reached through the energy supply management according to renewable generation variability depending on the weather condition of each city. In addition, an economic analysis was carried out in each city where the monthly electricity consumption cost is compared to the single residential supply system.

The optimization results obtained reflect that the system meets its objective of efficiently managing the electricity supply, prioritizing the use of renewable generation against the electricity consumption from the distribution grid, summarizing, a decrease of the electricity cost. This optimization objective is met in each city; however, the economic benefit varies depending on the weather conditions.

Acrónimos

G_{ref}	Irradiación Solar en Condiciones de Referencia
K_t	Coefficiente de Temperatura
T_c	Temperatura de la Celda en °C
ANEEL	Agencia Nacional de Electricidad
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BBS	Sistema De Bancos De Baterías
BPSO	Binary particle swarm optimization
CO2	Dióxido de carbono
DMQ	Distrito Metropolitano de Quito
E	Energía
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ESS	Sistemas de Almacenamiento de Energía
EV	Vehículos Eléctricos
G	Irradiación Solar
GA	Genetic algorithm
GEBA	Global Energy Balance Archive
GWO	Grey Wolf Optimización
HEM	Gestión de Energía del Hogar
kWh	Kilo Watts Hora
m	Metros
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
NCDC	National Climatic Data Center
NREL	Laboratorio de Energías Renovables
P	Potencia
PAR	Relación Pico Promedio
PV	Panel Fotovoltaico
REN	Regulación Normativa
T_{Ref}	Temperatura Ambiente en °C
v	Velocidad de Viento
W	Watts
WBPSO	Wind driven BPSO
WDGA	Wind driven genetic algorithm
WDGWO	Wind driven GWO algorithm
WDO	Wind driven optimization

Índice general

Resumen	VI
Abstract	VII
Acrónimos	VIII
Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XIV
1. PLANTEAMIENTO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	1
1.1. Introducción	1
1.2. Descripción del problema	2
1.3. Justificación del problema	3
1.4. Objetivos	4
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos	4
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. Historia de la microgeneración	5
2.2. Formas de Microgeneración	6
2.3. Tecnologías De Almacenamiento De Energía	8
2.4. Algoritmos de Optimización	8
3. METODOLOGÍA	13
3.1. Determinar el consumo eléctrico diario de una residencia.	13
3.2. Microgeneración	14
3.2.1. Energía Fotovoltaicas	14
3.2.2. Energía Eólica	14
3.2.3. Datos Meteorológicos en el Ecuador	15
3.2.4. Sistema de Almacenamiento en Baterías	16
3.2.5. Tarifa Eléctrica Ecuatoriana	16
3.3. Análisis de Escenarios	18
3.4. Optimización de Modelo	18
3.5. Restricciones de pliego tarifario	20

3.6. Programacion en AMPL	21
4. RESULTADOS Y ANALISIS	22
4.1. Obtención de Datos	22
4.2. Generación Eólica	22
4.2.1. Guayaquil mes de agosto	23
4.3. Generación Fotovoltaica	24
4.3.1. Guayaquil mes de agosto	24
4.4. Consumo eléctrico residencial	25
4.5. Resultados de Optimización	26
4.5.1. Guayaquil mes de agosto	27
4.6. Análisis Económico	29
4.6.1. Agosto	29
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	31
5.1. Conclusiones	31
5.2. Recomendaciones	32
Apéndice	35
A. Generación Eólica	35
A.1. Guayaquil	35
A.1.1. Guayaquil mes de mayo	35
A.1.2. Guayaquil mes de noviembre	36
A.2. Quito	38
A.2.1. Quito mes de agosto	38
A.2.2. Quito mes de mayo	39
A.2.3. Quito mes de noviembre	41
A.3. Cuenca	42
A.3.1. Cuenca mes de agosto	42
A.3.2. Cuenca mes de mayo	44
A.3.3. Cuenca mes de noviembre	45
A.4. Loja	47
A.4.1. Loja mes de agosto	47
A.4.2. Loja mes de mayo	48
A.4.3. Loja mes de noviembre	49
A.5. Manta	51
A.5.1. Manta mes de agosto	51
A.5.2. Manta mes de mayo	52
A.5.3. Manta mes de noviembre	54

B. Generación Fotovoltaica	56
B.1. Guayaquil	56
B.1.1. Guayaquil mes de mayo	56
B.1.2. Guayaquil mes de noviembre	57
B.2. Quito	59
B.2.1. Quito mes de agosto	59
B.2.2. Quito mes de mayo	60
B.2.3. Quito mes de noviembre	62
B.3. Cuenca	63
B.3.1. Cuenca mes de agosto	63
B.3.2. Cuenca mes de mayo	65
B.3.3. Cuenca mes de noviembre	66
B.4. Loja	68
B.4.1. Loja mes de agosto	68
B.4.2. Loja mes de mayo	69
B.4.3. Loja mes de noviembre	70
B.5. Manta	72
B.5.1. Manta mes de agosto	72
B.5.2. Manta mes de mayo	73
B.5.3. Manta mes de noviembre	75
C. Resultados de Optimización	77
C.1. Guayaquil	77
C.1.1. Guayaquil mes de mayo	77
C.1.2. Guayaquil mes de noviembre	78
C.2. Quito	80
C.2.1. Quito mes de agosto	80
C.2.2. Quito mes de mayo	81
C.2.3. Quito mes de noviembre	83
C.3. Cuenca	84
C.3.1. Cuenca mes de agosto	84
C.3.2. Cuenca mes de mayo	86
C.3.3. Cuenca mes de noviembre	87
C.4. Loja	89
C.4.1. Loja mes de agosto	89
C.4.2. Loja mes de mayo	90
C.4.3. Loja mes de noviembre	91
C.5. Manta	93
C.5.1. Manta mes de agosto	93
C.5.2. Manta mes de mayo	94
C.5.3. Manta mes de noviembre	96

D. Análisis Económico	98
D.1. Mayo	98
D.2. Noviembre	98

Índice de figuras

2.1. Tipos de Almacenamiento de Energía	8
---	---

Índice de tablas

2.1. Tipos de Microgeneración	7
2.2. Resumen comparativo de trabajos realizados	12
3.1. Pliego Tarifario en el Ecuador Fuente: [24]	17
4.1. Viento y Potencia	23
4.2. Irradiación Global y Potencia	24
4.3. Consumo Eléctrico	25
4.4. Resultados Optimizados día 1	27
4.5. Resultados Optimizados día 30	27
4.6. Análisis Económico Comparativo	29
A.1. Viento y Potencia el día 1	35
A.2. Viento y Potencia el día 30	36
A.3. Viento y Potencia el día 1	36
A.4. Viento y Potencia el día 30	37
A.5. Viento y Potencia el día 1	38
A.6. Viento y Potencia el día 30	39
A.7. Viento y Potencia el día 1	39
A.8. Viento y Potencia el día 30	40
A.9. Viento y Potencia el día 1	41
A.10. Viento y Potencia el día 30	41
A.11. Viento y Potencia el día 1	42
A.12. Viento y Potencia el día 30	43
A.13. Viento y Potencia el día 1	44
A.14. Viento y Potencia el día 30	44
A.15. Viento y Potencia el día 1	45
A.16. Viento y Potencia el día 30	46
A.17. Viento y Potencia el día 1	47
A.18. Viento y Potencia el día 30	47
A.19. Viento y Potencia el día 1	48
A.20. Viento y Potencia el día 30	49
A.21. Viento y Potencia el día 1	50
A.22. Viento y Potencia el día 30	50

A.23. Viento y Potencia el día 1	51
A.24. Viento y Potencia el día 30	52
A.25. Viento y Potencia el día 1	53
A.26. Viento y Potencia el día 30	53
A.27. Viento y Potencia el día 1	54
A.28. Viento y Potencia el día 30	55
B.1. Irradiación y Potencia el día 1	56
B.2. Irradiación y Potencia el día 30	57
B.3. Irradiación y Potencia el día 1	57
B.4. Irradiación y Potencia el día 30	58
B.5. Irradiación y Potencia el día 1	59
B.6. Irradiación y Potencia el día 30	60
B.7. Irradiación y Potencia el día 1	60
B.8. Irradiación y Potencia el día 30	61
B.9. Irradiación y Potencia el día 1	62
B.10. Irradiación y Potencia el día 30	62
B.11. Irradiación y Potencia el día 1	63
B.12. Irradiación y Potencia el día 30	64
B.13. Irradiación y Potencia el día 1	65
B.14. Irradiación y Potencia el día 30	65
B.15. Irradiación y Potencia el día 1	66
B.16. Irradiación y Potencia el día 30	67
B.17. Irradiación y Potencia el día 1	68
B.18. Irradiación y Potencia el día 30	68
B.19. Irradiación y Potencia el día 1	69
B.20. Irradiación y Potencia el día 30	70
B.21. Irradiación y Potencia el día 1	71
B.22. Irradiación y Potencia el día 30	71
B.23. Irradiación y Potencia el día 1	72
B.24. Irradiación y Potencia el día 30	73
B.25. Irradiación y Potencia el día 1	74
B.26. Irradiación y Potencia el día 30	74
B.27. Irradiación y Potencia el día 1	75
B.28. Irradiación y Potencia el día 30	76
C.1. Resultados Optimizados día 1	77
C.2. Resultados Optimizados día 30	78
C.3. Resultados Optimizados día 1	78
C.4. Resultados Optimizados día 30	79
C.5. Resultados Optimizados día 1	80
C.6. Resultados Optimizados día 30	81

C.7. Resultados Optimizados día 1	81
C.8. Resultados Optimizados día 30	82
C.9. Resultados Optimizados día 1	83
C.10. Resultados Optimizados día 30	83
C.11. Resultados Optimizados día 1	84
C.12. Resultados Optimizados día 30	85
C.13. Resultados Optimizados día 1	86
C.14. Resultados Optimizados día 30	86
C.15. Resultados Optimizados día 1	87
C.16. Resultados Optimizados día 30	88
C.17. Resultados Optimizados día 1	89
C.18. Resultados Optimizados día 30	89
C.19. Resultados Optimizados día 1	90
C.20. Resultados Optimizados día 30	91
C.21. Resultados Optimizados día 1	92
C.22. Resultados Optimizados día 30	92
C.23. Resultados Optimizados día 1	93
C.24. Resultados Optimizados día 30	94
C.25. Resultados Optimizados día 1	95
C.26. Resultados Optimizados día 30	95
C.27. Resultados Optimizados día 1	96
C.28. Resultados Optimizados día 30	97
D.1. Análisis económico de las 5 ciudades en el mes de mayo	98
D.2. Análisis económico de las 5 ciudades en el mes de noviembre	98

Capítulo 1

PLANTEAMIENTO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

1.1. Introducción

El presente proyecto se enfoca en analizar las distintas formas en las que una vivienda puede abastecerse de electricidad, que pueden ser la empresa eléctrica mediante la red de distribución, una instalación de paneles fotovoltaicos o turbinas eólicas que aprovechan los recursos naturales para generar electricidad.

Se realiza una revisión bibliográfica de estudios previos y proyectos que han sido aplicados en otros países como Brasil, Pakistán, Alemania, entre otros, obteniendo un modelo que se adapte a un sistema ecuatoriano que cuenta con normativas que restringen la capacidad de instalación fotovoltaica como la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 y que no promueven de forma eficiente la inversión en este tipo de proyectos, además del sistema de cobro por consumo eléctrico que ha sido diseñado para variar en rangos de consumo.

Se utiliza, además, un estudio que proporciona datos promedio y varianza de consumo eléctrico residencial en distintos rangos, lo que permite obtener una curva típica de consumo diario que presente un alto grado de suministro mensual, por otro lado, se recurre a bases de datos meteorológicas para obtener un registro de condiciones de irradiación solar y viento, de las cuales se tomara en cuenta las del año 2019 para realizar simulaciones de un escenario de producción energética y consumo.

El modelo matemático adaptado y los preexistentes se analizan en el software de optimización matemático AMPL para observar el comportamiento en distintos escenarios, es decir, tomando en cuenta cinco diferentes ciudades del país, cada una de ellas considerando condiciones climatológicas buenas, promedio y malas, de esta forma se puede observar el funcionamiento del sistema y en qué lugares presenta mayores beneficios, en otras palabras, comprobar el nivel de eficacia que el sistema tiene al momento de optimizar la forma en que la residencia es suministrada con electricidad y si este proporciona un máximo aprovechamiento a los recursos renovables mediante una priorización de su uso.

1.2. Descripción del problema

En Ecuador el sector residencial cuenta mayoritariamente con una única fuente de suministro de energía eléctrica, la cual es proporcionada por las empresas distribuidoras del país mediante puntos de conexión establecidos dentro de una red urbana o rural [1]. Para establecer esta conexión se dispone de un flujo de energía que parte desde el transformador de distribución y mediante una acometida la energía eléctrica es llevada hasta el medidor residencial.

Esta forma de suministro no permite que el usuario residencial pueda gestionar su consumo eléctrico, de manera autónoma y controlada, y se encuentre sujeto a la red de distribución existente provocando ineficiencia y falta de gerenciamiento óptimo, que conlleva a pérdidas y/o fugas económicas en el sector.

Hoy en día existen múltiples alternativas para microgeneración eléctrica a nivel residencial empleando fuentes renovables como la eólica o solar, en combinación con sistemas de almacenamiento de baterías, estos permiten satisfacer la demanda producida por una residencia e inclusive proporcionar energía adicional a la red. Sin embargo, la cogeneración es un proceso que no ha sido mínimamente aplicado a pesar de los beneficios de su uso, que incluye las fuentes de energía renovable.

Para una gestión estratégica de electricidad es necesario el planteamiento de un modelo matemático, con la aplicación de este se equilibra la generación del consumo eléctrico en una residencia, mediante un gerenciamiento óptimo de recursos que posibilita un ahorro energético y económico. Además, evita las posibles afectaciones que pueden ocasionarse en las actividades que se relacionan con la generación, transmisión y distribución, y que impacta directamente a la residencia.

Un modelo de optimización matemático no solo permite el gerenciamiento eléctrico de una residencia también proporciona una mayor confiabilidad en caso de un eventual fallo en el sistema de cogeneración.

1.3. Justificación del problema

Considerando que la situación actual de nuestro país no permite la coexistencia de un sistema paralelo al recibido mediante la red de distribución convencional, que de una u otra manera no le permite al usuario gerenciar el consumo de su vivienda de manera eficiente, se verifica la necesidad de la realización del levantamiento de literatura en temas de energías renovables (solar y eólica) aplicada a usuarios residenciales.

Debido a este antecedente surge la necesidad de obtener un modelo matemático que represente el gerenciamiento de la energía eléctrica del consumidor residencial, proponiendo otras alternativas de microgeneración renovable que permitan administrar su consumo de forma óptima.

La implementación de modelos matemáticos para el gerenciamiento de energía ha mostrado grandes beneficios tanto para los consumidores como para la red eléctrica, como se da en el caso de Brasil que mediante las Normativas de Regulación REN 482/2012 y REN 687/2015 se incentiva a la inversión en proyectos residenciales de cogeneración, pues permite vender el excedente energético a cambio de créditos acumulables que se aplican en el siguiente mes de facturación [2],[3]. Por otro lado, presentan aspectos positivos como reducción en la carga de la red, disminuyendo la corriente en los cables de las trocales dentro de la red de distribución, además el sistema de baterías para el almacenamiento proporcionó beneficios en la mejora de los niveles de voltaje.

Los beneficios del gerenciamiento de energía haciendo uso de sistemas de cogeneración renovable no se limitan solamente al campo de eficiencia o al ámbito económico, como es el caso en España donde se impulsa el uso de estos sistemas de gerenciamiento como se menciona en el Real Decreto Ley 900/2015 con el propósito de reducir los consumos de CO₂, ayudando de esta manera al cambio climático y los problemas de radiación existentes en este país europeo [4].

Escenarios similares al antes mencionado se pueden observar en varios países europeos como en Alemania, uno de los países más avanzados en el mercado de las energías renovables. Con la Ley de Energía Renovables - EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), esta República tiene como objetivo un desarrollo sostenible de los recursos eléctricos que permitan una protección ambiental y un crecimiento de utilización de recursos renovables [5]. Además de regular una correcta planificación, ejecución e inyección de energía a la red por parte de las microgeneraciones y brindar precios justos a los usuarios que se interesen por implementar este tipo de tecnología.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Diseñar la adaptación de un modelo matemático, a la realidad local mediante el gerenciamiento de la energía eléctrica con la finalidad de alcanzar un nivel óptimo del consumo eléctrico en el sector residencial.

1.4.2. Objetivos específicos

- Revisión literaria de modelos matemáticos preexistentes de gerenciamiento eléctrico de una residencia para estudio de su comportamiento.
- Análisis de simulaciones de modelos matemáticos preexistentes para la adaptación al sistema ecuatoriano.
- Adaptación de diseño y simulación de un modelo matemático de gerenciamiento eléctrico propuesto para la realidad local.

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Historia de la microgeneración

A lo largo de prácticamente toda la historia de la humanidad, las energías renovables han estado presentes en la vida del ser humano, siendo la principal fuente de energía disponible, un ejemplo es la solar que proporcionaba calor a los habitantes de la Tierra, además de ser fuente vital para el cultivo de los alimentos. Durante los últimos siglos los combustibles fósiles no renovables tuvieron un espacio amplio dentro del mundo de la producción por considerarse más barato en relación con la obtención de energías renovables. Sin embargo, los problemas ambientales provocaron un replanteamiento sobre su uso y creó una vía para el desarrollo y mejora tecnológica de energía limpia como la eólica y fotovoltaica. Esto abrió la oportunidad para el desarrollo tecnológico que ha avanzado con el paso de los años, logrando una penetración global hasta el punto de estar presente en muchas viviendas que buscan mejorar el gerenciamento eléctrico de sus residencias [6].

En el año de 1839, Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico (PV) en un experimento de una pila electrolítica al notar que uno de los electrodos de platino tuvo un aumento de corriente cuando fue expuesto al sol [7]. Sin embargo, no tuvo gran relevancia pues a inicios del siglo XX la energía solar tenía un costo estimado 10 veces superior a la obtenida a partir de recursos fósiles y no fue sino hasta el año de 1954 que las aplicaciones fotovoltaicas cobraron impulso gracias a la demanda generada por la carrera espacial en donde los Laboratorio Bell desarrollaron modelos satisfactorios que abrirían la puerta para que años más tarde se estableciera un mercado para celdas solares que incentivo a la mejora de la eficiencia de esta tecnología. Por otro lado, a inicios del siglo XX, mientras la energía solar no era una opción viable económicamente, la generación eléctrica eólica empezó una fuerte competencia frente al carbón en Dinamarca que era un país con una industria de generación eólica establecida. Fue pionera en la utilización de este recurso haciendo uso de turbinas eólicas de 25 kW en todo el territorio, ya que la generación eólica presentaba un estado económico competitivo y argumentó durante el periodo de la segunda guerra mundial la necesidad de varios países de contar con reserva energía

eólica, especialmente en aquellos que dependían de combustibles importados [8]. Tras la crisis del petróleo de 1973 la necesidad de invertir y desarrollar aún más en energías renovables se impulsó, para lo cual se desarrolló una industria que introdujo turbinas eólicas que han ido ganando espacio a nivel global junto con otras alternativas que tras un proceso tecnológico produjeron una gama de opciones confiables capaces de ganar penetración en los mercados energéticos y desplazar los recursos fósiles [9].

En el 2012, en Estados Unidos el huracán Sandy marcó un punto de inflexión para la introducción de microrredes, pues a partir de este suceso, la idea tomó un gran impulso y aceptación por parte de gobiernos que empezaron a ver sus beneficios y vieron la necesidad de aprovechar su potencial [10].

El huracán Sandy fue el más grande registrado en el Atlántico y sus efectos en Manhattan dejaron 8.5 millones de personas sin electricidad y pérdidas de aproximadamente \$1.1 mil millones [11]. Esto inicio una conversación acerca de buscar alternativas que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, causado por centrales eléctricas de carbón y gas natural. Entre las soluciones planteadas se propone las microrredes de generación renovable con el argumento de que esto aumentaría la confiabilidad del sistema en caso de una falla en la red, pues podrían mantener un suministro de energía mediante su propia generación que funciona independiente del sistema eléctrico en un efecto denominado isla [12]. Los beneficios potenciales incentivaron a varios países en todo el mundo a desarrollar políticas que incentivan la inversión en proyectos de microrredes que permiten una mayor participación en el mercado del consumidor mediante el gerenciamiento de su propia energía eléctrica.

