

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE
ALIMENTADORES PRIMARIOS CON CLIENTES
INDUSTRIALES DURANTE HORAS PICO Y
SU ABASTECIMIENTO MEDIANTE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

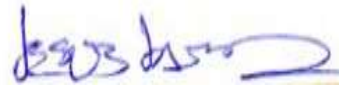
JUAN ANDRÉS LUCIO CRUZ

DIRECTOR: DR. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA

Quito, junio 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Andrés Lucio Cruz bajo mi supervisión.



DR. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Juan Andrés Lucio Cruz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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



Juan Andrés Lucio Cruz

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres Miguel Lucio y Nelly Cruz, que miran con orgullo cada paso que la vida me permite dar y me admiran hasta por mis logros más pequeños. Espero que Dios me permita la dicha de seguir teniendo su amor, cariño, paciencia y sus valiosas enseñanzas que me han permitido conseguir este logro.

A mis hermanos Miguel y Santiago, a mi hermanita Sandrita y mis sobrinos Emilita, Miguel, Julia y Martina que alegran mis días y me apoyan siempre con sus consejos y su amor infinito.

AGRADECIMIENTO

A Dios, que por medio de la bondad inmerecida que nos da cada día nos regala la vida de cada día.

A la Escuela Politécnica Nacional, no me arrepiento del tiempo que invertí en las aulas y pasillos de tan noble institución, lo volvería a hacer una y mil veces.

A mis amigos y colegas Raúl, Andrés, Santiago y todos quienes compartieron el camino del aprendizaje durante la maestría.

Al Ing. Adrián Ulloa por la amistad y el apoyo durante el desarrollo de este trabajo

Al departamento de Planificación de la EEQ, en especial al Ing. Oscar Proaño y al Ing. Ricardo Dávila por sus conocimientos y paciencia.

Un agradecimiento especial al Dr. Jesús Játiva por haberme brindado su amistad, por los valiosos consejos de manera oportuna, por la paciencia y sincera preocupación que han permitido culminar felizmente la presente Tesis de Grado.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Pregunta de investigación	3
1.2 Objetivo general	4
1.3 Objetivos específicos	4
1.4 Alcance	4
1.5 MARCO TEÓRICO.....	5
1.5.1 Información de bases de datos eléctricos	5
1.5.2 Descripción general.....	6
1.5.3 Métodos de validación de información.....	6
1.5.4 Métodos de modelamiento de demanda.....	9
1.5.5 Modelamiento espacial de demanda eléctrica	10
1.5.6 Modelamiento espacial de demanda con software técnico.....	10
1.5.7 Métodos de proyección de demanda	10
1.5.7.1 Métodos de tendencia	11
1.5.7.2 Métodos de simulación	11
1.5.7.3 Métodos de series de tiempo	11
1.5.7.4 Método de modelos ARIMA.....	14
1.5.7.5 Método de saturación del uso del suelo.....	15
1.5.8 Modelos teóricos utilizables	15
1.5.8.1 Modelo de regresión lineal múltiple	16
1.5.8.2 Variables climáticas.....	17
1.5.8.3 Efecto de la corriente por un conductor.....	17
1.5.8.4 Variables de Calendario	18
1.5.9 Criterios de validación y medidas de error	19
1.5.9.1 Coeficiente de correlación, discriminación o R2 ajustado	19
1.5.9.2 Porcentaje de error medio absoluto MAPE	20

1.5.9.3	Error absoluto medio o desviación media absoluta	20
1.5.9.4	Desviación estándar del error absoluto medio	21
1.5.9.5	Definición de la generación distribuida	21
1.5.10	Clasificación de la generación	22
1.5.11	Beneficios técnicos de la generación distribuida	23
1.5.11.1	Reducción de pérdidas en las líneas de distribución y mejora del perfil de voltaje	23
1.5.11.2	Incremento de la eficiencia energética	24
1.5.11.3	Aumento en la confiabilidad del sistema	24
1.5.11.4	Disminución de la congestión de las líneas	25
1.5.12	Beneficios financieros de la generación distribuida	25
1.5.13	Desventajas de la generación distribuida	25
1.5.14	Implementación de técnicas de generación distribuida como medida peak shaving	26
1.5.15	Uso de energía no renovable como estrategia de generación distribuida	26
1.5.15.1	Motor alternativo de combustión interna	26
1.5.15.2	Turbina de gas	29
1.5.16	Uso de energía renovable como estrategia de generación distribuida	29
1.5.16.1	Centrales hidroeléctricas	29
1.5.16.2	Mini-hidráulica	30
1.5.16.3	Pequeñas hidroeléctricas (<10 MW) como generación distribuida	31
1.5.16.4	Generación eólica	31
1.5.16.5	Solar fotovoltaica	32
1.5.16.6	Biomasa	34
1.6	Revisión del estado del arte	34
2.	Análisis de la normativa internacional y regulación nacional para conexión de generación distribuida en redes de distribución	37
2.1	Introducción a la normativa internacional	37
2.2	Definiciones	38
2.3	Requerimientos generales para la operación de generación distribuida .	41
2.3.1	Regulación de voltaje	41
2.3.2	Integración del SEP de área con el sistema de puesta a tierra	42
2.3.3	Redes secundarias	42
2.3.4	Sincronización	42
2.3.5	Energización de un SEP de área sin advertencia	42