En el caso de Ecuador, no existe el incentivo para inversión en el ámbito de microgeneración, a pesar de que la generación distribuida podría facilitar el gerenciamiento del consumo eléctrico de las residencias haciendo uso de energías renovables no convencionales, por lo que existe la necesidad de contemplar esto en la ley y crear nuevos reglamentos y regulaciones.

Algunos modelos económicos que se podrían aplicar en el país son el Feed-in o Tariff (TIF), para esto se deberán establecer precios a la energía que se inyectará a la red, así como rangos de capacidades tanto para los clientes residenciales e industriales.

2.2. Formas de Microgeneración

La microgeneración es cualquier tipo de fuente generadora de energía eléctrica y térmica, con tasas de potencia inferiores a unos cientos de kW. Por lo general, la eficiencia de estos generadores oscila entre el 18 % y el 60 %. La mayoría de estos tienen intercambiadores de calor, que permiten aprovechar el calor residual, para agua caliente, calefacción o calor de procesos industriales, aumentando la eficiencia total del sistema hasta en un 90 % [13].

Cuadro 2.1: Tipos de Microgeneración

Tipo	Descripción	Eficiencia
MICROTURBINAS DE GAS	Pequeñas turbinas de combustión, con una capacidad instalada de 25 a 300 kW y velocidades de rotación muy altas.	25 % - 30 %
CÉLULAS DE COMBUSTIBLE	Dispositivos capaces de producir electricidad mediante una transformación electroquímica, sin combustión clásica.	- 55-60 % (ACF) - 40-60 % (PEMFC) - 32-40 % (DMFC) - 36-45 % (PAFC) - 50-60 % (MCFC) - 50-60 % (SOFC)
PLANTAS FOTOVOLTAICAS	Varias células solares asociadas eléctricamente y selladas al vacío. Los voltajes de operación dependen del número de celdas y típicamente son 6, 12 y 24V.	- 12-15 % para silicio monocristalino - 11-14 % para silicio policristalino - 5-7 % para silicio amorfo - Un máximo de 8-9 % para telurio de cadmio (CdTe) - Un máximo de 10-12 % para diselenuro de cobre-indio (CIS)
MICROTURBINAS EÓLICAS	Pequeñas turbinas eólicas con tendencia generalizada a utilizar generadores de imán permanentes con 3 a 30 kW de potencia.	- Rotor Savonius baja eficiencia y velocidad reducida. - Rotor multiblade, no son recomendables para la producción de energía eléctrica. - Rotor Darrieus, eficiencia y velocidad de rotación son comparables a las turbinas eólicas de eje horizontal. - Rotores de eje horizontal tipo hélice, menor emisión de ruido y mayor eficiencia energética.

2.3. Tecnologías De Almacenamiento De Energía

Para obtener estabilidad de frecuencia es necesario igualar la oferta con la demanda variable. Con frecuencia, el suministro de energía renovable no está relacionado con la demanda y, por lo tanto, se necesita un sistema de almacenamiento de energía. Estos sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en sistemas centralizados y distribuidos [13]:

- Los sistemas centralizados satisfacen la gestión general de la red, son característicos de las grandes centrales eléctricas. También requieren una gran inversión [13].
- Los sistemas distribuidos son característicos de los consumidores. Tienen una tarea importante que hacer cuando ocurren fenómenos transitorios y fallas en la calidad del suministro. Requieren una inversión moderada y pueden destacarse por su modularidad [13].

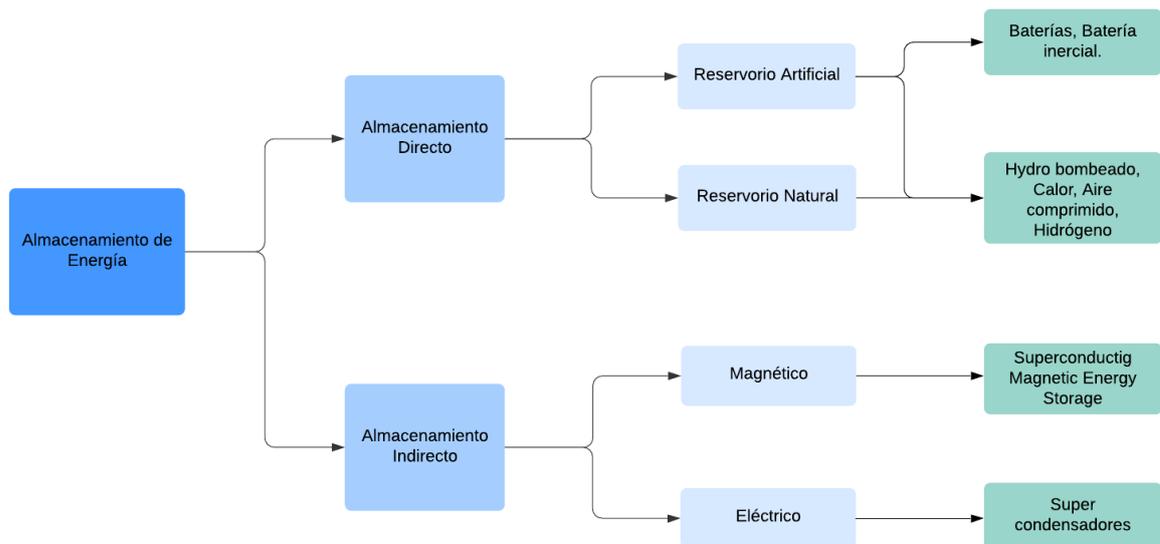


Figura 2.1: Tipos de Almacenamiento de Energía

Fuente: [13]

2.4. Algoritmos de Optimización

- CPLEX: es un programa ejecutable que puede leer un problema de forma interactiva o de archivos en ciertos formatos estándar, resolver el problema, y entregar la solución, resuelve linealmente problemas de optimización cuadráticamente limitados en los que el objetivo de optimización se puede expresar como una función lineal o una función cuadrática convexa [14].

- MILP (Mixed-Integer Linear Programming): Un modelo de optimización es un programa entero si alguna de sus variables de decisión es discreta, si todas las variables son discretas, el modelo es un programa entero puro, de lo contrario, el modelo es un programa de enteros mixtos [15].

Diferentes algoritmos heurísticos para la optimización:

- GWO (Grey Wolf Optimization): El algoritmo GWO representa el mecanismo de caza y la jerarquía de liderazgo de los lobos grises. Para realizar la optimización, se implementan cuatro pasos principales en GWO, es decir, cazar, buscar, rodear y atacar a la presa [16].
- GA (Genetic algorithm): pertenece a la familia de optimización heurística y está inspirado en los genes de los organismos vivos. GA funciona sobre la base de la iteración y tener diferentes iteraciones posibles con diferentes soluciones posibles [16].
- BPSO (Binary particle swarm optimization): es una variante discreta de PSO y consta de cuatro pasos principales, es decir, la posición inicial de la partícula y la velocidad inicial, y las mejores posiciones locales y globales entre las partículas. El PSO genera y dispersa aleatoriamente la población en el espacio de búsqueda [16].
- WDO (Wind driven optimization): es un algoritmo de optimización heurística. En lugar de partículas en BPSO, funciona sobre la base del movimiento atmosférico de las parcelas de aire. WDO se diferencia de las otras técnicas heurísticas debido a la existencia de fuerzas [16].
- WDGA (Wind driven genetic algorithm): es el híbrido de GA y WDO. En WDGA, primero, se realizan los pasos del WDO, es decir, inicialización de la población y selección. Luego, en lugar de utilizar el paso de actualización de velocidad de WDO, se realizan operadores de cruce y mutación de GA para la generación de nueva población para garantizar la diversidad en la solución [16].
- WDGWO (Wind driven GWO algorithm): es una técnica de optimización desarrollada por los algoritmos GWO y WDO. El WDGWO funciona inicialmente igual que GWO, sin embargo, la posición de los agentes de búsqueda del GWO se reemplaza por el parámetro de actualización de velocidad iterativa del WDO [16].
- WBPSO (Wind driven BPSO): combina WDO y BPSO. El algoritmo WBPSO es más eficiente para resolver problemas de optimización en comparación con WDO y BPSO, funciona de manera similar al BPSO, es decir, generación aleatoria de población, encontrando las mejores posiciones locales y globales de partículas cambiando la velocidad y actualizando la posición de las partículas en cada iteración. Cuando se cumplen los criterios de detención, el algoritmo deja de funcionar y genera soluciones aleatorias que son diferentes de los resultados anteriores [16].

En [17] dentro de un sistema de generación residencial con energía renovable, se presenta una problemática debido a la intermitencia de la generación, para lo cual se consideró un sistema de almacenamiento de energía que permita maximizar la utilidad y dar un óptimo gerenciamiento del consumo eléctrico. Esta tecnología ha tenido una gran penetración en países como Brasil donde cada vez se incentiva más la idea de generación distribuida mediante estudios que demuestran los beneficios bilaterales para el lado de la oferta como la demanda.

Este caso se enfoca en la optimización del uso de recursos energéticos en una residencia del sistema de compensación, equipada con un generador fotovoltaico, inversor híbrido de alta eficiencia y un sistema de baterías para almacenamiento, buscando reducir los costos de energía y mantener la comodidad del usuario a través de una programación lineal de enteros mixtos (MILP).

Para este modelo se aplicó una metodología que identifica como variables el consumo eléctrico residencial, la generación de energía fotovoltaica, la capacidad del banco de baterías y la tarifa energética local, considerando que la demanda puede ser abastecida por la red de distribución, el sistema de almacenamiento, la generación distribuida o ambas. Una vez identificadas las variables se consideraron 3 escenarios con un tipo de tarifa, el primero con una tarifa constante, el segundo con 3 valores arancelarios y el tercero con variaciones arancelarias que dependen del nivel de consumo durante el día por parte de la demanda.

Los resultados obtenidos para la optimización reflejan que, para el primer caso, con una tarifa fija el sistema de generación distribuida no presenta un beneficio significativo, por lo que puede no parecerle interesante al consumidor. El segundo caso, con una tarifa de 3 valores arancelarios presenta un ahorro económico mayor para el consumidor, sin embargo, el tercer caso que contiene una tarifa arancelaria diferenciada presenta un ahorro importante, pues el sistema de almacenamiento de energía permite que el usuario use esta energía en horas en las que la tarifa de la distribuidora es alta, con lo que demuestra que un gerenciamiento óptimo de recursos residenciales ayuda a obtener beneficios económicos satisfactorios.

En [18] señalan un incremento en la penetración de microgeneración en la red eléctrica de Brasil se debe en gran parte a las Resoluciones REN 482/2012 y REN 687/2015 de la Agencia Nacional de Electricidad (ANEEL). Pues incentivan a la inversión en proyectos de energías renovables mediante un sistema de compensación de crédito energético acumulativo que beneficia al consumidor.

Este estudio trata sobre los impactos operativos en la red de distribución desde la gestión de la generación fotovoltaica e inversores conectados a la red, compara dos escenarios para evaluar los efectos sobre un alimentador, uno de estos es microgeneración con sistema de almacenamiento en baterías y el segundo sin sistema de almacenamiento.

La intermitencia dentro de la generación fotovoltaica y sin sistema de almacenamiento de energía es una variable que puede causar problemas en la red al momento de inyectar energía con fluctuaciones de voltaje, aumento de pérdidas y disminución en la confiabilidad del sistema, no obstante, esto se puede solucionar con un sistema de almacenamiento de energía que es una solución factible.

Los resultados obtenidos sobre los escenarios mencionados muestran que una microgeneración con sistema de almacenamiento de baterías tiene un mejor desempeño pues permite la gestión eléctrica que evita un posible flujo de potencia negativo que causaría mayores pérdidas en la red, mejorar los niveles de voltaje y disminuir la corriente de carga, además puede optimizarse para beneficio tanto desde el punto de vista de la distribuidora para la operación y planificación, pero también, desde el punto del consumidor pues tiene la posibilidad de gestionar su consumo.

En [19] los autores presentan un modelo de optimización de dos etapas considerando seguridad de frecuencia, flujo de potencia óptimo y cargas sensibles al precio, que pretende maximizar los beneficios para ambas partes del mercado, la oferta y la demanda, con ganancias para el operador y un ahorro económico para el prosumidor. Las incertidumbres por parte de las energías renovables eólica o fotovoltaica, la elasticidad de la carga y demanda se consideran como variables estocásticas para un escenario de generación y reducción, además se consideró un modelo económico mediante patrón de consumo dividiendo las cargas en tres grupos dependiendo de su importancia dentro de la residencia. El problema se formula optimizando los beneficios tanto del lado de la oferta como la demanda y el modelo propuesto fue resuelto por el solucionador CPLEX de GAMS. Los resultados obtenidos muestran una reducción de costo utilizando la respuesta de demanda basada en incentivos.

En [16] los autores proponen un esquema para reducir el costo de electricidad y minimizar la relación pico-promedio (PAR) con la máxima comodidad del usuario (UC) en un hogar inteligente. Consideran una Microred conectada a la red para la generación de electricidad que consiste en aerogeneradores y paneles fotovoltaicos (PV) junto a un sistema de bancos de baterías (BBS). El problema lo formularon matemáticamente y luego lo resolvieron por varias técnicas heurísticas: GWO, BPSO, GA, WDO, WDGA, WDGWO y WBPSO. Los resultados mostraron que los esquemas propuestos minimizan eficientemente el costo de la electricidad y PAR.

En [20] se analiza los efectos del costo operativo de los consumidores residenciales de electricidad mediante la implementación de instalaciones fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía en los hogares. Los autores proponen una Gestión de energía del hogar (HEM) utilizando integración de energía solar y sistemas de almacenamiento de energía considerando las preferencias del usuario y otros límites del sistema. Utilizaron un algoritmo de optimización de lobo gris (GWO) para encontrar la programación óptima de los dispositivos. Los resultados de las simulaciones indicaron que la solución propuesta puede mejorar el rendimiento del gerenciamento de la energía eléctrica doméstica, reducir el efecto de la incertidumbre en el sistema y disminuir el costo global del consumo de energía.

En [21] se propone un método de programación dinámica para el funcionamiento óptimo de las unidades y vehículos eléctricos en redes de distribución eléctrica desbalanceadas residenciales, considerando sistemas de almacenamiento de energía. El método propuesto por los autores optimiza el funcionamiento conjunto de las unidades fotovoltaicas y los vehículos eléctricos, utilizando sistemas de almacenamiento de energía (ESS) para aumentar el consumo local de la energía. Emplean un modelo de programación lineal de enteros mixtos para optimizar una toma de decisiones centralizada, determinando las acciones de control para los cambiadores de tomas en carga, ESS, unidades fotovoltaicas y vehículos eléctricos (EV) conectados a la red. En cada intervalo de tiempo, los datos para la generación fotovoltaica y la demanda de EV se actualiza utilizando información real y perfiles históricos, generando una previsión actualizada para un día antes para hacer frente adecuadamente a las incertidumbres climáticas y el comportamiento del propietario de los vehículos eléctricos sin la necesidad de múltiples escenarios. La eficacia y solidez de este enfoque se verifican en diferentes casos a través de un 107- prueba de nodo EDN.

Cuadro 2.2: Resumen comparativo de trabajos realizados

Referencia	Objetivo	Técnica de Optimización	Paneles Fotovoltaicos	Energía Eólica	Sistemas de Almacenamiento	Resultados
[16]	Reducir el costo de electricidad y minimizar el PAR con UC.	GWO, BPSO, GA, WDO, WDGA, WDGWO y WBPSO.	x	x	x	Minimizan eficientemente el costo de la electricidad y PAR
[17]	Reducir los costos de energía y mantener la comodidad del usuario.	MILP	x	-	x	Se cumple el objetivo planteado
[18]	Evaluar impacto de microgeneración en red de distribución Evaluar los impactos en la red de un sistema de gerenciamiento con y sin almacenamiento de baterías.	-	x	-	x	Reducción de pérdidas, disminución de carga, mejora de niveles de voltaje.
[19]	Maximizar Beneficios	CPLEX	x	x	x	Reducción de costo
[20]	Gestión de energía en el hogar (HEM)	GWO	x	-	x	Se cumple el objetivo planteado
[21]	Programación dinámica para el funcionamiento óptimo de la PV, EV y ESS.	MILP	x	-	x	Se cumplió con el Objetivo Planteado

Capítulo 3

METODOLOGÍA

La metodología se plantea buscando una optimización de gerenciamiento eléctrico residencial, teniendo en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

- Uso de un sistema fotovoltaico y/o sistema eólico en adición a la red de distribución conectada a la residencia.
- Uso de un sistema de almacenamiento de energía el cual puede ser cargado por los sistemas de microgeneración con energías renovables o por la red de distribución.
- Comercialización bajo sistema de compensación de crédito energético.

La implementación de un sistema que permita el gerenciamiento eléctrico se desarrolló a través de los siguientes pasos:

3.1. Determinar el consumo eléctrico diario de una residencia.

Para obtener el perfil de consumo eléctrico de la residencia, se utilizó datos de referencia con los cuales identificamos un patrón de consumo diario. Mediante la estimación del uso energético de una vivienda típica ecuatoriana, se pudo aproximar una curva diaria de consumo que nos permitió identificar la energía requerida de la red por los usuarios residenciales, esta energía se planteó ser suministrada por fuentes de energía renovable como la eólica o solar, cuyo diseño de capacidad de generación depende de los requerimientos de los consumidores además de las condiciones meteorológicas que existen en los diferentes escenarios ecuatorianos que van a ser analizados.

3.2. Microgeneración

Conociendo el consumo eléctrico residencial, es posible determinar la capacidad necesaria de los equipos eólicos o fotovoltaicos que permitan abastecer la demanda diaria energética, tomando en cuenta que la intermitencia en la generación es una variable dentro del modelo de optimización.

3.2.1. Energía Fotovoltaicas

Para definir las características del sistema fotovoltaico es necesario tomar en cuenta las condiciones de irradiación solar que existen en el medio. Este sistema debe tener la capacidad de suplir la demanda del consumidor, por lo cual es necesario representar la curva de carga típica de la residencia para pueda ser atendida por el panel fotovoltaico en una aproximación de generación equivalente al consumo. Para la estimación de la potencia entregada por la fuente de energía solar se utilizó una fórmula que relaciona la potencia de salida con la irradiancia:

$$P_{PF} = P_N \left(\frac{G}{G_{Ref}} \right) [1 + K_T (T_c - T_{Ref})] \text{ en Kw} \quad (3.1)$$

Donde:

- G es la irradiación solar en W/m^2
- G_{ref} es la radiación solar en condiciones de referencia ($G_{ref}=1000 W/m^2$)
- T_c es la temperatura de la celda en $^{\circ}C$
- K_t el Coeficiente de Temperatura ($K_t=-3.7 \times 10^{-3} 1/^{\circ}C$)

$$T_c = T_{amb} + (0,00256 * G) \quad (3.2)$$

- T_{amb} es la temperatura ambiente en $^{\circ}C$

3.2.2. Energía Eólica

Las condiciones meteorológicas de velocidad de viento deben ser suficientes para que un sistema de generación eólica sea capaz de suplir la demanda del consumidor. Con estas características, se plantea un diseño que permita suministrar la energía requerida tomando en cuenta que la intermitencia de esta fuente de energía es una variable que tiene gran importancia al momento de realizar el diseño. Debido al ciclo de construcción corto, libre de contaminación, la flexibilidad de inversión y la pequeña huella, la energía eólica tiene un buen beneficio social y ambiental, ya que es un suministro inagotable de energía renovable [22]. La potencia generada por la fuente eólica puede ser dada por:

$$P_{TE} \left\{ \begin{array}{ll} 0 & v \leq v_{cutin}, v \geq v_{cutout} \\ \frac{v-v_{cutin}}{v_{rated}-v_{cutin}} * P_{rated} & v_{cutin} \leq v \leq v_{cutout} \\ P_{rated} & v_{rated} \leq v \leq v_{cutout} \end{array} \right\} \quad (3.3)$$

Donde:

- P_{rated} es la potencia nominal de la turbina.
- v es la velocidad del viento m/s.
- v_{cutin} es velocidad mínima para que la turbina funcione.
- v_{cutout} es velocidad máxima para que la turbina funcione.
- v_{rated} es la velocidad nominal de la turbina.