2.3.6	Dispositivos de aislamiento	43
2.3.7	Respuesta del SEP de área ante condiciones anormales	43
2.3.7.1	Fallas en el SEP de área	43
2.3.7.2	Reconexiones en el SEP de área	43
2.3.7.3	Voltaje	43
2.3.7.4	Frecuencia	44
2.3.8	Condiciones de isla	44
2.3.8.1	Isla involuntaria	44
2.4	Regulación N° ARCONEL 04/15	45
2.4.1	Estudios necesarios para conectar GD a la red	45
2.4.1.1	Flujos de potencia	45
2.4.1.2	Cortocircuitos	46
2.4.1.3	Coordinación de protecciones	46
2.4.2	Condiciones operativas para generación distribuida conectada a la red 46	
2.4.2.1	Condiciones de voltaje y frecuencia	46
2.4.2.2	Condición de isla involuntaria	46
2.4.2.3	Control de potencia reactiva y voltaje	46
2.4.2.4	Niveles máximos de armónicos	47
2.4.2.5	Variaciones periódicas de amplitud de voltaje	47
3.	CASO DE ESTUDIO	48
3.1	Situación actual de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito	48
3.1.1	Subestación Río Coca (16)	49
3.1.2	Primario 16G	50
3.2	Bases de datos de demanda eléctrica en redes primarias de la EEQ.....	51
3.3	Diagrama de flujo para determinar la magnitud de generación distribuida requerida en un AP con clientes industriales durante horas pico	52
3.3.1	Pre-procesamiento de datos	53
3.3.2	Predicción de perfiles de carga en un alimentador primario a base de técnicas de minería de datos	53
3.3.3	Características generales de la carga	55
3.3.4	Configuración de variables y creación de modelos para predicción	57
3.4	Método de regresión lineal múltiple	59
3.4.1	Efecto del mes	60
3.4.2	Efecto Hora del día	62
3.4.3	Efecto del día de la semana	65

3.5	Implementación de generación distribuida en el alimentador primario 16 G 67	
3.5.1	Caso base	70
3.5.2	Caso con GD	70
3.5.3	Estudios realizados para el SEP local sin GD	72
3.5.3.1	Cálculo de flujo de potencia.....	72
3.5.3.2	Cálculo de cortocircuito.....	73
3.5.4	Caso de estudio con paneles fotovoltaicos y módulos de acumulación de energía BESS.....	74
3.5.4.1	Pérdidas en la línea.....	75
3.5.4.2	Variación de niveles de voltaje.....	75
3.5.4.3	Cálculo de cortocircuito.....	76
3.5.5	Caso de estudio con motores de combustión interna.....	77
3.5.5.1	Pérdidas en la línea.....	77
3.5.5.2	Variación de niveles de voltaje.....	77
3.5.5.3	Cálculo de cortocircuito.....	78
3.6	Análisis financiero y rentabilidad de la inversión	78
3.6.1	Parques fotovoltaicos	79
3.6.1.1	Panel fotovoltaico	79
3.6.1.2	Cableado y dispositivos.....	79
3.6.1.3	Estructura y cimiento	79
3.6.1.4	Inversores	79
3.6.1.5	Obra civil y montaje.....	80
3.6.1.6	Terreno	80
3.6.1.7	Baterías	80
3.6.1.8	Precio unitario final.....	80
3.6.2	Motores de combustión interna	80
3.6.2.1	Cableado y dispositivos para MCI	81
3.6.2.2	Precio unitario final.....	81
3.7	Viabilidad financiera	81
3.7.1	Precio de la energía y beneficio anual.....	81
3.7.2	Aspectos financieros y costo anual.....	82
3.7.3	Flujo de fondos.....	83
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	87
4.1	Criterios de validación del pronóstico de demanda.....	87

4.2	Análisis de GD en la curva de demanda pronosticada.....	88
4.3	Comparación y análisis de las variables obtenidas.....	90
4.3.1	Flujo de potencia.....	90
4.3.2	Pérdidas en la línea.....	90
4.3.3	Nivel de cortocircuito.....	92
4.3.4	Variación de voltaje.....	93
4.3.5	Análisis de la rentabilidad.....	95
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
5.1	Conclusiones.....	97
5.2	Recomendaciones.....	100
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
7	ANEXOS	107

RESUMEN

Con la aplicación de tecnologías de red inteligente en las empresas eléctricas, el pronóstico de carga tiene una gran importancia debido a sus aplicaciones en la planificación de la gestión del lado de la demanda, recursos de energía distribuida y otras.