3.2.3. Datos Meteorológicos en el Ecuador

Los datos de meteorológicos utilizados en el presente trabajo se obtuvieron de un software y una plataforma online llamados Meteonorm y Solcast respectivamente, los cuales contienen bases de datos meteorológicos históricos de diferentes partes del mundo, además, también se toma como referencia el Mapa Solar y Atlas Eólico del Ecuador.

Meteonorm es una base de datos climatológica, este software es una unión de una base de datos climática junto a un generador climático estocástico y una herramienta de interpolación espacial, los datos de radiación global utilizados en él provienen del Global Energy Balance Archive (GEBA) mientras que los demás parámetros meteorológicos se toman de las bases de datos del World Meteorological Organization (WMO) y del National Climatic Data Center (NCDC).

Solcast API Toolkit es una plataforma online de evaluación de recursos solares y datos de pronóstico para irradiancia, energía fotovoltaica y energía eólica. Mediante una flota de global de satélites meteorológicos, da un enfoque de predicción solar utilizando imágenes satelitales, aprendizaje automático, visión por computadora y grandes bases de datos, brinda acceso a datos en tiempo real y la posibilidad de acceder a casi 20 años de datos históricos.

El Atlas Eólico del Ecuador se elaboró mediante campañas de medición en diferentes provincias del país que tienen un recurso potencial para ser aprovechado con el objetivo de incentivar la construcción de parques eólicos que representaran un tipo de generación limpia e impulsar un turismo ecológico, estas mediciones se las tomaron en alturas de 40, 60 y 80 metros, además de un mapeo satelital que permite verificar el potencial eólico de estas zonas del país.

El Mapa Solar del Ecuador presenta un modelo de irradiación solar basándose en datos obtenidos del Laboratorio de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos y comparándolos con mediciones de irradiación de 41 estaciones meteorológicas vinculadas a la Secretaria de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ) [23].

3.2.4. Sistema de Almacenamiento en Baterías

La capacidad del sistema de almacenamiento de baterías se consideró en función de la generación diaria de los sistemas de energía renovable, tomando en cuenta que la batería se puede descargar hasta cierto punto con el fin de preservar su vida útil, esto mediante un factor de profundidad de descarga que dependerá del tipo de batería a emplearse.

La electricidad se puede almacenar cuando la generación de las fuentes renovables es mayor a la demanda, esta energía almacenada se puede consumir posteriormente en el caso de que la generación a partir de fuentes renovables no esté disponible. Se planteó el modelo para la operación con un sistema de almacenamiento de baterías de la siguiente forma:

$$E_t^{AE} = E_{t-1}^{AE} + \alpha \delta P_t^{AE} \quad \forall t \in T/t > 1 \quad (3.4)$$

$$E_t^{AE} = E^{AE0} + \alpha \delta P_t^{AE} \quad \forall t \in T/t = 1 \quad (3.5)$$

$$-\bar{P}_t^{AE} \leq P_t^{AE} \leq \bar{P}_t^{AE} \quad \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$0,2 * \bar{E}_t^{AE} \leq E_t^{AE} \leq \bar{E}_t^{AE} \quad \forall t \in T \quad (3.7)$$

3.2.5. Tarifa Eléctrica Ecuatoriana

Para el modelo de gerenciamiento que toma en cuenta el costo de la energía eléctrica suministrada por la red de distribución nos basaremos en el Pliego Tarifario dispuesto por la Agencial Nacional de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) mediante la Resolución Nro. ARCONEL 035-19 para el periodo Enero - diciembre 2020 [24]. Cabe recalcar que, durante la realización de esta tesis la ARCONEL realizo modificaciones al pliego tarifario debido a la Emergencia Sanitaria Nacional por el COVID-19, sin embargo, esta nueva tarifa solo será válida mientras dure el estado de emergencia, por lo que el pliego tarifario presentado a continuación es el aprobado para un escenario normal dentro del país:

Cuadro 3.1: Pliego Tarifario en el Ecuador

Fuente: [24]

Rango de Consumo (kWh)	Rango de tarifa (USD/kWh)
01-50	0.078
51-100	0.081
101-150	0.083
151-200	0.097
201-250	0.099
251-300	0.101
301-350	0.103
351-500	0.105
501-700	0.1285
701-1000	0.145
1001-1500	0.1709
1501-2500	0.2752
2501-3500	0.436
SUPERIOR	0.6812

Para considerar rentable un proyecto de microgeneración renovable tomando en cuenta el costo de inversión en equipos y el pliego tarifario vigente, el usuario debe tener un consumo residencial superior a 2.000 kWh/mes, de esta forma es viable una sustitución parcial de la energía que es suministrada por la red de distribución [25]. Una instalación eléctrica renovable para microgeneración considerando el Pliego tarifario vigente en el Ecuador y el costo de inversión para equipo de energías renovables, en el caso de existir un excedente en la microgeneración y este sea entregado a la red de distribución, la empresa eléctrica procederá de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL - 003/18 aprobada el 28 de diciembre de 2018, donde se establece un límite máximo de capacidad de instalación de 300 kW. La distribuidora procede a realizar un balance neto mensual de energía entregada y consumida por el usuario en los primeros diez días laborables del siguiente mes de la operación del sistema de generación residencial y con base de este reporte, se puede obtener un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del usuario, esta energía se considera como un crédito de energía a favor del consumidor que pasa al siguiente mes y tiene una posibilidad acumulativa de crédito de dos años antes de reseteo de la cuenta. Por el contrario, en caso de que el balance mensual neto, de como resultado un remanente negativo, la empresa distribuidora valora la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario presentada en la Tabla 4 y será facturada al consumidor. El reporte de energía consumida y entregada que lo registre el equipo de medición se da por las siguientes expresiones [26]:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada de la red}) \quad (3.8)$$

$$\Delta E : \text{Resultado de balance neto} < 0; \text{remanente negativo} \quad (3.9)$$

$$\Delta E : \text{Resultado de balance neto} > 0; \text{remanente positivo} \quad (3.10)$$

3.3. Análisis de Escenarios

Para la adaptación del modelo de gerenciamiento residencial en el Ecuador, se simuló el funcionamiento del sistema en cinco diferentes ciudades del país que presentan mejores condiciones económicas y que son potenciales inversores para un proyecto de generación renovable para residencias como los son Guayaquil, Quito, Cuenca, Loja y Manta. Con los datos meteorológicos obtenidos de las diferentes bases de datos descritas anteriormente, la curva de carga estimada para una residencia típica ecuatoriana tanto para la región Sierra como para la región Costa y un análisis de capacidad para un sistema de almacenamiento de energía, se realizó una comparativa de cada una de las ciudades tomando datos de un día con las mejores condiciones solares y de viento, uno con condiciones promedio y uno con las peores condiciones meteorológicas para analizar cómo se comporta el consumo eléctrico de la residencia en estos tres casos, además de obtener una comparativa con la ciudad que presenta las mejores condiciones para la introducción de un proyecto de gerenciamiento de consumo residencial.

3.4. Optimización de Modelo

A partir del planteamiento matemático que representa la potencia suministrada por las fuentes de microgeneración eléctrica renovable, junto con los datos de consumo en una residencia, se adaptó un modelo que nos proporcione una optimización del gerenciamiento de la energía en una residencia que permite suministrar la demanda de forma que represente para el consumidor un ahorro económico, aumento de confiabilidad en el suministro y reducción de la carga del sistema de distribución. Este modelo matemático proporciona una optimización en dos casos de estudio y cinco escenarios. En los casos se plantea un sistema eléctrico residencial híbrido con microgeneración en combinación con un sistema de almacenamiento de baterías en donde el consumidor pueda tener la posibilidad de mantener un suministro de energía constante considerando la intermitencia de la generación Eólica o Fotovoltaica y los días de autonomía del banco de baterías. Estos casos se analizan en cinco diferentes ciudades del país que tienen variaciones en las condiciones meteorológicas y de las cuales se realizó una comparativa con la que se obtiene la ubicación óptima para la implementación de microgeneración renovable y el gerenciamiento del consumo eléctrico residencial.

Partiendo de esta base se adapta un modelo matemático que tome en cuenta las restricciones existentes en el Ecuador tales como el pliego tarifario de las empresas eléctricas distribuidoras, el sistema de compensación para la venta de energía a la red y las condiciones meteorológicas en diversas ciudades del país.

Considerando estos puntos obtenemos el modelo presentado a continuación que se adapta al sistema eléctrico ecuatoriano. La función objetivo se centra en el balance energético que realiza la empresa eléctrica distribuidora y realiza una multiplicación del delta de tiempo en horas de consumo por la sumatoria diaria del costo dependiendo del rango de consumo multiplicado por la diferencia entre la potencia suministrada por la red y la potencia inyectada a la red.

$$\text{Minimizar : CostoTotal} = \delta \sum_{t \in T} \text{costo}_t * (P_t^S - P_t^I) \quad (3.11)$$

Para la optimización de la función objetivo es necesario aplicar ciertas restricciones que permitan a AMPL encontrar la solución óptima y que estas signifiquen para el consumidor el aprovechamiento máximo de los recursos eólicos o solares reduciendo los costos de la planilla eléctrica.

Se empieza por restringir la optimización mediante un balance energético en el cual la suma de las potencias suministrada por la red, la generación eólica, solar y la potencia inyectada a la red debe ser igual a la suma de la potencia requerida por la demanda y la inyectada o extraída del sistema de almacenamiento en baterías.

$$P_t^S + P_t^{GE} + P_t^{GS} - P_t^I = P_t^D + P_t^{AE} \quad \forall t \in T \quad (3.12)$$

Para el sistema de baterías se toma en cuenta que las restricciones van enfocadas a su capacidad de almacenamiento considerando que existirán unas pérdidas del 10 % que son identificadas mediante alfa, además el proceso de almacenamiento consiste en la energía almacenada inicialmente más la potencia de inyección o extracción por un delta de tiempo y la eficiencia del banco de baterías.

$$E_t^{AE} = E_{t-1}^{AE} + \alpha \delta P_t^{AE} \quad \forall t \in T/t > 1 \quad (3.13)$$

$$E_t^{AE} = E^{AE0} + \alpha \delta P_t^{AE} \quad \forall t \in T/t = 1 \quad (3.14)$$

La potencia que puede ser suministrada o extraída del banco de baterías va a depender de la capacidad de estas y estará entre un intervalo de la potencia máxima extraíble y la máxima inyectable.

$$-\bar{P}_t^{AE} \leq P_t^{AE} \leq \bar{P}_t^{AE} \quad \forall t \in T \quad (3.15)$$

Además, la capacidad energética de las baterías se define en un intervalo con un mínimo de descarga del 20 % para preservar la vida útil y un máximo que va a depender del sistema que se esté aplicando.

$$0,20 * \bar{E}^{AE} \leq E_t^{AE} \leq \bar{E}^{AE} \quad \forall t \in T \quad (3.16)$$

Finalmente, se define que la potencia suministrada por la red a la residencia y la potencia inyectada a la red debe tener un valor mayor que cero.

$$P_t^S \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.17)$$

$$P_t^I \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.18)$$

3.5. Restricciones de pliego tarifario

El pliego eléctrico tarifario vigente en el sistema ecuatoriano aprobado el 28 de diciembre de 2018 en la Regulación Nro. ARCONEL-003/18, sin considerar el aplicado durante la emergencia sanitaria causa por el COVID-19, nos presenta una consideración especial al momento de adaptar el modelo matemático, pues este pliego no realiza variaciones de precio por hora como el aplicado en los modelos analizados durante la revisión bibliográfica. Este por su parte considera el consumo energético de los usuarios de forma que las variaciones de precio se presentan dependiendo del consumo que la residencia tenga durante un mes, por lo que la simulación del modelo necesita que se haga una proyección de consumo para un mes debido a que no se vería un resultado real si se la realiza para un solo día en donde el precio permanecería constante.

En base a ello, se implementan nuevas restricciones dentro del programa de optimización que estarán ligadas a los rangos de consumo establecidos por el pliego tarifario, de esta forma a medida que el código optimiza la forma de suministrar la energía demandada, paralelamente se censa la cantidad de energía que ha sido suministrada por la red y se ira comparando su aumento con los rangos puestos como restricciones, de esta forma se logra que pasado cierto nivel de consumo el precio de la electricidad se incremente al siguiente rango, así sucesivamente hasta llegar al final del mes con un consumo total, esto nos dará un precio de facturación final por la energía eléctrica de la red que fue necesaria para abastecer la demanda de la residencia.

$$\begin{aligned}
 0 < P_t^S \leq 50 &\rightarrow \text{Costo} = 0,078 \\
 50 < P_t^S \leq 100 &\rightarrow \text{Costo} = 0,081 \\
 100 < P_t^S \leq 150 &\rightarrow \text{Costo} = 0,083 \\
 150 < P_t^S \leq 200 &\rightarrow \text{Costo} = 0,097 \\
 200 < P_t^S \leq 250 &\rightarrow \text{Costo} = 0,099 \\
 250 < P_t^S \leq 300 &\rightarrow \text{Costo} = 0,101 \\
 300 < P_t^S \leq 350 &\rightarrow \text{Costo} = 0,103 \\
 350 < P_t^S \leq 500 &\rightarrow \text{Costo} = 0,105 \\
 500 < P_t^S \leq 700 &\rightarrow \text{Costo} = 0,1285 \\
 700 < P_t^S \leq 1000 &\rightarrow \text{Costo} = 0,145 \\
 1000 < P_t^S \leq 1500 &\rightarrow \text{Costo} = 0,1709 \\
 1500 < P_t^S \leq 2500 &\rightarrow \text{Costo} = 0,2752
 \end{aligned}$$

$$2500 < P_t^S \leq 3500 \rightarrow Costo = 0,436$$

$$3500 < P_t^S \rightarrow Costo = 0,6812$$

3.6. Programacion en AMPL

Con el modelo matemático establecido, se procede a realizar la implementacion del modelo en el software AMPL el cual se desarrollará en partes, la primera parte consiste en el programa principal que optimiza el modelo, la segunda parte consiste en programas que estiman la generación de las fuentes renovables y la última parte consiste en un programa que estima el consumo eléctrico en una residencia basándose en curvas promedios.

El programa principal compila los datos de potencia generada de la parte eólica como la fotovoltaica y el consumo de la demanda para ser procesados dentro del análisis de optimización. En este análisis se define la función objetivo del modelo a ser minimizada que junto a las restricciones establecidas y utilizando el solver MINOS, se proporciona la información necesaria para AMPL busque la optimización del modelo y nos regrese una respuesta del resultado que presente mayores beneficios en el escenario aplicado, además de los datos de consumo y venta con la red eléctrica de distribución a lo largo del mes.

Capítulo 4

RESULTADOS Y ANALISIS

En base al modelo matemático de optimización de gerenciamiento de consumo eléctrico residencial adaptado a un escenario ecuatoriano, se obtuvieron los siguientes resultados correspondientes a cinco ciudades del país analizados en tres escenarios meteorológicos

4.1. Obtención de Datos

Los datos meteorológicos obtenidos en las bases de datos descritas en el capítulo anterior nos dan a conocer el potencial energético renovable en las cinco ciudades analizadas, con ello se identificó el lugar más factible para la implementación del proyecto.

Las ecuaciones descritas en el capítulo 2 permiten estimar la potencia generada por el panel fotovoltaico y la turbina eólica dependiendo de las condiciones climáticas. Se escogió el mes de agosto como el mes óptimo en condiciones meteorológicas, el mes de mayo como el mes con peores condiciones y el mes de noviembre con condiciones promedio en el 2019 con el fin de visualizar los beneficios que el proyecto presenta para un usuario residencial.

4.2. Generación Eólica

El objetivo del programa de estimación de generación eólica es utilizar datos de la velocidad de viento en m/s de una determinada ciudad y generar un estimado de la potencia que una turbina podría suministrar por hora. En este programa se utilizaron funciones condicionales en lenguaje AMPL para recrear el comportamiento de la turbina ante la velocidad del viento, se generó un archivo Excel con los resultados finales de velocidad de viento y potencia generada para cada ciudad.

4.2.1. Guayaquil mes de agosto

Cuadro 4.1: Viento y Potencia

Horas	Día 1		Día 30	
	Wind [m/s]	P_TE [kW]	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.500	0.313	1.900	0.000
2	2.600	0.375	1.900	0.000
3	2.600	0.375	1.700	0.000
4	2.300	0.188	1.600	0.000
5	2.000	0.000	1.600	0.000
6	1.800	0.000	1.700	0.000
7	2.000	0.000	2.100	0.063
8	2.000	0.000	2.200	0.125
9	2.000	0.000	2.200	0.125
10	2.100	0.063	2.300	0.188
11	2.100	0.063	2.600	0.375
12	1.900	0.000	3.000	0.625
13	1.500	0.000	3.200	0.750
14	1.400	0.000	3.600	1.000
15	1.700	0.000	4.700	1.688
16	2.700	0.438	5.700	2.313
17	3.800	1.125	5.800	2.375
18	3.700	1.063	5.000	1.875
19	3.300	0.813	4.100	1.313
20	3.100	0.688	3.600	1.000
21	2.900	0.563	2.800	0.500
22	2.800	0.500	2.400	0.250
23	2.700	0.438	2.400	0.250
24	2.400	0.250	2.200	0.125

Los resultados de las tablas correspondientes a las ciudades de Quito, Cuenca, Loja y Manta respectivamente se encuentran en el Apéndice A - Generación Eólica. En base a los resultados obtenidos para las distintas ciudades y considerando los tres meses a analizarse, se pudo identificar que Manta cuenta con las mejores condiciones de viento para una turbina eólica lo cual provoca que se genere mayor cantidad de energía, por otro lado, Cuenca es el lugar que peores condiciones de viento presente, lo cual provoca una menor generación eólica. Además, se puede mencionar que las ciudades de Loja, Quito y Guayaquil cuentan con condiciones meteorológicas aproximadas por lo cual tiene valores de generación similares. Por otro lado, se observó que la generación eólica presentó variaciones debido a las condiciones de

velocidad de viento en cada uno de los meses de simulación.

4.3. Generación Fotovoltaica

En el programa de estimación de generación fotovoltaica se emplearon datos de radiación solar en W/m² de varias ciudades del Ecuador proporcionando un estimado de la potencia que podría suministrar una fuente fotovoltaica por hora. Se utilizó una fórmula detallada en el capítulo 2 mediante una adaptación al lenguaje algebraico de AMPL para simular el comportamiento de una fuente fotovoltaica ante una determinada radiación solar, el resultado final fue un archivo Excel con los datos de irradiación global y potencia estimada para cada ciudad.

4.3.1. Guayaquil mes de agosto

Cuadro 4.2: Irradiación Global y Potencia

Horas	Día 1		Día 30	
	GHI [W/m ²]	PPV_out [kW]	GHI [W/m ²]	PPV_out [kW]
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	13	0.130321	22	0.220356
7	127	1.259422	105	1.043442
8	341	3.312476	163	1.610865
9	594	5.627772	219	2.152674
10	727	6.796276	406	3.918889
11	764	7.115391	627	5.920827
12	785	7.295357	871	8.023642
13	821	7.601925	898	8.249400
14	729	6.813592	778	7.235461
15	565	5.368535	596	5.645591
16	352	3.415662	373	3.612018
17	132	1.308380	141	1.396386
18	7	0.070213	6	0.060188
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0

23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

Los resultados de las tablas correspondientes a las ciudades de Quito, Cuenca, Loja y Manta respectivamente se encuentran en el Apéndice A - Generación Fotovoltaica.

Al analizar la irradiación solar de las 5 ciudades del Ecuador y considerando los tres meses con condiciones meteorológicas representativas, el lugar con mejores condiciones en el mes de agosto fue Quito seguido de Manta y Guayaquil, por otra parte, Cuenca y Loja presentan los datos de irradiación más desfavorables. Cabe mencionar que el sistema presentó una mayor producción de energía en el mes de agosto debido a que este tenía mejores condiciones meteorológicas.

4.4. Consumo eléctrico residencial

Utilizando curvas típicas de carga para viviendas obtenidas a partir del estudio realizado de Ahorro y Eficiencia de Energía Eléctrica en el Sector Residencial, se desarrolló un programa basándonos en una función normal para generar datos esperados de consumo por hora para viviendas con una demanda de más de 500 kWh al mes. Este estudio, además, proporciona un dato estadístico de varianza obtenida a partir de las mediciones realizadas en residencias que tenían un nivel de consumo mayor al mencionado.

Para generar datos de consumo por hora en un periodo de 30 días, se implementó en el software AMPL el comando "Normal" que utiliza como parámetros el promedio y la varianza para generar datos por hora, que serían los esperados para una residencial con este nivel de consumo. Es necesario recalcar que se usaron los mismos datos de consumo en cada una de las ciudades y en los distintos meses, con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema dependiendo de las condiciones meteorológicas que presenta cada una. Los resultados de demanda se presentan a continuación:

Cuadro 4.3: Consumo Eléctrico

HORAS	PD [kW]	PD [kW]
1	4.354276	4.710653
2	3.214238	3.665304
3	4.085585	2.399095
4	3.023362	2.880825
5	3.624877	1.779526
6	3.917802	2.431940
7	2.172449	3.732572
8	4.211032	2.911297

9	4.714704	1.856522
10	4.873711	2.871435
11	4.866063	2.032199
12	2.955989	3.899135
13	5.016264	5.606548
14	4.099129	4.537278
15	3.967401	5.214151
16	4.566475	3.805660
17	4.802534	4.052038
18	3.484848	3.717022
19	4.041995	5.138492
20	4.815080	5.281350
21	3.589400	2.906134
22	4.449510	5.085486
23	3.902817	4.669565
24	3.673959	4.776040

4.5. Resultados de Optimización

Las simulaciones realizadas del modelo de optimización de gerenciamiento eléctrico residencial en las ciudades analizadas proporcionaron datos que reflejan el potencial energético en cada una de ellas y una posibilidad para un cambio en la forma de abastecimiento de energía que pueda ser sustentable, amigable con el ambiente y presente beneficios económicos para los usuarios.

Los resultados obtenidos nos indican una serie de datos que nos permiten analizar el comportamiento de todo el sistema, de esta forma se presenta inicialmente la potencia suministrada por la red (PS) que será requerida únicamente cuando las fuentes renovables de generación no puedan suplir la carga, a continuación, se muestra la potencia inyectada a la red (PI) cuya acción se realizara cuando exista un excedente en la generación, luego se muestra la potencia de la demanda (PD) que es la que se debe abastecer de forma continua durante todo el día, seguido a esto se tiene la potencia generada de forma solar y eólica que dependía de las condiciones ambientales que se presente cada día. Se menciono anteriormente que realizar una simulación de un día no reflejaría esta realidad es por ello que se analiza durante 30 días representando un mes.

4.5.1. Guayaquil mes de agosto

Cuadro 4.4: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.07270	0.00000	4.35428	0.00000	0.31250	1.03093	1.00000
2	2.83924	0.00000	3.21424	0.00000	0.37500	0.00000	1.00000
3	3.71058	0.00000	4.08558	0.00000	0.37500	0.00000	1.00000
4	2.83586	0.00000	3.02336	0.00000	0.18750	0.00000	1.00000
5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	3.78748	0.00000	3.91780	0.13032	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.91303	0.00000	2.17245	1.25942	0.00000	0.00000	1.00000
8	0.89856	0.00000	4.21103	3.31248	0.00000	0.00000	1.00000
9	0.00000	0.91307	4.71470	5.62777	0.00000	0.00000	1.00000
10	0.00000	1.98507	4.87371	6.79628	0.06250	0.00000	1.00000
11	0.00000	2.31183	4.86606	7.11539	0.06250	0.00000	1.00000
12	0.00000	4.33937	2.95599	7.29536	0.00000	0.00000	1.00000
13	0.00000	1.86308	5.01626	7.60193	0.00000	0.72258	1.70090
14	0.00000	0.71446	4.09913	6.81359	0.00000	2.00000	3.64090
15	0.00000	0.00000	3.96740	5.36854	0.00000	1.40113	5.00000
16	0.00000	0.00000	4.56648	3.41566	0.43750	-0.71331	4.30809
17	0.36915	0.00000	4.80253	1.30838	1.12500	-2.00000	2.36809
18	0.94174	0.00000	3.48485	0.07021	1.06250	-1.41040	1.00000
19	3.22949	0.00000	4.04199	0.00000	0.81250	0.00000	1.00000
20	4.12758	0.00000	4.81508	0.00000	0.68750	0.00000	1.00000
21	3.02690	0.00000	3.58940	0.00000	0.56250	0.00000	1.00000
22	3.94951	0.00000	4.44951	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
23	3.46532	0.00000	3.90282	0.00000	0.43750	0.00000	1.00000
24	3.42396	0.00000	3.67396	0.00000	0.25000	0.00000	1.00000

Cuadro 4.5: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.71065	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
2	4.11382	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	0.44851	3.37506
3	0.39909	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	-2.00000	1.43506
4	2.43231	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	-0.44851	1.00000
5	1.77953	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	2.21158	0.00000	2.43194	0.22036	0.00000	0.00000	1.00000

4.5. Resultados de Optimización

7	4.62663	0.00000	3.73257	1.04344	0.06250	2.00000	2.94000
8	0.00000	0.00000	2.91130	1.61086	0.12500	-1.17543	1.79983
9	0.00000	0.00000	1.85652	2.15267	0.12500	0.42115	2.20835
10	0.00000	0.35696	2.87143	3.91889	0.18750	0.87799	3.06000
11	0.00000	2.26363	2.03220	5.92083	0.37500	2.00000	5.00000
12	0.00000	6.74951	3.89913	8.02364	0.62500	-2.00000	3.06000
13	0.00000	3.51656	5.60655	8.24940	0.75000	-0.12371	2.94000
14	0.00000	5.69818	4.53728	7.23546	1.00000	-2.00000	1.00000
15	0.00000	0.11894	5.21415	5.64559	1.68750	2.00000	2.94000
16	0.00000	1.71449	3.80566	3.61202	2.31250	0.40436	3.33223
17	0.00000	0.00000	4.05204	1.39639	2.37500	-0.28065	3.06000
18	3.78183	0.00000	3.71702	0.06019	1.87500	2.00000	5.00000
19	2.18548	0.00000	5.13849	0.00000	1.31250	-1.64052	3.40870
20	2.28135	0.00000	5.28135	0.00000	1.00000	-2.00000	1.46870
21	4.40613	0.00000	2.90613	0.00000	0.50000	2.00000	3.40870
22	2.83549	0.00000	5.08549	0.00000	0.25000	-2.00000	1.46870
23	3.93637	0.00000	4.66957	0.00000	0.25000	-0.48320	1.00000
24	4.65104	0.00000	4.77604	0.00000	0.12500	0.00000	1.00000

Los resultados de las tablas correspondientes a las ciudades de Quito, Cuenca, Loja y Manta respectivamente se encuentran en el Apéndice A - Resultados de Optimización.

La optimización reflejó lo analizado anteriormente en las condiciones meteorológicas, pues las ciudades con mejores condiciones tanto en irradiación global como en velocidad de viento son las que presentan mejor optimización de consumo, lo cual beneficia al propietario pues se reduce el consumo de la red y se aprovecha de forma eficiente la generación de las fuentes renovables. Existieron incluso una gran cantidad de horas en las que la generación inyectó el exceso de potencia a la red. Además, se observó que el sistema de baterías mantuvo almacenada energía que fue utilizada en caso de una baja generación o en una posible contingencia de la red y del sistema de generación.

Por otra parte, un análisis comparativo del comportamiento del sistema en los distintos meses evidenció que es el mes de agosto donde se obtuvo una mayor generación de fuentes renovables y con ello una mayor optimización del consumo eléctricos. En el mes de mayo la generación disminuyó debido a que este mes presentó las peores condiciones climatológicas, pero a pesar de ello el sistema de gerenciamiento disminuyó al máximo el consumo eléctrico de la red, demostrando que beneficia al propietario incluso con malas condiciones ambientales.

4.6. Análisis Económico

Se realizó un registro de la energía que fue suministrada por la red a la residencia y la potencia generada en excedente que fue inyectada a la red. Con estos datos al final, se realizó un balance energético entre ambos valores de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, lo cual nos dio un dato de excedente que representa la cantidad de energía que se debe pagar a la empresa eléctrica distribuidora por el consumo realizado.

El análisis económico presentado a continuación, se lo realizó considerando las variaciones en las condiciones climatológicas en los distintos meses, con el fin de obtener el ahorro económico que generó el sistema de gerenciamiento eléctrico para el consumidor. De esto se obtuvo que a pesar de malas condiciones meteorológicas presentadas en el mes de mayo el sistema maximiza el aprovechamiento de los recursos naturales permitiendo que se disminuya el consumo de la red y produciendo un ahorro económico que beneficia al propietario.

4.6.1. Agosto

Cuadro 4.6: Análisis Económico Comparativo

Ciudades		Consumo [kWh]	Costo Total [\$/kWh]
Guayaquil	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,093.28	133
	Ahorro		479.79
Quito	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	644.02	66.36
	Ahorro		564.43
Cuenca	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,608.37	232.32
	Ahorro		398.47
Loja	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,419.51	188.74
	Ahorro		442.05
Manta	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	497.31	47.57
	Ahorro		583.22

- En el caso de Guayaquil este excedente fue de una cantidad de 1,093.28 [kWh] que en términos de costo aplicando el pliego tarifario es de \$133. Comparando este resultado con el pago que se realizaría sin un sistema de gerenciamiento eléctrico con un consumo eléctrico total de 2,850.18 [kWh], este valor equivaldría a \$630.79, es decir que, el ahorro que representa el sistema de gerenciamiento eléctrico para la residencia es de \$497.79.
- En la ciudad de Quito este excedente fue de una cantidad de 644.02 [kWh] que en términos de costo aplicando el pliego tarifario es de \$66.36. Comparando este resultado con el pago que se realizaría sin un sistema de gerenciamiento eléctrico con un consumo eléctrico total de 2,850.18 [kWh], este valor equivaldría a \$630.79, en otras palabras, el ahorro que representa el sistema de gerenciamiento eléctrico para la residencia es de \$564.43.
- Con respecto a la ciudad de Cuenca este excedente fue de una cantidad de 1608.37 [kWh] que en términos de costo aplicando el pliego tarifario es de \$232.32. Comparando este resultado con el pago que se realizaría sin un sistema de gerenciamiento eléctrico con un consumo eléctrico total de 2,850.18 [kWh], este valor equivaldría a \$630.79, en otras palabras, el ahorro que representa el sistema de gerenciamiento eléctrico para la residencia es de \$398.47.
- En Loja el excedente fue de una cantidad de 1,419.51 [kWh] que en términos de costo aplicando el pliego tarifario es de \$188.74. Comparando este resultado con el pago que se realizaría sin un sistema de gerenciamiento eléctrico con un consumo eléctrico total de 2,850.18 [kWh] equivaldría a \$630.79, es decir que, el ahorro que representa el sistema de gerenciamiento eléctrico para la residencia es de \$442.05.
- Finalmente, el excedente en Manta fue de una cantidad de 497.31 [kWh] que en términos de costo aplicando el pliego tarifario es de \$47.57. Comparando este resultado con el pago que se realizaría sin un sistema de gerenciamiento eléctrico con un consumo eléctrico total de 2,850.18 [kWh] equivaldría a \$630.79, es decir que, el ahorro que representa el sistema de gerenciamiento eléctrico para la residencia es de \$583.22.

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1. Conclusiones

- El algoritmo de gerenciamiento eléctrico residencial adaptado puede ser un instrumento clave para administrar la energía que se produce en microgeneración y que trabaja de forma conjunta con la red eléctrica, de esta forma se produce un consumo eficiente en el que se prioriza los recursos naturales, beneficiando la economía del usuario, el medio ambiente e incluso a la empresa eléctrica distribuidora.
- Se realizó una revisión bibliográfica de modelos matemáticos preexistentes, los cuales sirvieron para realizar una adaptación que pueda ser introducida en el sistema eléctrico ecuatoriano, por lo tanto se consideraron las restricciones en las normativas como el límite de capacidad de instalación fotovoltaica, pero la principal diferencia que se encontró entre los modelos de otros países como el de Brasil o Pakistán es la forma en como la empresa distribuidora evalúa el costo del servicio eléctrico, puesto que en este escenario, el costo cambia dependiendo de la hora del día, por otro lado en el Ecuador este servicio varía según el consumo acumulado del usuario.
- Para analizar el comportamiento del sistema se realizó una simulación mensual y no una diaria como las realizadas en estudios anteriores en otros países, ya que de esta forma es posible estudiar de forma detallada como el sistema optimiza cada día el consumo eléctrico, además se puede observar cómo varía el costo cuando el consumo ha superado los diferentes rangos expuestos en el pliego tarifario vigente y se comprueba que el algoritmo minimiza el uso del servicio de la red eléctrica.
- El modelo matemático fue empleado en cinco ciudades del país, aplicando un consumo mensual residencial de aproximadamente 3,000 kWh y considerando tres distintos meses que representaban condiciones meteorológicas optimas, promedio y malas, de esta forma se comprobó que el sistema cumplía su ob-

jetivo de optimizar el consumo eléctrico indistintamente de las variaciones en las condiciones climatológicas que presentaba cada una de estas ciudades logrando ahorros económicos mensuales de hasta \$600 cuando contaba con condiciones óptimas, pero cabe mencionar que al ser un sistema sujeto a energías renovables, su eficacia va a depender de las condiciones ambientales para obtener mayores beneficios y también puede ser afectado por la intermitencia que estas energías presentan.

- La implementación de este modelo matemático de gerenciamiento eléctrico residencial solo puede ser realizado en viviendas que tengan un consumo mensual mayor a 2,000 kWh para que resulte económicamente viable, además debe contar con una fuente de suministro de energía adicional a la red eléctrica como la microgeneración renovable que fue expuesta en este proyecto para que el algoritmo pueda decidir en cada momento cual es la forma más eficiente de suministrar electricidad al hogar.

5.2. Recomendaciones

- Este modelo de gerenciamiento eléctrico es adaptable a cualquier país, pero se debe considerar las restricciones del mercado eléctrico existentes como las normativas sobre energías renovables, los límites de capacidad y el pliego tarifario que se encuentre vigente.
- Se puede realizar estudios posteriores del comportamiento del sistema utilizando otros softwares de optimización matemáticos, o comprobar el algoritmo que presenta mejores resultados de optimización.

Bibliografía

- [1] G. del Ecuador, “Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica.”
- [2] ANEEL, “Resolução normativa nº 687 de 2015 da aneel,” p. 24.
- [3] —, “Resolucao normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.”
- [4] E. Blasco, “Real decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.”
- [5] S. J. G. C., “La generación distribuida en España,” p. 99.
- [6] B. Sorensen, “A history of renewable energy technology,” vol. 19, pp. 8–12.
- [7] M. K. G. C., “Plan de empresa de importación, comercialización e instalación de sistemas fotovoltaicos a Guadalajara, Jalisco, México.”
- [8] D. Kaldellis, John ;K.Zafirakis, “The wind energy (r)evolution: A short review of a long history,” vol. 36, pp. 1887–1901.
- [9] J. P. Cadena, *Crisis petrolera e imperialismo*.
- [10] I. Ameresco, “The rise of clean energy microgrids,” vol. 1, p. 12.
- [11] D. Theather. Blackout cost New York \$36m an hour. [Online]. Available: <https://www.theguardian.com/business/2003/aug/20/usnews.internationalnews>
- [12] B. Magill. Microgrids: Hurricane Sandy forced cities to rethink power supply. [Online]. Available: https://www.huffpost.com/entry/microgridshurricane-sandy_n_3895982
- [13] J. I. M. A. J. M. J. J. A. V. Zamora, Dr. Inmaculada; San Martín, “Emergent technologies in electrical microgeneration,” vol. 3.
- [14] I. Corporation, “Ibm Ilog Cplex Optimization Studio Cplex User’s Manual.”
- [15] B. B. Chachuat, “Mixed-integer linear programming (MILP): Model formulation mixed-integer linear programming integer programs (IP).”

- [16] N. I. S. A. S. K. Z. A. A. W. A. A. A. A. Iqbal, Zafar;Javaid, "A domestic microgrid with optimized home energy management system," vol. 11.
- [17] L. N. B. W. S. G. V. J. S. S. T. A. M. A. Azevedo, R. M.; Canha, "Methodology for home energy management to integration and management of distributed energy resources," pp. 1–6.
- [18] W. S. C. L. N. A. P. M. A. Azevedo, R. M.; Brignol, "The operational impacts in the distribution network from the energy storage management through the reactive pv inverters dispatch in distributed generation systems," pp. 1–6.
- [19] H. A.-M. A. G. J. M. Vahedipour-Dahraie, Mostafa; Rashidizadeh-Kermani, "Stochastic frequency-security constrained scheduling of a microgrid considering price-driven demand response," pp. 716–721.
- [20] M. S. I. A. A. A. M. A. S. A. Iqbal, Muhammad Muzaffar; Waseem, "Towards an optimal residential home energy management in presence of pv generation, energy storage and home to grid energy exchange framework," pp. 1–7.
- [21] J. F. R. M. J. R. R. Sabillon, Carlos; Franco, "Joint optimal operation of photovoltaic units and electric vehicles in residential networks with storage systems: A dynamic scheduling method," vol. 103, pp. 136–145.
- [22] H. Zuo, Ying; Liu, "Evaluation on comprehensive benefit of wind power generation and utilization of wind energy," pp. 635–638.
- [23] O. F. Vaca D, "Mapa solar del ecuador 2019," p. 30. [Online]. Available: https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf
- [24] ARCONEL, "Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución servicio público de energía eléctrica."
- [25] M. I. C. GARCES, "Evaluacion del impacto economico de la regulacion de microgeneracion fotovoltaica en el sistema de distribucion cnel ep glr."
- [26] ARCONEL, "Regulación nro. arconel-oo3/18." [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/07417.doc.pdf>

Apéndice A

Generación Eólica

A.1. Guayaquil

A.1.1. Guayaquil mes de mayo

Cuadro A.1: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.80	0.00
2	0.80	0.00
3	0.70	0.00
4	0.60	0.00
5	0.30	0.00
6	0.30	0.00
7	0.30	0.00
8	0.70	0.00
9	1.30	0.00
10	1.90	0.00
11	2.50	0.31
12	3.00	0.63
13	3.50	0.94
14	3.80	1.13
15	4.20	1.38
16	4.20	1.38
17	4.00	1.25
18	3.70	1.06
19	3.40	0.88
20	2.90	0.56
21	2.50	0.31
22	2.10	0.06

Table A.1 continued from previous page

23	1.80	0.00
24	1.60	0.00

Cuadro A.2: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.00	0.00
2	0.60	0.00
3	0.30	0.00
4	0.30	0.00
5	0.50	0.00
6	0.60	0.00
7	0.70	0.00
8	1.10	0.00
9	1.50	0.00
10	2.00	0.00
11	2.40	0.25
12	2.90	0.56
13	3.30	0.81
14	3.40	0.88
15	3.50	0.94
16	3.30	0.81
17	2.60	0.38
18	2.00	0.00
19	1.60	0.00
20	1.50	0.00
21	1.40	0.00
22	1.30	0.00
23	1.20	0.00
24	1.20	0.00

A.1.2. Guayaquil mes de noviembre

Cuadro A.3: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.70	0.00
2	1.70	0.00
3	1.60	0.00
4	1.60	0.00

Table A.3 continued from previous page

5	1.40	0.00
6	1.30	0.00
7	1.30	0.00
8	1.40	0.00
9	1.30	0.00
10	1.30	0.00
11	1.20	0.00
12	1.10	0.00
13	1.30	0.00
14	2.70	0.44
15	4.40	1.50
16	5.10	1.94
17	5.40	2.13
18	5.20	2.00
19	4.50	1.56
20	3.60	1.00
21	2.80	0.50
22	2.60	0.38
23	2.40	0.25
24	2.10	0.06

Cuadro A.4: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.80	0.50
2	2.60	0.38
3	2.50	0.31
4	2.20	0.13
5	1.90	0.00
6	1.40	0.00
7	1.10	0.00
8	1.20	0.00
9	1.30	0.00
10	1.00	0.00
11	0.50	0.00
12	0.80	0.00
13	1.10	0.00
14	0.40	0.00
15	1.40	0.00
16	3.10	0.69

Table A.4 continued from previous page

17	3.70	1.06
18	3.70	1.06
19	3.40	0.88
20	3.20	0.75
21	3.20	0.75
22	3.20	0.75
23	3.00	0.63
24	2.50	0.31