Las empresas de servicios públicos tienden a ser conservadoras en sus gastos de actualización de la infraestructura, lo que lleva a utilizar intensivamente los equipos instalados. Como consecuencia, las necesidades comerciales tradicionales de previsión de demanda, como la planificación, las operaciones y el mantenimiento, se vuelven más críticas que antes, lo que a su vez requiere que el pronóstico de carga sea cada vez más preciso mediante el uso de los recursos disponibles en las bases de datos de la empresa.

En la práctica, varias dependencias de las empresas eléctricas generan sus propias bases de datos de donde extraen información para planificar diferentes trabajos, que conlleva al uso ineficiente e ineficaz de los recursos. Aunque se han desarrollado, estudiado y aplicado muchas técnicas de pronóstico de demanda a corto, mediano y largo plazo, aún quedan problemas desafiantes en el campo, como la falta de puntos de referencia y el enfoque sistemático de la construcción de los modelos. Este trabajo es un resumen de algunos elementos clave para elaborar una metodología que sirva para analizar y desarrollar modelos de pronóstico de demanda.

El análisis de regresión lineal múltiple, como una de las técnicas aplicadas más antiguas y más amplias para este cometido, se implementa en el caso de estudio. Los modelos resultantes responden a un extenso tratamiento en la literatura aplicada al tema. A través de este trabajo, se aborda la aplicación de la regresión lineal múltiple, con técnicas de interacción entre diferentes modelos, al pronóstico de carga en corto mediano y largo plazo.

Como consecuencia del pronóstico de demanda, es posible efectuar una planificación del abastecimiento de los picos altos de demanda en alimentadores primarios por medio de generación distribuida. Se realiza una aplicación de la metodología propuesta a un alimentador de la Empresa Eléctrica Quito, a fin de conseguir un aplanamiento de los picos de demanda y un mejor aprovechamiento de la capacidad del alimentador, a través de inversiones en generación distribuida conectada en el punto de conexión de red. La inversión requerida puede ser efectuada por un cliente industrial como medio de eficiencia energética y mejora de su red interna.

PALABRAS CLAVE: Pronóstico de demanda, Regresión lineal múltiple, Clientes industriales, Generación distribuida, Evaluación financiera.

ABSTRACT

With the application of smart grid technologies in utilities, load forecasting has a great importance due to its applications in demand-side management planning, distributed energy resources, and others.

Utilities use to be moderated with their infrastructure upgrade costs, leading to intensive use of installed equipment. As a consequence, traditional business demand forecasting needs, such as planning, operations and maintenance, become more critical than before, which in turn requires that the load forecast be increasingly accurate through the use of resources available in the company databases.

In practice, various dependencies of electricity companies have their own databases from which they extract information to calculate different works, which leads to the inefficient and ineffective use of resources. Although many short, medium and long-term demand forecasting techniques have been developed, studied and applied, there are still challenging problems in the field, such as the lack of benchmarks and the systematic approach to model construction. This work is a summary of some key elements to develop a methodology that can be used to analyze and develop demand forecast models.

Multiple linear regression analysis, as one of the oldest and most extensive applied techniques for this purpose, is implemented in the case of study. The resulting models responds to extensive treatment in the literature applied to the subject. Through this work, it is addressed the application of multiple linear regression, with interaction techniques between different models, to the load forecast in the short, medium and long term.

As a consequence of the demand forecast, it is possible to obtain a planning for the supply of high demand peaks in primary feeders through distributed generation. An application of the proposed methodology is made to a feeder of Empresa Eléctrica Quito, in order to achieve a flattening of the demand peaks and a better use of the feeder capacity, through investments in distributed generation connected at the point of network connection. The required investment can be made by an industrial customer as a means of energy efficiency and improvement of its internal network.

Keywords— Demand forecast, Multiple linear regressions, Industrial customers, Distributed generation, Financial assessment.

1. INTRODUCCIÓN

La proyección de la demanda de los alimentadores primarios es uno de los aspectos necesarios para determinar abastecimiento con alternativas de generación distribuida. Estas alternativas están orientadas a establecer una reducción de picos de demanda, de tal manera que se puedan producir beneficios técnicos y/o económicos para el cliente y la empresa de distribución.

Uno de los principales problemas a ser tratados en las empresas eléctricas de distribución es el abastecimiento de los requerimientos de los consumidores en demanda máxima, pues los clientes del sector industrial requieren de una gran cantidad de energía eléctrica para realizar sus actividades en distintos turnos diarios, en particular en horas pico de producción, como consecuencia de esto, la energía consumida por los clientes está sujeta a tarifas horarias. El horario comprendido entre las 18:00 y 22:00 tiene una tarifa más alta con respecto al valor tarifario del resto del día, debido a que se encuentra en el período de la demanda máxima del resto de clientes de la empresa de distribución, incidiendo con un mayor costo operativo para el cliente industrial.