A.2. Quito

A.2.1. Quito mes de agosto

Cuadro A.5: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.60	0.38
2	2.80	0.50
3	2.80	0.50
4	2.80	0.50
5	2.80	0.50
6	2.90	0.56
7	2.90	0.56
8	2.80	0.50
9	2.80	0.50
10	3.20	0.75
11	3.70	1.06
12	3.70	1.06
13	3.30	0.81
14	2.90	0.56
15	2.40	0.25
16	2.10	0.06
17	1.90	0.00
18	1.50	0.00
19	1.30	0.00
20	1.50	0.00
21	1.40	0.00
22	1.50	0.00
23	1.60	0.00
24	1.50	0.00

Cuadro A.6: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.10	0.06
2	2.20	0.13
3	2.30	0.19
4	2.40	0.25
5	2.40	0.25
6	2.30	0.19
7	2.20	0.13
8	2.30	0.19
9	2.80	0.50
10	3.70	1.06
11	4.10	1.31
12	3.60	1.00
13	2.90	0.56
14	2.30	0.19
15	1.80	0.00
16	1.50	0.00
17	1.20	0.00
18	1.10	0.00
19	1.60	0.00
20	2.00	0.00
21	2.10	0.06
22	2.10	0.06
23	2.10	0.06
24	2.10	0.06

A.2.2. Quito mes de mayo

Cuadro A.7: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.20	0.00
2	1.30	0.00
3	1.40	0.00
4	1.50	0.00
5	1.60	0.00
6	1.70	0.00
7	1.70	0.00
8	1.80	0.00

Table A.7 continued from previous page

9	1.90	0.00
10	1.80	0.00
11	1.70	0.00
12	1.50	0.00
13	1.30	0.00
14	1.00	0.00
15	0.90	0.00
16	0.90	0.00
17	0.90	0.00
18	1.10	0.00
19	1.20	0.00
20	1.30	0.00
21	1.40	0.00
22	1.40	0.00
23	1.50	0.00
24	1.50	0.00

Cuadro A.8: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.80	0.00
2	0.70	0.00
3	0.70	0.00
4	0.70	0.00
5	0.60	0.00
6	0.50	0.00
7	0.40	0.00
8	0.40	0.00
9	0.40	0.00
10	0.40	0.00
11	0.40	0.00
12	0.30	0.00
13	0.30	0.00
14	0.30	0.00
15	0.50	0.00
16	0.70	0.00
17	0.80	0.00
18	0.80	0.00
19	0.80	0.00
20	0.60	0.00

Table A.8 continued from previous page

21	0.30	0.00
22	0.20	0.00
23	0.20	0.00
24	0.20	0.00

A.2.3. Quito mes de noviembre

Cuadro A.9: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.20	0.00
2	1.40	0.00
3	1.50	0.00
4	1.30	0.00
5	1.00	0.00
6	0.90	0.00
7	1.00	0.00
8	1.30	0.00
9	1.60	0.00
10	1.90	0.00
11	1.90	0.00
12	2.40	0.25
13	2.40	0.25
14	1.70	0.00
15	1.20	0.00
16	1.10	0.00
17	1.20	0.00
18	1.20	0.00
19	0.90	0.00
20	0.60	0.00
21	0.30	0.00
22	0.40	0.00
23	0.70	0.00
24	0.80	0.00

Cuadro A.10: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.80	0.00
2	0.60	0.00

Table A.10 continued from previous page

3	0.70	0.00
4	0.70	0.00
5	0.80	0.00
6	1.00	0.00
7	0.90	0.00
8	0.90	0.00
9	1.30	0.00
10	1.80	0.00
11	2.20	0.13
12	2.40	0.25
13	2.30	0.19
14	2.00	0.00
15	1.70	0.00
16	1.50	0.00
17	1.10	0.00
18	0.80	0.00
19	0.90	0.00
20	1.00	0.00
21	1.20	0.00
22	1.30	0.00
23	1.20	0.00
24	1.10	0.00

A.3. Cuenca

A.3.1. Cuenca mes de agosto

Cuadro A.11: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.20	0.00
2	0.20	0.00
3	0.20	0.00
4	0.30	0.00
5	0.50	0.00
6	0.40	0.00
7	0.90	0.00
8	1.70	0.00
9	2.00	0.00

Table A.11 continued from previous page

10	1.70	0.00
11	1.80	0.00
12	3.00	0.63
13	4.10	1.31
14	4.30	1.44
15	4.10	1.31
16	3.80	1.13
17	3.20	0.75
18	2.30	0.19
19	1.70	0.00
20	1.40	0.00
21	1.00	0.00
22	0.90	0.00
23	0.90	0.00
24	0.80	0.00

Cuadro A.12: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.50	0.00
2	0.60	0.00
3	0.60	0.00
4	0.60	0.00
5	0.70	0.00
6	0.80	0.00
7	1.20	0.00
8	1.80	0.00
9	2.40	0.25
10	2.70	0.44
11	3.50	0.94
12	4.70	1.69
13	5.40	2.13
14	5.30	2.06
15	5.10	1.94
16	4.70	1.69
17	3.60	1.00
18	2.40	0.25
19	1.70	0.00
20	1.40	0.00
21	1.40	0.00

Table A.12 continued from previous page

22	1.30	0.00
23	1.20	0.00
24	1.10	0.00

A.3.2. Cuenca mes de mayo

Cuadro A.13: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.80	0.00
2	1.90	0.00
3	1.90	0.00
4	2.00	0.00
5	2.20	0.13
6	2.50	0.31
7	2.70	0.44
8	3.00	0.63
9	3.20	0.75
10	3.30	0.81
11	3.40	0.88
12	3.50	0.94
13	3.20	0.75
14	2.40	0.25
15	1.70	0.00
16	1.20	0.00
17	1.10	0.00
18	0.90	0.00
19	1.00	0.00
20	1.30	0.00
21	1.50	0.00
22	1.70	0.00
23	2.00	0.00
24	2.30	0.19

Cuadro A.14: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.90	0.00
2	1.80	0.00
3	1.80	0.00

Table A.14 continued from previous page

4	1.60	0.00
5	1.30	0.00
6	1.10	0.00
7	1.00	0.00
8	1.10	0.00
9	1.20	0.00
10	1.20	0.00
11	1.10	0.00
12	1.00	0.00
13	0.70	0.00
14	0.30	0.00
15	0.20	0.00
16	0.70	0.00
17	1.20	0.00
18	1.80	0.00
19	1.80	0.00
20	1.30	0.00
21	0.80	0.00
22	0.50	0.00
23	0.70	0.00
24	0.80	0.00

A.3.3. Cuenca mes de noviembre**Cuadro A.15: Viento y Potencia el día 1**

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.80	0.00
2	0.90	0.00
3	0.90	0.00
4	0.80	0.00
5	0.80	0.00
6	1.00	0.00
7	1.60	0.00
8	2.00	0.00
9	2.10	0.06
10	2.20	0.13
11	2.40	0.25
12	2.80	0.50
13	3.00	0.63

Table A.15 continued from previous page

14	2.80	0.50
15	2.40	0.25
16	2.10	0.06
17	1.80	0.00
18	1.30	0.00
19	1.30	0.00
20	1.10	0.00
21	0.90	0.00
22	0.70	0.00
23	0.50	0.00
24	0.60	0.00

Cuadro A.16: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	3.50	0.94
2	3.20	0.75
3	3.00	0.63
4	2.90	0.56
5	2.90	0.56
6	2.90	0.56
7	2.90	0.56
8	3.00	0.63
9	3.10	0.69
10	3.20	0.75
11	3.40	0.88
12	3.60	1.00
13	3.80	1.13
14	4.00	1.25
15	4.20	1.38
16	4.20	1.38
17	4.00	1.25
18	3.80	1.13
19	3.50	0.94
20	3.30	0.81
21	3.10	0.69
22	3.10	0.69
23	3.00	0.63
24	3.00	0.63

A.4. Loja

A.4.1. Loja mes de agosto

Cuadro A.17: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.30	0.19
2	2.20	0.13
3	2.10	0.06
4	2.10	0.06
5	2.10	0.06
6	2.30	0.19
7	2.50	0.31
8	2.80	0.50
9	3.10	0.69
10	3.70	1.06
11	4.30	1.44
12	4.70	1.69
13	4.70	1.69
14	4.50	1.56
15	4.10	1.31
16	3.70	1.06
17	2.90	0.56
18	2.10	0.06
19	1.90	0.00
20	2.00	0.00
21	2.10	0.06
22	2.30	0.19
23	2.30	0.19
24	2.20	0.13

Cuadro A.18: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.20	0.13
2	2.20	0.13
3	2.30	0.19
4	2.30	0.19
5	2.30	0.19
6	2.40	0.25

Table A.18 continued from previous page

7	2.60	0.38
8	3.00	0.63
9	3.90	1.19
10	4.90	1.81
11	5.40	2.13
12	5.60	2.25
13	5.60	2.25
14	5.40	2.13
15	5.10	1.94
16	4.60	1.63
17	3.30	0.81
18	2.30	0.19
19	2.30	0.19
20	2.30	0.19
21	2.30	0.19
22	2.30	0.19
23	2.20	0.13
24	2.20	0.13

A.4.2. Loja mes de mayo

Cuadro A.19: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.40	0.00
2	1.50	0.00
3	1.50	0.00
4	1.80	0.00
5	2.10	0.06
6	2.50	0.31
7	2.80	0.50
8	3.00	0.63
9	3.20	0.75
10	3.40	0.88
11	3.50	0.94
12	3.70	1.06
13	3.40	0.88
14	2.80	0.50
15	2.20	0.13
16	1.90	0.00

Table A.19 continued from previous page

17	1.70	0.00
18	1.50	0.00
19	1.50	0.00
20	1.80	0.00
21	2.10	0.06
22	2.10	0.06
23	2.00	0.00
24	1.80	0.00

Cuadro A.20: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	0.90	0.00
2	1.10	0.00
3	1.30	0.00
4	1.30	0.00
5	1.10	0.00
6	0.90	0.00
7	0.80	0.00
8	0.90	0.00
9	1.00	0.00
10	1.10	0.00
11	1.00	0.00
12	0.90	0.00
13	0.60	0.00
14	0.40	0.00
15	0.30	0.00
16	0.70	0.00
17	1.30	0.00
18	1.90	0.00
19	2.00	0.00
20	1.70	0.00
21	1.30	0.00
22	1.00	0.00
23	0.70	0.00
24	0.30	0.00

A.4.3. Loja mes de noviembre

Cuadro A.21: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.30	0.00
2	1.20	0.00
3	1.00	0.00
4	1.00	0.00
5	1.10	0.00
6	1.10	0.00
7	1.30	0.00
8	1.70	0.00
9	2.00	0.00
10	2.20	0.13
11	2.40	0.25
12	2.00	0.00
13	1.50	0.00
14	1.00	0.00
15	0.50	0.00
16	0.30	0.00
17	0.30	0.00
18	0.30	0.00
19	0.20	0.00
20	0.10	0.00
21	0.40	0.00
22	0.60	0.00
23	0.60	0.00
24	0.80	0.00

Cuadro A.22: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	1.30	0.00
2	1.30	0.00
3	1.30	0.00
4	1.30	0.00
5	1.30	0.00
6	1.20	0.00
7	1.40	0.00
8	1.70	0.00
9	2.00	0.00
10	2.10	0.06

Table A.22 continued from previous page

11	2.20	0.13
12	2.20	0.13
13	2.20	0.13
14	1.90	0.00
15	1.70	0.00
16	1.70	0.00
17	1.80	0.00
18	1.90	0.00
19	2.10	0.06
20	2.10	0.06
21	2.20	0.13
22	2.20	0.13
23	2.20	0.13
24	2.10	0.06

A.5. Manta

A.5.1. Manta mes de agosto

Cuadro A.23: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	5.00	1.88
2	4.50	1.56
3	4.20	1.38
4	4.00	1.25
5	3.80	1.13
6	3.90	1.19
7	4.10	1.31
8	4.30	1.44
9	4.60	1.63
10	4.90	1.81
11	5.00	1.88
12	5.00	1.88
13	5.30	2.06
14	5.80	2.38
15	6.20	2.63
16	6.20	2.63
17	6.00	2.50

Table A.23 continued from previous page

18	5.20	2.00
19	4.40	1.50
20	4.30	1.44
21	4.50	1.56
22	4.40	1.50
23	4.20	1.38
24	4.00	1.25

Cuadro A.24: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.00	0.00
2	2.10	0.06
3	2.40	0.25
4	2.40	0.25
5	2.30	0.19
6	2.20	0.13
7	2.30	0.19
8	2.60	0.38
9	3.10	0.69
10	3.90	1.19
11	4.60	1.63
12	5.30	2.06
13	6.00	2.50
14	6.40	2.75
15	6.20	2.63
16	5.40	2.13
17	4.50	1.56
18	4.00	1.25
19	3.70	1.06
20	3.80	1.13
21	3.80	1.13
22	3.70	1.06
23	3.40	0.88
24	3.00	0.63

A.5.2. Manta mes de mayo

Cuadro A.25: Viento y Potencia el día 1

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.70	0.44
2	2.90	0.56
3	3.00	0.63
4	3.00	0.63
5	2.80	0.50
6	2.70	0.44
7	2.70	0.44
8	2.70	0.44
9	2.60	0.38
10	2.80	0.50
11	3.20	0.75
12	3.80	1.13
13	4.40	1.50
14	4.90	1.81
15	5.30	2.06
16	5.60	2.25
17	5.70	2.31
18	5.80	2.38
19	5.50	2.19
20	4.90	1.81
21	4.40	1.50
22	4.00	1.25
23	3.80	1.13
24	3.70	1.06

Cuadro A.26: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	3.50	0.94
2	3.20	0.75
3	3.00	0.63
4	2.90	0.56
5	2.90	0.56
6	2.90	0.56
7	2.90	0.56
8	3.00	0.63
9	3.10	0.69
10	3.20	0.75

Table A.26 continued from previous page

11	3.40	0.88
12	3.60	1.00
13	3.80	1.13
14	4.00	1.25
15	4.20	1.38
16	4.20	1.38
17	4.00	1.25
18	3.80	1.13
19	3.50	0.94
20	3.30	0.81
21	3.10	0.69
22	3.10	0.69
23	3.00	0.63
24	3.00	0.63

A.5.3. Manta mes de noviembre**Cuadro A.27: Viento y Potencia el día 1**

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	4.10	1.31
2	4.10	1.31
3	4.00	1.25
4	3.90	1.19
5	3.50	0.94
6	3.00	0.63
7	2.40	0.25
8	1.70	0.00
9	2.00	0.00
10	3.50	0.94
11	4.90	1.81
12	5.60	2.25
13	5.70	2.31
14	5.90	2.44
15	6.00	2.50
16	5.90	2.44
17	5.40	2.13
18	5.10	1.94
19	4.60	1.63
20	3.80	1.13

Table A.27 continued from previous page

21	3.50	0.94
22	3.50	0.94
23	3.20	0.75
24	3.00	0.63

Cuadro A.28: Viento y Potencia el día 30

Horas	Wind [m/s]	P_TE [kW]
1	2.70	0.44
2	2.50	0.31
3	2.50	0.31
4	2.80	0.50
5	2.70	0.44
6	2.30	0.19
7	2.00	0.00
8	2.10	0.06
9	2.30	0.19
10	2.50	0.31
11	3.00	0.63
12	3.70	1.06
13	4.30	1.44
14	4.60	1.63
15	4.70	1.69
16	5.00	1.88
17	5.10	1.94
18	4.90	1.81
19	4.60	1.63
20	4.30	1.44
21	4.00	1.25
22	3.70	1.06
23	3.60	1.00
24	3.80	1.13

Apéndice B

Generación Fotovoltaica

B.1. Guayaquil

B.1.1. Guayaquil mes de mayo

Cuadro B.1: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	24	0.240342
7	180	1.775971
8	400	3.863248
9	609	5.761235
10	740	6.908693
11	836	7.728938
12	791	7.346622
13	407	3.928156
14	243	2.383060
15	274	2.679026
16	300	2.925852
17	96	0.954823
18	3	0.030102
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0

Table B.1 continued from previous page

23	0	0
24	0	0

Cuadro B.2: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	15	0.150342
7	89	0.885790
8	192	1.892186
9	286	2.793105
10	357	3.462489
11	400	3.863248
12	409	3.946684
13	373	3.612018
14	177	1.746874
15	199	1.959853
16	163	1.610865
17	63	0.628572
18	2	0.020070
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.1.2. Guayaquil mes de noviembre**Cuadro B.3: Irradiación y Potencia el día 1**

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0

Table B.3 continued from previous page

5	0	0
6	59	0.588886
7	255	2.497843
8	483	4.626900
9	686	6.439633
10	845	7.804941
11	925	8.473777
12	920	8.432330
13	812	7.525513
14	669	6.290823
15	477	4.572134
16	258	2.526497
17	69	0.688043
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.4: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	26	0.260322
7	90	0.895658
8	112	1.112262
9	155	1.532979
10	292	2.850042
11	390	3.770361
12	379	3.667966
13	220	2.162296
14	104	1.033603
15	78	0.777123
16	61	0.608732

Table B.4 continued from previous page

17	45	0.449747
18	1	0.010036
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.2. Quito

B.2.1. Quito mes de agosto

Cuadro B.5: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m ²]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	40	0.399964
7	255	2.497843
8	500	4.781700
9	714	6.683539
10	863	7.956486
11	822	7.610406
12	721	6.744284
13	827	7.652781
14	508	4.854358
15	327	3.180816
16	210	2.065998
17	110	1.092609
18	7	0.070213
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.6: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	48	0.479594
7	293	2.859525
8	549	5.224826
9	762	7.098208
10	881	8.107417
11	930	8.515177
12	842	7.779623
13	874	8.048795
14	766	7.132567
15	534	5.089658
16	328	3.190232
17	94	0.935109
18	3	0.030102
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.2.2. Quito mes de mayo

Cuadro B.7: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	62	0.618653
7	287	2.802599
8	523	4.990264

Table B.7 continued from previous page

9	726	6.787616
10	874	8.048795
11	953	8.705005
12	934	8.548262
13	900	8.266068
14	768	7.149735
15	581	5.511759
16	334	3.246692
17	105	1.043442
18	2	0.020070
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.8: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0.380038
7	38	1.746874
8	177	2.878485
9	295	3.546659
10	366	3.723846
11	385	3.490563
12	360	2.935320
13	301	2.478732
14	253	5.413345
15	570	2.152674
16	219	2.764611
17	283	0.895658
18	90	0.020070
19	2	0
20	0	0

Table B.8 continued from previous page

21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.2.3. Quito mes de noviembre**Cuadro B.9: Irradiación y Potencia el día 1**

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	91	0.905523
7	319	3.105415
8	513	4.899707
9	776	7.218331
10	941	8.606089
11	1013	9.195494
12	958	8.746140
13	610	5.770117
14	450	4.324842
15	308	3.001541
16	181	1.785666
17	46	0.459698
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.10: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0

Table B.10 continued from previous page

3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	69	0.688043
7	298	2.906911
8	528	5.035472
9	726	6.787616
10	545	5.188823
11	564	5.359567
12	837	7.737390
13	799	7.414870
14	232	2.277602
15	133	1.318166
16	126	1.249624
17	58	0.578960
18	0	0.688043
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.3. Cuenca

B.3.1. Cuenca mes de agosto

Cuadro B.11: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m ²]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	30	0.300258
7	243	2.383060
8	494	4.727127
9	711	6.657478

Table B.11 continued from previous page

10	876	8.065553
11	971	8.852868
12	921	8.440623
13	882	8.115784
14	816	7.559493
15	596	5.645591
16	379	3.667966
17	158	1.562200
18	7	0.070213
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.12: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	46	0.459698
7	284	2.774111
8	545	5.188823
9	769	7.158316
10	938	8.581318
11	1039	9.405921
12	1063	9.599024
13	1005	9.130489
14	870	8.015254
15	672	6.317124
16	399	3.853968
17	135	1.337732
18	5	0.050161
19	0	0
20	0	0
21	0	0

Table B.12 continued from previous page

22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.3.2. Cuenca mes de mayo**Cuadro B.13: Irradiación y Potencia el día 1**

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	33	0.330189
7	227	2.229591
8	355	3.443764
9	610	5.770117
10	481	4.608652
11	579	5.493883
12	614	5.805627
13	555	5.278774
14	664	6.246951
15	557	5.296741
16	348	3.378166
17	117	1.161363
18	2	0.020070
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.14: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0

Table B.14 continued from previous page

4	0	0
5	0	0
6	32	0.320214
7	149	1.474484
8	262	2.564674
9	340	3.303084
10	374	3.621347
11	371	3.593353
12	334	3.246692
13	282	2.755109
14	336	3.265497
15	292	2.850042
16	325	3.161977
17	91	0.905523
18	1	0.010036
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.3.3. Cuenca mes de noviembre**Cuadro B.15: Irradiación y Potencia el día 1**

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	96	0.954823
7	356	3.453128
8	401	3.872526
9	382	3.695915
10	503	4.808961
11	299	2.916382
12	375	3.630675
13	421	4.057694

Table B.15 continued from previous page

14	526	5.017394
15	430	4.140773
16	261	2.555133
17	55	0.549170
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.16: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	40	0.160350
7	255	1.171177
8	500	2.583752
9	714	3.946684
10	863	5.044508
11	822	5.778997
12	721	6.088620
13	827	5.814500
14	508	4.324842
15	327	3.742458
16	210	1.824427
17	110	0.707852
18	7	0.030102
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.4. Loja

B.4.1. Loja mes de agosto

Cuadro B.17: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	26	0,260322
7	232	2,277602
8	483	4,626900
9	701	6,570482
10	869	8,006865
11	974	8,877452
12	1006	9,138622
13	959	8,754361
14	836	7,728938
15	652	6,141465
16	423	4,076169
17	170	1,678916
18	7	0,070213
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.18: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0,360104
2	0	2,210373
3	0	4,626900
4	0	5,583189
5	0	5,618859
6	36	5,062574

Table B.18 continued from previous page

7	225	7,063819
8	483	5,305722
9	589	6,822247
10	593	6,000393
11	531	4,002223
12	758	1,532979
13	558	0,050161
14	730	0,360104
15	636	2,210373
16	415	4,626900
17	155	5,583189
18	5	5,618859
19	0	5,062574
20	0	7,063819
21	0	5,305722
22	0	6,822247
23	0	6,000393
24	0	4,002223

B.4.2. Loja mes de mayo**Cuadro B.19: Irradiación y Potencia el día 1**

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	29	0.290276
7	119	1.180990
8	416	4.011473
9	578	5.484942
10	608	5.752350
11	258	2.526497
12	203	1.998478
13	496	4.745326
14	571	5.422301
15	587	5.565343
16	364	3.527968

Table B.19 continued from previous page

17	125	1.239825
18	2	0.020070
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.20: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	28	0.280293
7	130	1.288802
8	242	2.373482
9	347	3.368788
10	430	4.140773
11	487	4.663373
12	501	4.790789
13	482	4.617777
14	477	4.572134
15	341	3.312476
16	163	1.610865
17	82	0.816665
18	1	0.010036
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.4.3. Loja mes de noviembre

Cuadro B.21: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	107	1.063115
7	332	3.227880
8	538	5.125745
9	369	3.574681
10	341	3.312476
11	586	5.556417
12	563	5.350598
13	553	5.260799
14	736	6.874138
15	441	4.242105
16	206	2.027427
17	42	0.419883
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.22: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	48	0.479594
7	137	1.357291
8	292	2.850042
9	197	1.940529
10	234	2.296793

Table B.22 continued from previous page

11	376	3.640001
12	675	6.343407
13	587	5.565343
14	382	3.695915
15	234	2.296793
16	195	1.921198
17	80	0.796898
18	3	0.030102
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.5. Manta

B.5.1. Manta mes de agosto

Cuadro B.23: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	11	0.110292
7	107	1.063115
8	330	3.209060
9	587	5.565343
10	759	7.072419
11	861	7.939678
12	892	8.199351
13	859	7.922862
14	752	7.012179
15	586	5.556417
16	378	3.658646
17	155	1.532979

Table B.23 continued from previous page

18	11	0.110292
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.24: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	18	0.180359
7	131	1.298592
8	228	2.239197
9	219	2.152674
10	407	3.928156
11	901	8.274399
12	952	8.696773
13	911	8.357606
14	796	7.389291
15	618	5.841108
16	396	3.826116
17	160	1.581672
18	9	0.090256
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.5.2. Manta mes de mayo

Cuadro B.25: Irradiación y Potencia el día 1

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	17	0.170355
7	157	1.552461
8	362	3.509269
9	408	3.937421
10	571	5.422301
11	507	4.845282
12	716	6.700904
13	656	6.176658
14	581	5.511759
15	438	4.214491
16	237	2.325566
17	132	1.308380
18	5	0.050161
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.26: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	16	0.160350
7	118	1.171177
8	264	2.583752
9	409	3.946684
10	529	5.044508

Table B.26 continued from previous page

11	611	5.778997
12	646	6.088620
13	615	5.814500
14	450	4.324842
15	387	3.742458
16	185	1.824427
17	71	0.707852
18	3	0.030102
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

B.5.3. Manta mes de noviembre**Cuadro B.27: Irradiación y Potencia el día 1**

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	48	0.479594
7	190	1.872836
8	448	4.306469
9	679	6.378425
10	843	7.788064
11	925	8.473777
12	810	7.508512
13	626	5.911977
14	697	6.535631
15	513	4.899707
16	292	2.850042
17	84	0.836425
18	1	0.010036
19	0	0
20	0	0

Table B.27 continued from previous page

21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Cuadro B.28: Irradiación y Potencia el día 30

Horas	GHI [W/m2]	PPV_out [kW]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	34	0.340163
7	148	1.464729
8	219	2.152674
9	234	2.296793
10	185	1.824427
11	309	3.010993
12	438	4.214491
13	553	5.260799
14	466	4.471552
15	245	2.402209
16	232	2.277602
17	74	0.737551
18	2	0.020070
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0

Apéndice C

Resultados de Optimización

C.1. Guayaquil

C.1.1. Guayaquil mes de mayo

Cuadro C.1: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	3.67746	0.00000	3.91780	0.24034	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.39648	0.00000	2.17245	1.77597	0.00000	0.00000	1.00000
8	0.34778	0.00000	4.21103	3.86325	0.00000	0.00000	1.00000
9	0.00000	1.04653	4.71470	5.76123	0.00000	0.00000	1.00000
10	0.00000	1.91127	4.87371	6.90869	0.00000	0.12371	1.12000
11	0.00000	1.17537	4.86606	7.72894	0.31250	2.00000	3.06000
12	0.00000	3.01563	2.95599	7.34662	0.62500	2.00000	5.00000
13	0.00000	0.00000	5.01626	3.92816	0.93750	-0.15061	4.85391
14	0.00000	0.00000	4.09913	2.38306	1.12500	-0.59107	4.28057
15	0.00000	0.00000	3.96740	2.67903	1.37500	0.08663	4.36460
16	0.00000	0.00000	4.56648	2.92585	1.37500	-0.26562	4.10694
17	0.59771	0.00000	4.80253	0.95482	1.25000	-2.00000	2.16694
18	1.18921	0.00000	3.48485	0.03010	1.06250	-1.20304	1.00000
19	3.16699	0.00000	4.04199	0.00000	0.87500	0.00000	1.00000
20	4.25258	0.00000	4.81508	0.00000	0.56250	0.00000	1.00000
21	3.27690	0.00000	3.58940	0.00000	0.31250	0.00000	1.00000
22	4.38701	0.00000	4.44951	0.00000	0.06250	0.00000	1.00000

Table C.1 continued from previous page

23	3.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
24	3.67396	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000

Cuadro C.2: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	4.83436	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	0.12371	1.12000
2	5.66530	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	2.00000	3.06000
3	4.39909	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	2.00000	5.00000
4	0.88083	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	-2.00000	3.06000
5	0.00000	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	-1.77953	1.33386
6	2.48918	0.00000	2.43194	0.15034	0.00000	0.20758	1.53521
7	4.84678	0.00000	3.73257	0.88579	0.00000	2.00000	3.47521
8	0.00000	0.00000	2.91130	1.89219	0.00000	-1.01911	2.48668
9	1.06342	0.00000	1.85652	2.79310	0.00000	2.00000	4.42668
10	0.00000	0.00000	2.87143	3.46249	0.00000	0.59105	5.00000
11	0.00000	2.08105	2.03220	3.86325	0.25000	0.00000	5.00000
12	0.00000	0.61005	3.89913	3.94668	0.56250	0.00000	5.00000
13	0.00000	0.81797	5.60655	3.61202	0.81250	-2.00000	3.06000
14	0.00000	0.08460	4.53728	1.74687	0.87500	-2.00000	1.12000
15	2.31680	0.00000	5.21415	1.95985	0.93750	0.00000	1.12000
16	3.38230	0.00000	3.80566	1.61086	0.81250	2.00000	3.06000
17	5.04847	0.00000	4.05204	0.62857	0.37500	2.00000	5.00000
18	1.69695	0.00000	3.71702	0.02007	0.00000	-2.00000	3.06000
19	7.13849	0.00000	5.13849	0.00000	0.00000	2.00000	5.00000
20	5.28135	0.00000	5.28135	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
21	2.90613	0.00000	2.90613	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
22	4.96177	0.00000	5.08549	0.00000	0.00000	-0.12371	4.88000
23	2.66957	0.00000	4.66957	0.00000	0.00000	-2.00000	2.94000
24	2.77604	0.00000	4.77604	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

C.1.2. Guayaquil mes de noviembre

Cuadro C.3: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000

Table C.3 continued from previous page

5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	3.32892	0.00000	3.91780	0.58889	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.32539	2.17245	2.49784	0.00000	0.00000	1.00000
8	0.00000	0.41587	4.21103	4.62690	0.00000	0.00000	1.00000
9	0.00000	1.72493	4.71470	6.43963	0.00000	0.00000	1.00000
10	0.00000	2.93123	4.87371	7.80494	0.00000	0.00000	1.00000
11	0.00000	3.60771	4.86606	8.47378	0.00000	0.00000	1.00000
12	0.00000	5.47634	2.95599	8.43233	0.00000	0.00000	1.00000
13	0.00000	2.38554	5.01626	7.52551	0.00000	0.12371	1.12000
14	0.00000	0.62919	4.09913	6.29082	0.43750	2.00000	3.06000
15	0.00000	0.10473	3.96740	4.57213	1.50000	2.00000	5.00000
16	0.00000	0.00000	4.56648	2.52650	1.93750	-0.10248	4.90060
17	0.00000	0.00000	4.80253	0.68804	2.12500	-1.98949	2.97079
18	0.00000	0.00000	3.48485	0.00000	2.00000	-1.48485	1.53049
19	1.93260	0.00000	4.04199	0.00000	1.56250	-0.54689	1.00000
20	3.81508	0.00000	4.81508	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
21	3.08940	0.00000	3.58940	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
22	4.07451	0.00000	4.44951	0.00000	0.37500	0.00000	1.00000
23	3.65282	0.00000	3.90282	0.00000	0.25000	0.00000	1.00000
24	3.61146	0.00000	3.67396	0.00000	0.06250	0.00000	1.00000

Cuadro C.4: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.21065	0.00000	4.71065	0.00000	0.50000	2.00000	2.94000
2	1.29030	0.00000	3.66530	0.00000	0.37500	-2.00000	1.00000
3	2.08659	0.00000	2.39909	0.00000	0.31250	0.00000	1.00000
4	4.69303	0.00000	2.88083	0.00000	0.12500	1.93720	2.87909
5	1.96604	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	0.18651	3.06000
6	4.17162	0.00000	2.43194	0.26032	0.00000	2.00000	5.00000
7	2.83691	0.00000	3.73257	0.89566	0.00000	0.00000	5.00000
8	0.40581	0.00000	2.91130	1.11226	0.00000	-1.39323	3.64857
9	0.00000	0.00000	1.85652	1.53298	0.00000	-0.32354	3.33473
10	0.00000	0.00000	2.87143	2.85004	0.00000	-0.02139	3.31398
11	0.00000	0.00000	2.03220	3.77036	0.00000	1.73816	5.00000
12	0.10746	0.00000	3.89913	3.66797	0.00000	-0.12371	4.88000
13	1.44425	0.00000	5.60655	2.16230	0.00000	-2.00000	2.94000
14	1.50368	0.00000	4.53728	1.03360	0.00000	-2.00000	1.00000
15	6.43703	0.00000	5.21415	0.77712	0.00000	2.00000	2.94000
16	2.63314	0.00000	3.80566	0.60873	0.68750	0.12371	3.06000

Table C.4 continued from previous page

17	4.53979	0.00000	4.05204	0.44975	1.06250	2.00000	5.00000
18	0.64449	0.00000	3.71702	0.01004	1.06250	-2.00000	3.06000
19	2.26349	0.00000	5.13849	0.00000	0.87500	-2.00000	1.12000
20	6.53135	0.00000	5.28135	0.00000	0.75000	2.00000	3.06000
21	4.15613	0.00000	2.90613	0.00000	0.75000	2.00000	5.00000
22	4.21177	0.00000	5.08549	0.00000	0.75000	-0.12371	4.88000
23	2.04457	0.00000	4.66957	0.00000	0.62500	-2.00000	2.94000
24	2.46354	0.00000	4.77604	0.00000	0.31250	-2.00000	1.00000

C.2. Quito

C.2.1. Quito mes de agosto

Cuadro C.5: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.01020	0.00000	4.35428	0.00000	0.37500	1.03093	1.00000
2	2.71424	0.00000	3.21424	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
3	3.58558	0.00000	4.08558	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
4	2.52336	0.00000	3.02336	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
5	3.12488	0.00000	3.62488	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
6	2.95534	0.00000	3.91780	0.39996	0.56250	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.88789	2.17245	2.49784	0.56250	0.00000	1.00000
8	0.00000	1.07067	4.21103	4.78170	0.50000	0.00000	1.00000
9	0.00000	2.46884	4.71470	6.68354	0.50000	0.00000	1.00000
10	0.00000	3.83277	4.87371	7.95649	0.75000	0.00000	1.00000
11	0.00000	3.80684	4.86606	7.61041	1.06250	0.00000	1.00000
12	0.00000	4.04481	2.95599	6.74428	1.06250	0.80598	1.78180
13	0.00000	1.44902	5.01626	7.65278	0.81250	2.00000	3.72180
14	0.00000	0.00000	4.09913	4.85436	0.56250	1.31773	5.00000
15	0.00000	0.00000	3.96740	3.18082	0.25000	-0.53659	4.47951
16	0.43798	0.00000	4.56648	2.06600	0.06250	-2.00000	2.53951
17	2.12280	0.00000	4.80253	1.09261	0.00000	-1.58713	1.00000
18	3.41464	0.00000	3.48485	0.07021	0.00000	0.00000	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	3.58940	0.00000	3.58940	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
22	4.44951	0.00000	4.44951	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
23	5.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
24	1.67396	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

Cuadro C.6: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.46342	0.00000	4.71065	0.00000	0.06250	0.81526	1.79080
2	2.72504	0.00000	3.66530	0.00000	0.12500	-0.81526	1.00000
3	2.21159	0.00000	2.39909	0.00000	0.18750	0.00000	1.00000
4	2.63083	0.00000	2.88083	0.00000	0.25000	0.00000	1.00000
5	3.52953	0.00000	1.77953	0.00000	0.25000	2.00000	2.94000
6	3.76485	0.00000	2.43194	0.47959	0.18750	2.00000	4.88000
7	0.00000	0.00000	3.73257	2.85952	0.12500	-0.74805	4.15439
8	0.00000	1.62927	2.91130	5.22483	0.18750	0.87176	5.00000
9	0.00000	7.74169	1.85652	7.09821	0.50000	-2.00000	3.06000
10	0.00000	8.29848	2.87143	8.10742	1.06250	-2.00000	1.12000
11	0.00000	5.79548	2.03220	8.51518	1.31250	2.00000	3.06000
12	0.00000	2.88049	3.89913	7.77962	1.00000	2.00000	5.00000
13	0.00000	5.00475	5.60655	8.04879	0.56250	-2.00000	3.06000
14	0.00000	0.78279	4.53728	7.13257	0.18750	2.00000	5.00000
15	0.00000	0.00000	5.21415	5.08966	0.00000	-0.12449	4.87924
16	0.00000	0.00000	3.80566	3.19023	0.00000	-0.61543	4.28228
17	3.85685	0.00000	4.05204	0.93511	0.00000	0.73992	5.00000
18	3.68692	0.00000	3.71702	0.03010	0.00000	0.00000	5.00000
19	5.13849	0.00000	5.13849	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
20	3.28135	0.00000	5.28135	0.00000	0.00000	-2.00000	3.06000
21	0.84363	0.00000	2.90613	0.00000	0.06250	-2.00000	1.12000
22	5.96691	0.00000	5.08549	0.00000	0.06250	0.94393	2.03561
23	5.53943	0.00000	4.66957	0.00000	0.06250	0.93236	2.94000
24	2.71354	0.00000	4.77604	0.00000	0.06250	-2.00000	1.00000

C.2.2. Quito mes de mayo

Cuadro C.7: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	3.29915	0.00000	3.91780	0.61865	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.63015	2.17245	2.80260	0.00000	0.00000	1.00000
8	0.00000	0.77923	4.21103	4.99026	0.00000	0.00000	1.00000

Table C.7 continued from previous page

9	0.00000	2.07291	4.71470	6.78762	0.00000	0.00000	1.00000
10	0.00000	3.17508	4.87371	8.04879	0.00000	0.00000	1.00000
11	0.00000	3.83894	4.86606	8.70501	0.00000	0.00000	1.00000
12	0.00000	5.59227	2.95599	8.54826	0.00000	0.00000	1.00000
13	0.00000	2.67045	5.01626	8.26607	0.00000	0.57935	1.56197
14	0.00000	1.05061	4.09913	7.14973	0.00000	2.00000	3.50197
15	0.00000	0.00000	3.96740	5.51176	0.00000	1.54436	5.00000
16	0.00000	0.00000	4.56648	3.24669	0.00000	-1.31978	3.71981
17	1.75909	0.00000	4.80253	1.04344	0.00000	-2.00000	1.77981
18	2.66085	0.00000	3.48485	0.02007	0.00000	-0.80393	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	3.58940	0.00000	3.58940	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
22	4.44951	0.00000	4.44951	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
23	5.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
24	1.67396	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

Cuadro C.8: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.71065	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
2	1.66530	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000
3	2.39909	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	2.88083	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.77953	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
6	4.43194	0.00000	2.43194	0.00000	0.00000	2.00000	4.88000
7	2.94348	0.00000	3.73257	0.38004	0.00000	-0.40905	4.48322
8	0.00000	0.00000	2.91130	1.74687	0.00000	-1.16442	3.35373
9	0.00000	0.00000	1.85652	2.87848	0.00000	1.02196	4.34503
10	0.00000	0.00000	2.87143	3.54666	0.00000	0.67522	5.00000
11	0.00000	1.69165	2.03220	3.72385	0.00000	0.00000	5.00000
12	0.00000	0.00000	3.89913	3.49056	0.00000	-0.40857	4.60369
13	3.07980	0.00000	5.60655	2.93532	0.00000	0.40857	5.00000
14	0.67605	0.00000	4.53728	2.47873	0.00000	-1.38249	3.65898
15	0.00000	0.00000	5.21415	5.41334	0.00000	0.19919	3.85220
16	0.00000	0.00000	3.80566	2.15267	0.00000	-1.65299	2.24880
17	0.00000	0.00000	4.05204	2.76461	0.00000	-1.28743	1.00000
18	4.82136	0.00000	3.71702	0.89566	0.00000	2.00000	2.94000
19	7.11842	0.00000	5.13849	0.02007	0.00000	2.00000	4.88000
20	5.40506	0.00000	5.28135	0.00000	0.00000	0.12371	5.00000

Table C.8 continued from previous page

21	0.90613	0.00000	2.90613	0.00000	0.00000	-2.00000	3.06000
22	4.22457	0.00000	5.08549	0.00000	0.00000	-0.86091	2.22491
23	5.40677	0.00000	4.66957	0.00000	0.00000	0.73720	2.94000
24	2.77604	0.00000	4.77604	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