El aumento de la demanda y la evolución en los hábitos de consumo han establecido una notable diferencia en las puntas y valles que se producen en la curva de demanda [1]. Históricamente, este fenómeno ha ocasionado desafíos con respecto al funcionamiento de una red para que suministre la energía eléctrica de manera confiable, con calidad y a costos razonables.

Además, la tendencia creciente de utilización de la energía eléctrica en alimentadores primarios, que sirven a la vez a clientes residenciales, comerciales e industriales, en las áreas de concesión de las empresas distribuidoras, es una causa que acarrea su sobredimensionamiento, ya que deben soportar una demanda alta en intervalos relativamente cortos de tiempo y por lo tanto trabajar con factores de carga bastante bajos en horas de demanda media y valle [2].

El tratamiento de estos valores altos de demanda, sin afectar al consumo habitual del cliente de la energía eléctrica, se conoce como estrategias “peak shaving”, las cuales consideran la implementación de diferentes esquemas para intervenir los picos y valles en la curva de demanda [3]. La determinación de estos métodos de mejora constituye un tema de gran interés para las empresas eléctricas ya que se ha elevado la demanda de energía con el crecimiento de la población, así como la recuperación del comercio y la industria [4].

La autogeneración durante horas pico es una de las técnicas más utilizadas, ya que por este medio no se afectan los regímenes de producción y consumo de la industria. Una de las alternativas para lograr el objetivo planteado es el almacenamiento de energía para posteriormente consumirla, de modo que la demanda eléctrica abastecida desde el sistema, se reduzca durante los intervalos de tiempo especificados. La aplicación de esta alternativa permite al cliente almacenar energía a un bajo costo y reutilizarla en su red cuando los costos tarifarios son más altos, produciéndose así un beneficio técnico y económico para el cliente, la empresa eléctrica y el sistema en general.

Han surgido varios esquemas económicamente factibles para el peak shaving, como por ejemplo dispositivos de acumulación, entre los que se citan los siguientes: Almacenamiento de Energía de Aire Comprimido (CAES), Almacenamiento Hidráulico Bombeado (PHS), Volantes de Inercia y Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS). Aunque los PHS y CAES proporcionan la mayor capacidad de provisión de energía, sus beneficios económicos disminuyen debido a la alta inversión inicial. Los Volantes de Inercia desafortunadamente son demasiado pequeños y costosos para aplicaciones a gran escala; por lo que, en los últimos años, los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) se han popularizado debido a su corto tiempo de implementación, su bajo costo de operación, su poca inversión inicial y fundamentalmente la versatilidad en los métodos que permiten obtener la energía a almacenarse [5], [6].

Si el sistema de suministro cuenta con fuentes hidroeléctricas y cuando las condiciones de la cuenca hidrográfica lo permiten se opta por la alternativa de uso de fuentes de energía renovable como medio de generación madura. Este tipo de energía se puede usar en mini, micro o pico centrales hidráulicas, las mismas que aportan con seguridad, confiabilidad y disponibilidad al ser utilizadas como centrales de base. Consisten básicamente en el aprovechamiento de la energía potencial gravitatoria que posee el agua almacenada a grandes alturas o instaladas directamente en el cauce de un río. La energía mecánica que provoca el movimiento de estas masas de agua puede luego de un proceso convertirse en energía eléctrica que suministra parte de la demanda de un alimentador primario. Desafortunadamente no muchos alimentadores primarios se encuentran geográficamente ubicados cerca de los centros de generación [7].

Otra alternativa que se dispone consiste en Motores de Combustión Interna (MCI), cuyas máquinas están básicamente conformadas por un dispositivo de cilindro-émbolo, en el que se produce una reacción de combustión para transformar la energía liberada en un efecto motor útil mediante un mecanismo de biela-manivela [1], [8].

Los clientes industriales tienen establecido sus regímenes de operación y por ende de consumo de energía eléctrica, lo que hace complicado el control de la carga para la producción como medida de eficiencia energética. Debido a la importancia que tienen los procesos propios de cada empresa, es necesario buscar una política tarifaria para mantener la rutina y horario de producción, sin afectar en gran manera a la red eléctrica y tampoco descuidar el impacto que esto puede tener en el desarrollo financiero de la industria.

Con relación a los beneficios técnicos, una gran parte de la infraestructura eléctrica de distribución de las empresas va acercándose cada vez al límite soportable de explotación. Por lo tanto, es su responsabilidad buscar una manera de disminuir los picos de demanda, aumentando la disponibilidad de la capacidad del sistema, y en particular de los alimentadores primarios siendo que cualquier medida de peak shaving que se adopte es una opción para mejorar la calidad y asegurar la continuidad de servicio eléctrico.

Cuando a lo largo de un alimentador primario se han agotado las variaciones de su topología y ya no es posible una previsión espacial de la demanda, se puede optar por el tratamiento de los picos de demanda, que no afecte al consumo habitual del cliente del servicio eléctrico. Esta estrategia de “peak shaving” consiste en la implementación de diferentes esquemas para intervenir los picos y valles en la curva de demanda, sin afectar en la medida de lo posible a la topología del alimentador.