C.2.3. Quito mes de noviembre

Cuadro C.9: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	3.01228	0.00000	3.91780	0.90552	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.93297	2.17245	3.10541	0.00000	0.00000	1.00000
8	0.00000	0.68868	4.21103	4.89971	0.00000	0.00000	1.00000
9	0.00000	2.50363	4.71470	7.21833	0.00000	0.00000	1.00000
10	0.00000	3.73238	4.87371	8.60609	0.00000	0.00000	1.00000
11	0.00000	3.43528	4.86606	9.19549	0.00000	0.89415	1.86732
12	0.00000	4.04015	2.95599	8.74614	0.25000	2.00000	3.80732
13	0.00000	0.00000	5.01626	5.77012	0.25000	1.00385	4.78106
14	0.00000	0.00000	4.09913	4.32484	0.00000	0.22571	5.00000
15	0.00000	0.00000	3.96740	3.00154	0.00000	-0.96586	4.06312
16	0.78081	0.00000	4.56648	1.78567	0.00000	-2.00000	2.12312
17	3.18498	0.00000	4.80253	0.45970	0.00000	-1.15785	1.00000
18	3.48485	0.00000	3.48485	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	4.89723	0.00000	3.58940	0.00000	0.00000	1.30783	2.26860
22	6.44951	0.00000	4.44951	0.00000	0.00000	2.00000	4.20860
23	1.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	-2.00000	2.26860
24	2.36613	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	-1.30783	1.00000

Cuadro C.10: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.71065	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
2	3.78901	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	0.12371	3.06000

Table C.10 continued from previous page

3	4.39909	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	2.00000	5.00000
4	0.88083	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	-2.00000	3.06000
5	0.00000	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	-1.77953	1.33386
6	3.74390	0.00000	2.43194	0.68804	0.00000	2.00000	3.27386
7	0.00000	0.00000	3.73257	2.90691	0.00000	-0.82566	2.47297
8	0.00000	0.12418	2.91130	5.03547	0.00000	2.00000	4.41297
9	0.00000	4.32591	1.85652	6.78762	0.00000	0.60519	5.00000
10	0.00000	4.31739	2.87143	5.18882	0.00000	-2.00000	3.06000
11	0.00000	1.45237	2.03220	5.35957	0.12500	2.00000	5.00000
12	0.00000	4.21197	3.89913	7.73739	0.25000	-0.12371	4.88000
13	0.00000	3.99582	5.60655	7.41487	0.18750	-2.00000	2.94000
14	0.25968	0.00000	4.53728	2.27760	0.00000	-2.00000	1.00000
15	5.89599	0.00000	5.21415	1.31817	0.00000	2.00000	2.94000
16	4.55604	0.00000	3.80566	1.24962	0.00000	2.00000	4.88000
17	3.59679	0.00000	4.05204	0.57896	0.00000	0.12371	5.00000
18	1.71702	0.00000	3.71702	0.00000	0.00000	-2.00000	3.06000
19	7.13849	0.00000	5.13849	0.00000	0.00000	2.00000	5.00000
20	5.28135	0.00000	5.28135	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
21	2.90613	0.00000	2.90613	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
22	4.96177	0.00000	5.08549	0.00000	0.00000	-0.12371	4.88000
23	2.66957	0.00000	4.66957	0.00000	0.00000	-2.00000	2.94000
24	2.77604	0.00000	4.77604	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

C.3. Cuenca

C.3.1. Cuenca mes de agosto

Cuadro C.11: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5,38520	0,00000	4,35428	0,00000	0,00000	1,03093	1,00000
2	3,21424	0,00000	3,21424	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
3	4,08558	0,00000	4,08558	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
4	3,02336	0,00000	3,02336	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
5	3,62488	0,00000	3,62488	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
6	3,61754	0,00000	3,91780	0,30026	0,00000	0,00000	1,00000
7	0,00000	0,21061	2,17245	2,38306	0,00000	0,00000	1,00000
8	0,00000	0,51610	4,21103	4,72713	0,00000	0,00000	1,00000
9	0,00000	1,94277	4,71470	6,65748	0,00000	0,00000	1,00000

Table C.11 continued from previous page

10	0,00000	3,19184	4,87371	8,06555	0,00000	0,00000	1,00000
11	0,00000	3,98680	4,86606	8,85287	0,00000	0,00000	1,00000
12	0,00000	6,10963	2,95599	8,44062	0,62500	0,00000	1,00000
13	0,00000	4,41202	5,01626	8,11578	1,31250	0,00000	1,00000
14	0,00000	3,00064	4,09913	7,55949	1,43750	1,89722	2,84030
15	0,00000	0,99069	3,96740	5,64559	1,31250	2,00000	4,78030
16	0,00000	0,00000	4,56648	3,66797	1,12500	0,22649	5,00000
17	0,49033	0,00000	4,80253	1,56220	0,75000	-2,00000	3,06000
18	1,22714	0,00000	3,48485	0,07021	0,18750	-2,00000	1,12000
19	3,91828	0,00000	4,04199	0,00000	0,00000	-0,12371	1,00000
20	4,81508	0,00000	4,81508	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
21	3,58940	0,00000	3,58940	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
22	4,44951	0,00000	4,44951	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
23	3,90282	0,00000	3,90282	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
24	3,67396	0,00000	3,67396	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000

Cuadro C.12: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	4,71065	0,00000	4,71065	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
2	5,44483	0,00000	3,66530	0,00000	0,00000	1,77953	2,72614
3	4,39909	0,00000	2,39909	0,00000	0,00000	2,00000	4,66614
4	0,88083	0,00000	2,88083	0,00000	0,00000	-2,00000	2,72614
5	0,00000	0,00000	1,77953	0,00000	0,00000	-1,77953	1,00000
6	1,97224	0,00000	2,43194	0,45970	0,00000	0,00000	1,00000
7	2,95846	0,00000	3,73257	2,77411	0,00000	2,00000	2,94000
8	0,00000	4,27753	2,91130	5,18882	0,00000	-2,00000	1,00000
9	0,00000	3,55179	1,85652	7,15832	0,25000	2,00000	2,94000
10	0,00000	8,14738	2,87143	8,58132	0,43750	-2,00000	1,00000
11	0,00000	8,31122	2,03220	9,40592	0,93750	0,00000	1,00000
12	0,00000	5,38739	3,89913	9,59902	1,68750	2,00000	2,94000
13	0,00000	7,64894	5,60655	9,13049	2,12500	-2,00000	1,00000
14	0,00000	5,15257	4,53728	8,01525	2,06250	0,38790	1,37627
15	0,00000	1,04047	5,21415	6,31712	1,93750	2,00000	3,31627
16	0,00000	0,00000	3,80566	3,85397	1,68750	1,73581	5,00000
17	0,00000	0,00000	4,05204	1,33773	1,00000	-1,71431	3,33712
18	3,13117	0,00000	3,71702	0,05016	0,25000	-0,28569	3,06000
19	7,13849	0,00000	5,13849	0,00000	0,00000	2,00000	5,00000
20	5,28135	0,00000	5,28135	0,00000	0,00000	0,00000	5,00000
21	2,64749	0,00000	2,90613	0,00000	0,00000	-0,25864	4,74912

Table C.12 continued from previous page

22	5,22042	0,00000	5,08549	0,00000	0,00000	0,13493	4,88000
23	2,66957	0,00000	4,66957	0,00000	0,00000	-2,00000	2,94000
24	2,77604	0,00000	4,77604	0,00000	0,00000	-2,00000	1,00000

C.3.2. Cuenca mes de mayo

Cuadro C.13: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.49988	0.00000	3.62488	0.00000	0.12500	0.00000	1.00000
6	3.27511	0.00000	3.91780	0.33019	0.31250	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.35237	2.17245	2.22959	0.43750	0.14227	1.13800
8	0.00000	0.00000	4.21103	3.44376	0.62500	-0.14227	1.00000
9	0.00000	1.80541	4.71470	5.77012	0.75000	0.00000	1.00000
10	0.00000	0.54744	4.87371	4.60865	0.81250	0.00000	1.00000
11	0.00000	1.50282	4.86606	5.49388	0.87500	0.00000	1.00000
12	0.00000	3.78714	2.95599	5.80563	0.93750	0.00000	1.00000
13	0.00000	0.21814	5.01626	5.27877	0.75000	0.79437	1.77054
14	0.00000	0.39782	4.09913	6.24695	0.25000	2.00000	3.71054
15	0.00000	0.00000	3.96740	5.29674	0.00000	1.32934	5.00000
16	0.00000	0.00000	4.56648	3.37817	0.00000	-1.18831	3.84734
17	1.64117	0.00000	4.80253	1.16136	0.00000	-2.00000	1.90734
18	2.52938	0.00000	3.48485	0.02007	0.00000	-0.93540	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	3.58940	0.00000	3.58940	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
22	4.44951	0.00000	4.44951	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
23	5.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
24	1.48646	0.00000	3.67396	0.00000	0.18750	-2.00000	1.00000

Cuadro C.14: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.71065	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
2	5.66530	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	2.00000	4.88000
3	0.39909	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	-2.00000	2.94000

Table C.14 continued from previous page

4	2.45946	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	-0.42137	2.53127
5	0.32461	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	-1.45492	1.12000
6	4.11173	0.00000	2.43194	0.32021	0.00000	2.00000	3.06000
7	4.25809	0.00000	3.73257	1.47448	0.00000	2.00000	5.00000
8	0.00000	0.00000	2.91130	2.56467	0.00000	-0.34662	4.66378
9	0.00000	3.44656	1.85652	3.30308	0.00000	-2.00000	2.72378
10	0.00000	0.00000	2.87143	3.62135	0.00000	0.74991	3.45119
11	0.00000	0.00000	2.03220	3.59335	0.00000	1.56115	4.96551
12	0.00000	0.00000	3.89913	3.24669	0.00000	-0.65244	4.33264
13	0.85144	0.00000	5.60655	2.75511	0.00000	-2.00000	2.39264
14	0.00000	0.00000	4.53728	3.26550	0.00000	-1.27178	1.15901
15	2.20018	0.00000	5.21415	2.85004	0.00000	-0.16393	1.00000
16	2.64368	0.00000	3.80566	3.16198	0.00000	2.00000	2.94000
17	1.14651	0.00000	4.05204	0.90552	0.00000	-2.00000	1.00000
18	5.70699	0.00000	3.71702	0.01004	0.00000	2.00000	2.94000
19	7.13849	0.00000	5.13849	0.00000	0.00000	2.00000	4.88000
20	5.40506	0.00000	5.28135	0.00000	0.00000	0.12371	5.00000
21	2.90613	0.00000	2.90613	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
22	4.96177	0.00000	5.08549	0.00000	0.00000	-0.12371	4.88000
23	2.66957	0.00000	4.66957	0.00000	0.00000	-2.00000	2.94000
24	2.77604	0.00000	4.77604	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

C.3.3. Cuenca mes de noviembre

Cuadro C.15: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	2.96298	0.00000	3.91780	0.95482	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.00000	2.17245	3.45313	0.00000	1.28068	2.24226
8	0.00000	0.00000	4.21103	3.87253	0.00000	-0.33851	1.91391
9	0.01412	0.00000	4.71470	3.69591	0.06250	-0.94217	1.00000
10	0.00000	0.00000	4.87371	4.80896	0.12500	0.06025	1.05844
11	1.63943	0.00000	4.86606	2.91638	0.25000	-0.06025	1.00000
12	0.00000	0.00000	2.95599	3.63068	0.50000	1.17469	2.13945
13	0.00000	0.00000	5.01626	4.05769	0.62500	-0.33357	1.81588

Table C.15 continued from previous page

14	0.00000	0.00000	4.09913	5.01739	0.50000	1.41827	3.19160
15	0.00000	0.00000	3.96740	4.14077	0.25000	0.42337	3.60227
16	0.00000	0.00000	4.56648	2.55513	0.06250	-1.94884	1.71189
17	3.51945	0.00000	4.80253	0.54917	0.00000	-0.73391	1.00000
18	3.48485	0.00000	3.48485	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	3.73932	0.00000	3.58940	0.00000	0.00000	0.14992	1.14543
22	6.44951	0.00000	4.44951	0.00000	0.00000	2.00000	3.08543
23	1.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	-2.00000	1.14543
24	3.52404	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	-0.14992	1.00000

Cuadro C.16: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	3.77315	0.00000	4.71065	0.00000	0.93750	0.00000	1.00000
2	2.91530	0.00000	3.66530	0.00000	0.75000	0.00000	1.00000
3	1.77409	0.00000	2.39909	0.00000	0.62500	0.00000	1.00000
4	2.31833	0.00000	2.88083	0.00000	0.56250	0.00000	1.00000
5	1.21703	0.00000	1.77953	0.00000	0.56250	0.00000	1.00000
6	3.70909	0.00000	2.43194	0.16035	0.56250	2.00000	2.94000
7	0.00000	0.00000	3.73257	1.17118	0.56250	-1.99890	1.00107
8	0.00000	0.00000	2.91130	2.58375	0.62500	0.29746	1.28960
9	0.00000	0.95251	1.85652	3.94668	0.68750	1.82515	3.06000
10	0.00000	4.92307	2.87143	5.04451	0.75000	-2.00000	1.12000
11	0.00000	2.62180	2.03220	5.77900	0.87500	2.00000	3.06000
12	0.00000	1.18949	3.89913	6.08862	1.00000	2.00000	5.00000
13	0.00000	3.33295	5.60655	5.81450	1.12500	-2.00000	3.06000
14	0.00000	3.03756	4.53728	4.32484	1.25000	-2.00000	1.12000
15	0.00000	0.00000	5.21415	3.74246	1.37500	-0.09669	1.02621
16	2.60623	0.00000	3.80566	1.82443	1.37500	2.00000	2.96621
17	4.09419	0.00000	4.05204	0.70785	1.25000	2.00000	4.90621
18	2.65861	0.00000	3.71702	0.03010	1.12500	0.09669	5.00000
19	4.20099	0.00000	5.13849	0.00000	0.93750	0.00000	5.00000
20	4.46885	0.00000	5.28135	0.00000	0.81250	0.00000	5.00000
21	2.21863	0.00000	2.90613	0.00000	0.68750	0.00000	5.00000
22	4.27427	0.00000	5.08549	0.00000	0.68750	-0.12371	4.88000
23	2.04457	0.00000	4.66957	0.00000	0.62500	-2.00000	2.94000
24	2.15104	0.00000	4.77604	0.00000	0.62500	-2.00000	1.00000

C.4. Loja

C.4.1. Loja mes de agosto

Cuadro C.17: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5,19770	0,00000	4,35428	0,00000	0,18750	1,03093	1,00000
2	3,08924	0,00000	3,21424	0,00000	0,12500	0,00000	1,00000
3	4,02308	0,00000	4,08558	0,00000	0,06250	0,00000	1,00000
4	2,96086	0,00000	3,02336	0,00000	0,06250	0,00000	1,00000
5	3,56238	0,00000	3,62488	0,00000	0,06250	0,00000	1,00000
6	3,46998	0,00000	3,91780	0,26032	0,18750	0,00000	1,00000
7	0,00000	0,41765	2,17245	2,27760	0,31250	0,00000	1,00000
8	0,00000	0,91587	4,21103	4,62690	0,50000	0,00000	1,00000
9	0,00000	2,54328	4,71470	6,57048	0,68750	0,00000	1,00000
10	0,00000	4,19565	4,87371	8,00686	1,06250	0,00000	1,00000
11	0,00000	5,44889	4,86606	8,87745	1,43750	0,00000	1,00000
12	0,00000	7,87013	2,95599	9,13862	1,68750	0,00000	1,00000
13	0,00000	5,42560	5,01626	8,75436	1,68750	0,00000	1,00000
14	0,00000	3,64079	4,09913	7,72894	1,56250	1,55152	2,50497
15	0,00000	1,48656	3,96740	6,14147	1,31250	2,00000	4,44497
16	0,00000	0,00000	4,56648	4,07617	1,06250	0,57219	5,00000
17	0,56112	0,00000	4,80253	1,67892	0,56250	-2,00000	3,06000
18	1,35214	0,00000	3,48485	0,07021	0,06250	-2,00000	1,12000
19	3,91828	0,00000	4,04199	0,00000	0,00000	-0,12371	1,00000
20	4,81508	0,00000	4,81508	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
21	3,52690	0,00000	3,58940	0,00000	0,06250	0,00000	1,00000
22	4,26201	0,00000	4,44951	0,00000	0,18750	0,00000	1,00000
23	3,71532	0,00000	3,90282	0,00000	0,18750	0,00000	1,00000
24	3,54896	0,00000	3,67396	0,00000	0,12500	0,00000	1,00000

Cuadro C.18: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	4,58565	0,00000	4,71065	0,00000	0,12500	0,00000	1,00000
2	5,06519	0,00000	3,66530	0,00000	0,12500	1,52488	2,47914
3	1,42594	0,00000	2,39909	0,00000	0,18750	-0,78566	1,71705
4	4,69333	0,00000	2,88083	0,00000	0,18750	2,00000	3,65705
5	0,00000	0,00000	1,77953	0,00000	0,18750	-1,59203	2,11278
6	3,82184	0,00000	2,43194	0,36010	0,25000	2,00000	4,05278

Table C.18 continued from previous page

7	0,00000	0,00000	3,73257	2,21037	0,37500	-1,14720	2,94000
8	0,00000	0,34060	2,91130	4,62690	0,62500	2,00000	4,88000
9	0,00000	6,91417	1,85652	5,58319	1,18750	-2,00000	2,94000
10	0,00000	6,55992	2,87143	5,61886	1,81250	-2,00000	1,00000
11	0,00000	5,15537	2,03220	5,06257	2,12500	0,00000	1,00000
12	0,00000	5,41468	3,89913	7,06382	2,25000	0,00000	1,00000
13	0,00000	0,00000	5,60655	5,30572	2,25000	1,94917	2,89070
14	0,00000	2,40997	4,53728	6,82225	2,12500	2,00000	4,83070
15	0,00000	4,72374	5,21415	6,00039	1,93750	-2,00000	2,89070
16	0,00000	0,00000	3,80566	4,00222	1,62500	1,82156	4,65762
17	2,05953	0,00000	4,05204	1,53298	0,81250	0,35297	5,00000
18	1,47936	0,00000	3,71702	0,05016	0,18750	-2,00000	3,06000
19	4,82728	0,00000	5,13849	0,00000	0,18750	-0,12371	2,94000
20	7,09385	0,00000	5,28135	0,00000	0,18750	2,00000	4,88000
21	0,71863	0,00000	2,90613	0,00000	0,18750	-2,00000	2,94000
22	2,89799	0,00000	5,08549	0,00000	0,18750	-2,00000	1,00000
23	6,54457	0,00000	4,66957	0,00000	0,12500	2,00000	2,94000
24	2,65104	0,00000	4,77604	0,00000	0,12500	-2,00000	1,00000

C.4.2. Loja mes de mayo

Cuadro C.19: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.56238	0.00000	3.62488	0.00000	0.06250	0.00000	1.00000
6	3.31503	0.00000	3.91780	0.29028	0.31250	0.00000	1.00000
7	0.49146	0.00000	2.17245	1.18099	0.50000	0.00000	1.00000
8	0.00000	0.42544	4.21103	4.01147	0.62500	0.00000	1.00000
9	0.00000	1.52024	4.71470	5.48494	0.75000	0.00000	1.00000
10	0.00000	0.35157	4.87371	5.75235	0.87500	1.40207	2.36000
11	0.00000	0.00000	4.86606	2.52650	0.93750	-1.40207	1.00000
12	0.00000	0.10499	2.95599	1.99848	1.06250	0.00000	1.00000
13	0.00000	0.02646	5.01626	4.74533	0.87500	0.57760	1.56027
14	0.00000	0.00000	4.09913	5.42230	0.50000	1.82317	3.32875
15	0.00000	0.00000	3.96740	5.56534	0.12500	1.72294	5.00000
16	0.00000	0.00000	4.56648	3.52797	0.00000	-1.03851	3.99265

Table C.19 continued from previous page

17	1.56271	0.00000	4.80253	1.23983	0.00000	-2.00000	2.05265
18	2.37957	0.00000	3.48485	0.02007	0.00000	-1.08520	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	3.52690	0.00000	3.58940	0.00000	0.06250	0.00000	1.00000
22	4.38701	0.00000	4.44951	0.00000	0.06250	0.00000	1.00000
23	5.90282	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
24	1.67396	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