Con las premisas antes indicadas y bajo las perspectivas técnicas previamente establecidas, la presente tesis aborda la proyección de demanda eléctrica en horas donde los picos son máximos en uno de los alimentadores primarios del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito y el abastecimiento mediante generación distribuida, con el propósito de establecer una reducción de los valores máximos de demanda a través de estrategias peak shaving que representen beneficios tanto para el cliente como para la empresa de distribución.

1.1 Pregunta de investigación

¿Cómo se puede determinar la proyección de demanda eléctrica durante las horas pico en alimentadores primarios con clientes industriales para encontrar una metodología técnica que permita mejorar su cargabilidad mediante la incorporación de alternativas de generación distribuida?

1.2 Objetivo general

Desarrollar una metodología que, con la ayuda de herramientas computacionales e información existente en bases de datos de una empresa eléctrica, permita obtener la proyección de demanda de un alimentador primario con clientes industriales y su abastecimiento mediante la implementación de generación distribuida, ya sea con plantas fotovoltaicas o motores de combustión interna, que permita el aplanamiento de la curva de demanda.

1.3 Objetivos específicos

- Desarrollar un programa sobre la base de minería de datos usando modelos estadísticos en el software MATLAB, con información de consumo de energía eléctrica de un alimentador primario con carga de clientes industriales de la provincia de Pichincha, que permita obtener una proyección de los picos de demanda y su duración.
- Utilizar el software CYMDIST para determinar el estado del alimentador primario 16G de la subestación Río Coca, evaluar las mejoras técnicas con dos alternativas de generación distribuida con diferentes capacidades, evaluar el incremento en la disponibilidad de capacidad del alimentador primario, la reducción de pérdidas y el aumento de los niveles de voltaje.
- Determinar la mejor alternativa de implementación de generación distribuida como medida peak shaving, entre motores de combustión interna y centrales fotovoltaicas con almacenamiento de energía en bancos de baterías, para diversas capacidades de la planta, acorde al tamaño de la carga industrial.
- Realizar un análisis financiero de las alternativas de generación distribuida más viable, tomando en cuenta los dos tipos de generación distribuida y diversos tamaños de las plantas, en concordancia con las actividades del cliente industrial y los costos de operación y mantenimiento, usando tablas dinámicas de Excel.

1.4 Alcance

Por medio de minería de datos, basado en modelos estadísticos se estudia la información disponible en las bases de datos de la Empresa Eléctrica Quito, con el fin de desarrollar un programa que utilice modelos y variables útiles para el análisis de proyección de los perfiles de carga a lo largo del alimentador primario 16 G de la subestación Río Coca de la Empresa Eléctrica Quito, el propósito es obtener el estado de su cargabilidad, conociendo los escenarios típicos de consumo de energía, la duración de los mismos y la tendencia de los picos de demanda en un intervalo de tiempo determinado.

De los beneficios para la empresa eléctrica distribuidora, se evalúan aquellos, tales como: aumento de la capacidad disponible de los alimentadores primarios, disminución de las pérdidas y mejora de los niveles de voltaje a lo largo de los mismos.

En base a la tecnología actual y a una comparación entre los diferentes recursos disponibles, se determina el esquema más adecuado de generación distribuida, tomando en cuenta que los costos de implementación y uso deber ser competitivos.

Para verificar la viabilidad técnica y financiera de las propuestas de esquemas técnicos de peak shaving, se efectúa el análisis de los dos métodos propuestos de generación distribuida, se aplica en el alimentador primario 16G de la subestación Río Coca que forma parte del sistema de la EEQ.

En este contexto, el alcance de este trabajo está encaminado a realizar los procedimientos para el manejo de datos disponibles en una de las bases de datos de información de una empresa de distribución y su utilización en la proyección de la demanda. El objetivo es mejorar la operatividad de las redes al liberar la capacidad de los alimentadores con la incorporación de dos tipos de generación distribuida; dejando abierta la posibilidad para la realización de trabajos futuros encaminado a determinar técnicas y decisiones de optimización que permitan además obtener el mejor beneficio financiero posible al abastecimiento mediante generación distribuida.

1.5 MARCO TEÓRICO

1.5.1 Información de bases de datos eléctricos

Varios departamentos de las empresas de distribución mantienen bases de datos propias en las que consta información histórica utilizada para el desarrollo de sus funciones. Esta información con frecuencia no es validada por lo que la vuelve menos asequible y menos utilizable en procesos técnicos y administrativos ajenos al departamento donde reposan. Por esta razón, para iniciar un proceso que requiera información estadística es necesario obtenerla de una base de datos que tenga información necesaria, corregida y validada y que sea accesible dentro de la empresa distribuidora [1].

En cuanto a la información necesaria para realizar la proyección de demanda, se pueden utilizar datos históricos de información eléctrica tales como: demanda, consumo, número de usuarios, equipos instalados, información socio-económica y otro tipo de información aprovechable en la creación de modelos de la proyección mencionada [9].

1.5.2 Descripción general

Los métodos de predicción de demanda se pueden dividir dentro de muy corto, corto, mediano y largo plazos. En muy corto plazo, el período de tiempo abarca algunos minutos, mientras que a largo plazo el período es de algunos años o décadas. El período de interés de este trabajo es corto y mediano plazos, y va desde unas horas hasta un mes. El modelamiento de la demanda que se va a analizar, involucra variables que influyen en los hábitos de consumo de las personas, tales como clima, tipo de día, estación del año, variables sociales; y otros. La predicción de demanda a mediano plazo es uno de los problemas más ampliamente atendidos en la literatura de sistemas de potencia. A lo largo de este trabajo se mencionan varias metodologías propuestas que usan algunas de las variables indicadas [10].

Las técnicas inteligentes como redes neuronales artificiales se presentan como un valioso instrumento a la hora de predecir la demanda eléctrica en redes de distribución, por sus cualidades de aprendizaje que las hacen susceptibles a distintas variables que afectan los hábitos de consumo de los clientes residenciales, comerciales e industriales. Otros modelos están basados en métodos de regresión lineal múltiple, que relacionan variables disponibles en una cantidad de datos, de los cuales se puede extraer una tendencia de demanda en el mediano plazo [11].

1.5.3 Métodos de validación de información

El pre-procesamiento de datos es un proceso significativo que incluye las técnicas de limpieza, integración, transformación y reducción de datos. Esta validación de información permite disponer de información de calidad para utilizarla en algoritmos de aprendizaje automático. Los conjuntos de datos pueden variar de dos a miles de características, y muchas de éstas pueden ser irrelevantes o redundantes [12].

Las empresas frecuentemente tienen problemas de calidad de información en las operaciones realizadas sobre las bases de datos. Esta circunstancia puede afectar más al proceso, si se toman decisiones a niveles directivos superiores en base a la información inadecuada existente. Los datos erróneos, faltantes o desviaciones de medición pueden llevar a una toma errada de decisión, ocasionando pérdidas de tiempo y de recursos.

En este contexto, al referirse a la demanda, se debe tener en cuenta que la falta de datos en un determinado instante, dentro de una serie temporal se muestra como un dato vacío. Esto no debe confundirse con datos de valor cero, que pueden ser causa de una medición

en la que no exista consumo de electricidad o en la que por el caso de un corte o de un mantenimiento programado, la carga del alimentador o de una parte de él haya sido transferida a un alimentador adyacente. Estos tipos de datos vacíos o valores perdidos pueden presentarse por las siguientes dos razones [13]:

1. Si se presentan como consecuencia de procesos que están en control del propietario de la base de datos y pueden identificarse específicamente, se conocen como datos censurados o datos que a propósito no se incluyen en la muestra, o datos ausentes prescindibles [13].
2. Si los datos no se encuentran bajo el control del propietario de la base de datos y no es posible identificarlos específicamente, suelen ser errores en el ingreso de información o respuestas inaplicables durante los procesos de ingreso de información, conocidas como datos ausentes no prescindibles. En casos similares suele analizarse si hay patrones sistemáticos que puedan truncar los resultados finales [14].

Considerando que las variables de demanda de potencia y corriente de las redes de distribución son funciones directas de los factores técnicos y socioeconómicos de los usuarios del alimentador primario, datos atípicos podrían presentarse por variaciones económicas, períodos vacacionales, errores en las mediciones, errores en la transcripción de datos y otros.

Para los casos de existencia de valores ausentes conviene analizar el grado de ausencia mediante las siguientes clasificaciones [14]:

- Datos ausentes completamente aleatorios (MCAR): se considera el mayor grado de aleatoriedad y se presenta cuando los datos faltantes son una muestra aleatoria simple de la muestra sin un proceso subyacente que tiende a sesgar los datos observados. En este caso se podría solucionar el problema sin tener en cuenta la necesidad de otras variables.
- Datos ausentes aleatorios (MAR): en este caso el patrón de los datos ausentes en una variable Y no es aleatorio, sino que depende de otras variables de la muestra X. Si los datos ausentes son MAR cualquier solución al problema deberá tener en cuenta los valores de X dado que afectan al proceso generador de datos ausentes.
- Datos ausentes no aleatorios: en este caso existen patrones sistemáticos en el proceso de datos ausentes y habrá que evaluar la magnitud del problema calibrando, en particular, el tamaño de los sesgos introducidos por dichos patrones. Si estos son

grandes habrá que abordar el problema directamente intentando averiguar cuáles son dichos valores.