Cuadro C.20: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.31652	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	0.60587	1.58769
2	3.05944	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	-0.60587	1.00000
3	3.50149	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	1.10240	2.06932
4	2.88933	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	0.00851	2.07758
5	0.66862	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	-1.11090	1.00000
6	2.15165	0.00000	2.43194	0.28029	0.00000	0.00000	1.00000
7	4.32369	0.00000	3.73257	1.28880	0.00000	1.87992	2.82352
8	0.00000	0.00000	2.91130	2.37348	0.00000	-0.53781	2.30184
9	0.00000	0.00000	1.85652	3.36879	0.00000	1.51227	3.76874
10	0.00000	0.00000	2.87143	4.14077	0.00000	1.26934	5.00000
11	0.00000	4.63117	2.03220	4.66337	0.00000	-2.00000	3.06000
12	0.00000	0.00000	3.89913	4.79079	0.00000	0.89165	3.92490
13	0.00000	0.00000	5.60655	4.61778	0.00000	-0.98877	2.96580
14	0.00000	0.00000	4.53728	4.57213	0.00000	0.03486	2.99961
15	0.00000	0.00000	5.21415	3.31248	0.00000	-1.90168	1.15498
16	4.19480	0.00000	3.80566	1.61086	0.00000	2.00000	3.09498
17	4.63373	0.00000	4.05204	0.81667	0.00000	1.39836	4.45139
18	1.70699	0.00000	3.71702	0.01004	0.00000	-2.00000	2.51139
19	6.64975	0.00000	5.13849	0.00000	0.00000	1.51125	3.97730
20	6.33568	0.00000	5.28135	0.00000	0.00000	1.05433	5.00000
21	2.90613	0.00000	2.90613	0.00000	0.00000	0.00000	5.00000
22	4.96177	0.00000	5.08549	0.00000	0.00000	-0.12371	4.88000
23	2.66957	0.00000	4.66957	0.00000	0.00000	-2.00000	2.94000
24	2.77604	0.00000	4.77604	0.00000	0.00000	-2.00000	1.00000

C.4.3. Loja mes de noviembre

Cuadro C.21: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	5.38520	0.00000	4.35428	0.00000	0.00000	1.03093	1.00000
2	3.21424	0.00000	3.21424	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
3	4.08558	0.00000	4.08558	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
4	3.02336	0.00000	3.02336	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
5	3.62488	0.00000	3.62488	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
6	2.85469	0.00000	3.91780	1.06311	0.00000	0.00000	1.00000
7	0.00000	0.00000	2.17245	3.22788	0.00000	1.05543	2.02377
8	0.00000	0.00000	4.21103	5.12574	0.00000	0.91471	2.91104
9	0.00000	0.00000	4.71470	3.57468	0.00000	-1.14002	1.80522
10	0.60611	0.00000	4.87371	3.31248	0.12500	-0.83012	1.00000
11	0.00000	0.94035	4.86606	5.55642	0.25000	0.00000	1.00000
12	0.00000	0.79014	2.95599	5.35060	0.00000	1.60447	2.55634
13	0.00000	0.00000	5.01626	5.26080	0.00000	0.24453	2.79354
14	0.00000	0.77501	4.09913	6.87414	0.00000	2.00000	4.73354
15	0.00000	0.00000	3.96740	4.24210	0.00000	0.27470	5.00000
16	0.53905	0.00000	4.56648	2.02743	0.00000	-2.00000	3.06000
17	2.38265	0.00000	4.80253	0.41988	0.00000	-2.00000	1.12000
18	3.36114	0.00000	3.48485	0.00000	0.00000	-0.12371	1.00000
19	4.04199	0.00000	4.04199	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
20	4.81508	0.00000	4.81508	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
21	3.58940	0.00000	3.58940	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
22	4.44951	0.00000	4.44951	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
23	4.02711	0.00000	3.90282	0.00000	0.00000	0.12430	1.12057
24	3.54966	0.00000	3.67396	0.00000	0.00000	-0.12430	1.00000

Cuadro C.22: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.71065	0.00000	4.71065	0.00000	0.00000	2.00000	2.94000
2	3.44483	0.00000	3.66530	0.00000	0.00000	-0.22047	2.72614
3	4.39909	0.00000	2.39909	0.00000	0.00000	2.00000	4.66614
4	0.88083	0.00000	2.88083	0.00000	0.00000	-2.00000	2.72614
5	0.00000	0.00000	1.77953	0.00000	0.00000	-1.77953	1.00000
6	2.62514	0.00000	2.43194	0.47959	0.00000	0.67279	1.65261
7	4.37528	0.00000	3.73257	1.35729	0.00000	2.00000	3.59261
8	0.00000	0.00000	2.91130	2.85004	0.00000	-0.06125	3.53319
9	0.00000	0.00000	1.85652	1.94053	0.00000	0.08401	3.61468
10	0.00000	0.00000	2.87143	2.29679	0.06250	-0.51214	3.11790

Table C.22 continued from previous page

11	0.00000	0.00000	2.03220	3.64000	0.12500	1.73280	4.79872
12	0.00000	4.56927	3.89913	6.34341	0.12500	-2.00000	2.85872
13	0.00000	0.00000	5.60655	5.56534	0.12500	0.08380	2.94000
14	0.00000	1.15864	4.53728	3.69591	0.00000	-2.00000	1.00000
15	3.04107	0.00000	5.21415	2.29679	0.00000	0.12371	1.12000
16	3.88446	0.00000	3.80566	1.92120	0.00000	2.00000	3.06000
17	5.25514	0.00000	4.05204	0.79690	0.00000	2.00000	5.00000
18	2.02145	0.00000	3.71702	0.03010	0.00000	-1.66547	3.38450
19	3.07599	0.00000	5.13849	0.00000	0.06250	-2.00000	1.44450
20	7.21885	0.00000	5.28135	0.00000	0.06250	2.00000	3.38450
21	0.78113	0.00000	2.90613	0.00000	0.12500	-2.00000	1.44450
22	4.89843	0.00000	5.08549	0.00000	0.12500	-0.06206	1.38430
23	4.27267	0.00000	4.66957	0.00000	0.12500	-0.27189	1.12057
24	4.58924	0.00000	4.77604	0.00000	0.06250	-0.12430	1.00000

C.5. Manta

C.5.1. Manta mes de agosto

Cuadro C.23: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	3,51020	0,00000	4,35428	0,00000	1,87500	1,03093	1,00000
2	1,65174	0,00000	3,21424	0,00000	1,56250	0,00000	1,00000
3	2,71058	0,00000	4,08558	0,00000	1,37500	0,00000	1,00000
4	1,77336	0,00000	3,02336	0,00000	1,25000	0,00000	1,00000
5	2,49988	0,00000	3,62488	0,00000	1,12500	0,00000	1,00000
6	2,62001	0,00000	3,91780	0,11029	1,18750	0,00000	1,00000
7	0,00000	0,20317	2,17245	1,06311	1,31250	0,00000	1,00000
8	0,00000	0,43553	4,21103	3,20906	1,43750	0,00000	1,00000
9	0,00000	2,47564	4,71470	5,56534	1,62500	0,00000	1,00000
10	0,00000	4,01121	4,87371	7,07242	1,81250	0,00000	1,00000
11	0,00000	4,94861	4,86606	7,93968	1,87500	0,00000	1,00000
12	0,00000	7,11836	2,95599	8,19935	1,87500	0,00000	1,00000
13	0,00000	4,96910	5,01626	7,92286	2,06250	0,00000	1,00000
14	0,00000	4,88151	4,09913	7,01218	2,37500	0,40654	1,39434
15	0,00000	2,21402	3,96740	5,55642	2,62500	2,00000	3,33434
16	0,00000	0,00000	4,56648	3,65865	2,62500	1,71717	5,00000
17	0,00000	0,00000	4,80253	1,53298	2,50000	-0,76955	4,25353

Table C.23 continued from previous page

18	0,00000	0,00000	3,48485	0,11029	2,00000	-1,37456	2,92021
19	0,56239	0,00000	4,04199	0,00000	1,50000	-1,97960	1,00000
20	3,37758	0,00000	4,81508	0,00000	1,43750	0,00000	1,00000
21	2,02690	0,00000	3,58940	0,00000	1,56250	0,00000	1,00000
22	2,94951	0,00000	4,44951	0,00000	1,50000	0,00000	1,00000
23	2,52782	0,00000	3,90282	0,00000	1,37500	0,00000	1,00000
24	2,42396	0,00000	3,67396	0,00000	1,25000	0,00000	1,00000

Cuadro C.24: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	4,71065	0,00000	4,71065	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
2	5,60280	0,00000	3,66530	0,00000	0,06250	2,00000	2,94000
3	1,86483	0,00000	2,39909	0,00000	0,25000	-0,28426	2,66427
4	4,63083	0,00000	2,88083	0,00000	0,25000	2,00000	4,60427
5	0,00000	0,00000	1,77953	0,00000	0,18750	-1,59203	3,06000
6	4,12658	0,00000	2,43194	0,18036	0,12500	2,00000	5,00000
7	0,54358	0,00000	3,73257	1,29859	0,18750	-1,70290	3,34819
8	0,00000	0,00000	2,91130	2,23920	0,37500	-0,29710	3,06000
9	0,00000	2,98365	1,85652	2,15267	0,68750	-2,00000	1,12000
10	0,00000	0,24422	2,87143	3,92816	1,18750	2,00000	3,06000
11	0,00000	5,86720	2,03220	8,27440	1,62500	2,00000	5,00000
12	0,00000	8,86014	3,89913	8,69677	2,06250	-2,00000	3,06000
13	0,00000	5,37477	5,60655	8,35761	2,50000	-0,12371	2,94000
14	0,00000	7,60201	4,53728	7,38929	2,75000	-2,00000	1,00000
15	0,00000	1,25196	5,21415	5,84111	2,62500	2,00000	2,94000
16	0,00000	1,11388	3,80566	3,82612	2,12500	1,03158	3,94063
17	0,00000	0,00000	4,05204	1,58167	1,56250	-0,90787	3,06000
18	4,37677	0,00000	3,71702	0,09026	1,25000	2,00000	5,00000
19	4,07599	0,00000	5,13849	0,00000	1,06250	0,00000	5,00000
20	3,81377	0,00000	5,28135	0,00000	1,12500	-0,34258	4,66770
21	0,00000	0,00000	2,90613	0,00000	1,12500	-1,78113	2,94000
22	6,02299	0,00000	5,08549	0,00000	1,06250	2,00000	4,88000
23	1,79457	0,00000	4,66957	0,00000	0,87500	-2,00000	2,94000
24	2,15104	0,00000	4,77604	0,00000	0,62500	-2,00000	1,00000

C.5.2. Manta mes de mayo

Cuadro C.25: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	4.94770	0.00000	4.35428	0.00000	0.43750	1.03093	1.00000
2	2.65174	0.00000	3.21424	0.00000	0.56250	0.00000	1.00000
3	3.46058	0.00000	4.08558	0.00000	0.62500	0.00000	1.00000
4	2.39836	0.00000	3.02336	0.00000	0.62500	0.00000	1.00000
5	3.12488	0.00000	3.62488	0.00000	0.50000	0.00000	1.00000
6	3.30995	0.00000	3.91780	0.17036	0.43750	0.00000	1.00000
7	0.18249	0.00000	2.17245	1.55246	0.43750	0.00000	1.00000
8	0.26426	0.00000	4.21103	3.50927	0.43750	0.00000	1.00000
9	0.40228	0.00000	4.71470	3.93742	0.37500	0.00000	1.00000
10	0.00000	1.04859	4.87371	5.42230	0.50000	0.00000	1.00000
11	0.00000	0.72922	4.86606	4.84528	0.75000	0.00000	1.00000
12	0.00000	4.86992	2.95599	6.70090	1.12500	0.00000	1.00000
13	0.00000	2.54577	5.01626	6.17666	1.50000	0.11462	1.11118
14	0.00000	1.22513	4.09913	5.51176	1.81250	2.00000	3.05118
15	0.00000	0.30959	3.96740	4.21449	2.06250	2.00000	4.99118
16	0.00000	0.00000	4.56648	2.32557	2.25000	0.00909	5.00000
17	0.00000	0.00000	4.80253	1.30838	2.31250	-1.18165	3.85380
18	0.00000	0.00000	3.48485	0.05016	2.37500	-1.05969	2.82590
19	0.00000	0.00000	4.04199	0.00000	2.18750	-1.85449	1.02704
20	2.97470	0.00000	4.81508	0.00000	1.81250	-0.02788	1.00000
21	2.08940	0.00000	3.58940	0.00000	1.50000	0.00000	1.00000
22	3.19951	0.00000	4.44951	0.00000	1.25000	0.00000	1.00000
23	2.77782	0.00000	3.90282	0.00000	1.12500	0.00000	1.00000
24	2.61146	0.00000	3.67396	0.00000	1.06250	0.00000	1.00000

Cuadro C.26: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	3.77315	0.00000	4.71065	0.00000	0.93750	0.00000	1.00000
2	4.91530	0.00000	3.66530	0.00000	0.75000	2.00000	2.94000
3	0.00000	0.00000	2.39909	0.00000	0.62500	-1.77409	1.21913
4	2.21613	0.00000	2.88083	0.00000	0.56250	-0.10219	1.12000
5	3.21703	0.00000	1.77953	0.00000	0.56250	2.00000	3.06000
6	3.70909	0.00000	2.43194	0.16035	0.56250	2.00000	5.00000
7	0.00000	0.00000	3.73257	1.17118	0.56250	-1.99890	3.06107
8	0.00000	0.00000	2.91130	2.58375	0.62500	0.29746	3.34960
9	0.00000	3.19993	1.85652	3.94668	0.68750	-0.42227	2.94000
10	0.00000	0.92307	2.87143	5.04451	0.75000	2.00000	4.88000

Table C.26 continued from previous page

11	0.00000	6.62180	2.03220	5.77900	0.87500	-2.00000	2.94000
12	0.00000	5.18949	3.89913	6.08862	1.00000	-2.00000	1.00000
13	0.00000	0.00000	5.60655	5.81450	1.12500	1.33295	2.29296
14	0.00000	0.00000	4.53728	4.32484	1.25000	1.03756	3.29940
15	0.00000	0.00000	5.21415	3.74246	1.37500	-0.09669	3.20561
16	0.00000	0.00000	3.80566	1.82443	1.37500	-0.60623	2.61756
17	2.55031	0.00000	4.05204	0.70785	1.25000	0.45612	3.06000
18	4.56192	0.00000	3.71702	0.03010	1.12500	2.00000	5.00000
19	3.39839	0.00000	5.13849	0.00000	0.93750	-0.80260	4.22148
20	2.46885	0.00000	5.28135	0.00000	0.81250	-2.00000	2.28148
21	4.21863	0.00000	2.90613	0.00000	0.68750	2.00000	4.22148
22	2.39799	0.00000	5.08549	0.00000	0.68750	-2.00000	2.28148
23	2.72346	0.00000	4.66957	0.00000	0.62500	-1.32111	1.00000
24	4.15104	0.00000	4.77604	0.00000	0.62500	0.00000	1.00000

C.5.3. Manta mes de noviembre

Cuadro C.27: Resultados Optimizados día 1

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	4.07270	0.00000	4.35428	0.00000	1.31250	1.03093	1.00000
2	1.90174	0.00000	3.21424	0.00000	1.31250	0.00000	1.00000
3	2.83558	0.00000	4.08558	0.00000	1.25000	0.00000	1.00000
4	1.83586	0.00000	3.02336	0.00000	1.18750	0.00000	1.00000
5	2.68738	0.00000	3.62488	0.00000	0.93750	0.00000	1.00000
6	2.81321	0.00000	3.91780	0.47959	0.62500	0.00000	1.00000
7	0.04961	0.00000	2.17245	1.87284	0.25000	0.00000	1.00000
8	0.00000	0.09544	4.21103	4.30647	0.00000	0.00000	1.00000
9	0.00000	1.66372	4.71470	6.37842	0.00000	0.00000	1.00000
10	0.00000	3.85185	4.87371	7.78806	0.93750	0.00000	1.00000
11	0.00000	5.42021	4.86606	8.47378	1.81250	0.00000	1.00000
12	0.00000	6.80252	2.95599	7.50851	2.25000	0.00000	1.00000
13	0.00000	3.20821	5.01626	5.91198	2.31250	0.00000	1.00000
14	0.00000	3.47136	4.09913	6.53563	2.43750	1.40264	2.36057
15	0.00000	1.43231	3.96740	4.89971	2.50000	2.00000	4.30057
16	0.00000	0.00000	4.56648	2.85004	2.43750	0.72107	5.00000
17	0.00000	0.00000	4.80253	0.83642	2.12500	-1.84111	3.21412
18	0.00000	0.00000	3.48485	0.01004	1.93750	-1.53731	1.72293
19	1.67170	0.00000	4.04199	0.00000	1.62500	-0.74529	1.00000
20	3.69008	0.00000	4.81508	0.00000	1.12500	0.00000	1.00000

Table C.27 continued from previous page

21	2.65190	0.00000	3.58940	0.00000	0.93750	0.00000	1.00000
22	3.51201	0.00000	4.44951	0.00000	0.93750	0.00000	1.00000
23	3.15282	0.00000	3.90282	0.00000	0.75000	0.00000	1.00000
24	3.04896	0.00000	3.67396	0.00000	0.62500	0.00000	1.00000

Cuadro C.28: Resultados Optimizados día 30

T	PS [kW]	PI [kW]	PD [kW]	PPV_out [kW]	P_TE [kW]	PAE [kW]	EAE [kW]
1	6.27315	0.00000	4.71065	0.00000	0.43750	2.00000	2.94000
2	3.47651	0.00000	3.66530	0.00000	0.31250	0.12371	3.06000
3	4.08659	0.00000	2.39909	0.00000	0.31250	2.00000	5.00000
4	0.38083	0.00000	2.88083	0.00000	0.50000	-2.00000	3.06000
5	3.34203	0.00000	1.77953	0.00000	0.43750	2.00000	5.00000
6	1.90428	0.00000	2.43194	0.34016	0.18750	0.00000	5.00000
7	2.26784	0.00000	3.73257	1.46473	0.00000	0.00000	5.00000
8	0.00000	0.00000	2.91130	2.15267	0.06250	-0.69612	4.32476
9	0.00000	0.00000	1.85652	2.29679	0.18750	0.62777	4.93370
10	0.00000	0.00000	2.87143	1.82443	0.31250	-0.73451	4.22123
11	0.00000	2.92465	2.03220	3.01099	0.62500	-1.32085	2.94000
12	0.00000	3.37786	3.89913	4.21449	1.06250	-2.00000	1.00000
13	0.00000	1.09175	5.60655	5.26080	1.43750	0.00000	1.00000
14	0.00000	0.43483	4.53728	4.47155	1.62500	1.12444	2.09071
15	0.00000	0.00000	5.21415	2.40221	1.68750	-1.12444	1.00000
16	0.00000	0.00000	3.80566	2.27760	1.87500	0.34694	1.33653
17	3.15376	0.00000	4.05204	0.73755	1.93750	1.77677	3.06000
18	3.88445	0.00000	3.71702	0.02007	1.81250	2.00000	5.00000
19	1.51349	0.00000	5.13849	0.00000	1.62500	-2.00000	3.06000
20	5.84385	0.00000	5.28135	0.00000	1.43750	2.00000	5.00000
21	1.65613	0.00000	2.90613	0.00000	1.25000	0.00000	5.00000
22	2.02299	0.00000	5.08549	0.00000	1.06250	-2.00000	3.06000
23	1.66957	0.00000	4.66957	0.00000	1.00000	-2.00000	1.12000
24	3.52733	0.00000	4.77604	0.00000	1.12500	-0.12371	1.00000

Apéndice D

Análisis Económico

D.1. Mayo

Cuadro D.1: Análisis económico de las 5 ciudades en el mes de mayo

Ciudades		Consumo [kWh]	Costo Total [\$/kWh]
Guayaquil	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,499.6	202.43
	Ahorro		428.36
Quito	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,457.47	195.23
	Ahorro		435.56
Cuenca	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,429.05	190.37
	Ahorro		440.42
Loja	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,539.16	213.28
	Ahorro		417.51
Manta	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	729.62	77.85
	Ahorro		552.94

D.2. Noviembre

Cuadro D.2: Análisis económico de las 5 ciudades en el mes de noviembre

Ciudades		Consumo [kWh]	Costo Total [\$/kWh]
Guayaquil	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,320.34	171.79
	Ahorro		459

Table D.2 continued from previous page

Quito	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,289.73	166.56
	Ahorro		464.23
Cuenca	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,316.14	171.08
	Ahorro		459.71
Loja	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	1,436.19	191.60
	Ahorro		439.19
Manta	Sin Gerenciamiento	2,850.18	630.79
	Con Gerenciamiento	387.72	36.06
	Ahorro		594.73