En lo concerniente a la recolección de datos tomados en el tiempo, que son una forma de variación aleatoria, existen métodos para reducir el efecto debido a la variación aleatoria. La técnica de suavizar los datos, cuando se aplica correctamente, revela más claramente la tendencia subyacente, los componentes estacionales y cíclicos. Hay dos técnicas bastante relevantes usadas como métodos de suavizado [13], [15]:

- Métodos de mediación: consisten en reemplazar los datos ausentes usando la media aritmética de los datos no faltantes. Esta técnica afecta a la correlación entre la variable imputada y cualquier otra al reducir su variabilidad. Hay que tener precaución al usar esta técnica especialmente en series temporales ya que los datos suelen presentar tendencias e índices de variación periódica elevada por lo que se podría no representar de manera correcta los valores intermedios de la serie.
- Métodos suavizantes exponenciales: Los datos son reemplazados por un valor predicho mediante una regresión en la muestra, tiene la ventaja de utilizar la muestra completa o un subconjunto característico de ella, minimizando la pérdida de información [14].

Existen además técnicas de normalización de datos, una de las más conocidas es por medio de metodología Z-Score, conocida también como puntuación estándar, con resultados normales y las variables estandarizadas. El uso de Z se debe a la distribución normal y es también conocida como la "distribución de Z". En esta técnica se indica el número de las desviaciones estándar de una observación o dato que está por encima o por debajo de la media. Es una cantidad adimensional, y se obtiene restando la media de la población a partir de un puntaje bruto individual y luego dividiendo la diferencia por la desviación estándar de la población [16].

El z-score es el más frecuentemente usado para comparar una muestra a una desviación normal estándar, a pesar de que se puede definir sin supuestos de normalidad. La Ecuación 1.1 muestra la puntuación estándar, que no es el mismo que el z-score que se utiliza en el análisis de los datos de selección de alto rendimiento, pero a veces se confunde con ella.

$$vi' = \frac{vi - \bar{X}}{std(E)}$$

Ecuación 1.1. Cálculo del valor Z normalizado

Dónde:

vi' es el Z normalizado

vi es el valor inicial de la muestra i en una columna de datos

$std(E)$ es la desviación estándar de los conjuntos de datos iniciales

\bar{X} es el valor promedio de conjunto de datos iniciales

1.5.4 Métodos de modelamiento de demanda

No hay un método de modelamiento de demanda ni de pronóstico de demanda que satisfaga todas las necesidades de las empresas de distribución, es por ello que la planificación y las aproximaciones de pronóstico de demanda se utilizan desde hace varias décadas. Las industrias eléctricas y las empresas de distribución han empleado varias prácticas en lo referente a predicción de demanda y con la modernización de la carga y cambios en los hábitos de consumo, se pueden adicionar más variables y desarrollar más modelos a las tareas de pronóstico. De la literatura analizada se extraen algunas técnicas y modelos que se citan a continuación.

La clasificación de los métodos de pronóstico de demanda no solo depende del giro de negocio de la empresa, sino además de la posible existencia de elementos cruciales que afecten al consumo de energía, como el clima o actividades humanas propias de cada región o ciudad [9].

En lo referente al clima, puede representar a los elementos de condiciones meteorológicas tales como temperatura, humedad, lluvia, y otros porque varía en cada región y sobre períodos de tiempo. En otros ejemplos, podría tenerse la corriente que circula por cada fase de un alimentador, dependiente del consumo de los diferentes tipos de usuarios conectados a la red eléctrica ya sean residenciales, comerciales o industriales [17].

El impacto de las actividades humanas en el consumo de energía puede notarse en varios aspectos ya sea en el rango horario, por ejemplo, el impacto puede verse sobre algunas variables de calendario, incluyendo día de la semana, mes o año [18].

La información de uso de suelo es normalmente precisa dentro de períodos de un año y se vuelve menos confiable cuando se extiende a períodos más amplios de tiempo. Se incluye también en este campo, el cambio en las actividades económicas de la población dentro del uso del suelo [19].

Por esto se puede tener el modelamiento de la demanda para muy corto, corto, mediano y largo plazo; por lo que se pueden tener algunas herramientas útiles para su modelamiento. En tal sentido se dispone de una gran variedad de métodos, sin embargo, se aborda como ejemplo dos de los más comúnmente utilizados por empresas de distribución [20].

1.5.5 Modelamiento espacial de demanda eléctrica

Modelar la demanda eléctrica de forma espacial se refiere a definir geográficamente la ubicación de la carga eléctrica, lo cual se hace de acuerdo al detalle de desagregación requerido. El nivel de detalle más utilizado por las empresas de distribución las micro-áreas, en las cuales se recopilan los datos de consumo y demanda de una superficie geográfica limitada e invariable en el tiempo, para posteriormente aplicar algún método de previsión de carga futura en cada micro-área, proporcionando un pronóstico de carga de naturaleza geográfica [20].

En las empresas de distribución eléctrica se disponen datos de demandas mensuales registrados a nivel de cabecera de alimentadores primarios. Estos alimentadores cubren varios kilómetros cuadrados, por lo que se requiere un método de asignación de su demanda registrada a un nivel de desagregación inferior.

1.5.6 Modelamiento espacial de demanda con software técnico

Los programas computacionales de análisis técnico de redes eléctricas poseen algoritmos de distribución de carga que permiten modelar las redes de distribución geográficamente, consiguiendo de esta manera una asignación geo-referenciada de carga.

En el Ecuador, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, homologó el software CYMDIST [21] para la realización de los análisis técnicos en las empresas distribuidoras. Este software contiene la herramienta “Distribución de carga”, misma que asigna una porción de la demanda medida en un punto de la red eléctrica a cada fase en cada tramo de carga existente aguas abajo de dicho punto de medición, en función de los kVA conectados o los kWh consumidos.

1.5.7 Métodos de proyección de demanda

En la actualidad se desarrollan y utilizan un sin número de métodos de proyección de demanda basados en diversos factores técnicos, tecnológicos, socioeconómicos, ambientales, métodos de simulación, experiencia y otros. A continuación, se presentan

algunos de los métodos con más significancia encontrados en la etapa de revisión bibliográfica [22], [23].

1.5.7.1 Métodos de tendencia

Los métodos de tendencia utilizan técnicas de extrapolación para pronosticar una demanda máxima a futuro. Se pueden aplicar en el término de corto y muy corto plazos y tienen como base de datos de entrada la demanda histórica en forma de series temporales. Las bases de datos requeridas son pequeñas y se puede prever grandes zonas, donde se minimiza la variación de cobertura; sin embargo, no aportan con mucha información al planificador de redes de distribución, ya que estas no consideran las relaciones entre áreas y alternativas propias de la operación de alimentadores primarios de redes de distribución [23].

1.5.7.2 Métodos de simulación

Las técnicas de simulación estiman índices a partir del uso de información estadística de una base de datos, simulan un proceso real y el comportamiento del sistema. En estos métodos se incorpora y simula las características del sistema de tal manera que se pueda reconocer o tomarse como un caso real. Estos métodos utilizan diferentes bases de datos que, como se señala al comienzo, provienen de procesos propios de varios departamentos de la empresa, incluso desde departamentos externos a la empresa y sirven para simular su demanda futura.

La información de uso de suelo y el uso de mapas con caracterización del crecimiento dinámico de la demanda son ejemplos de los métodos de simulación, estos requieren mayor cantidad de información con bases zonificadas o geo-referenciadas [19], [24].

1.5.7.3 Métodos de series de tiempo

Las series de tiempo varían continuamente y constituyen un proceso de observaciones de una variable referida a momentos o períodos de tiempo diferentes, los mismos que suelen ser tomados de manera regular, consiguiendo que sea una secuencia ordenada de mediciones de una variable particular.

Para este método se requiere la menor variedad de información posible ya que la única variable independiente es el tiempo y su objetivo es cuantificar la demanda eléctrica en intervalos definidos por el investigador [25], [26].

Para examinar una serie de tiempo es necesario obtener una gráfica de sus valores, que permitan realizar un análisis completo. Se puede con esto empezar a detectar irregularidades, valores atípicos, datos ausentes y otros tipos. El criterio de validación de información debe tener un tratamiento adecuado a fin de realizar un análisis adecuado de las series temporales.

Las componentes de una serie de tiempo son las siguientes;

- **Tendencia:** Se refiere al comportamiento de la serie a largo plazo. Para detectar un movimiento creciente, decreciente o estacionario se requiere que la serie conste de un elevado número de observaciones. En el caso del análisis de la demanda de energía eléctrica, la tendencia se puede tomar en períodos semanales, mensuales o anuales. Esta tendencia sea lineal o exponencial, se relaciona con la variación constante del número de los usuarios y diferentes tipos de clientes conectados a la red. La Figura 1.1 muestra el grafico de tendencia con la línea azul sólida [10].

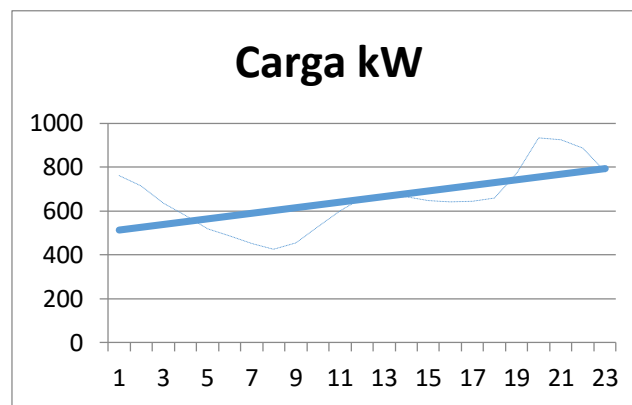


Figura 1.1. Gráfico de tendencia

- **Variaciones cíclicas:** Debido a los ciclos económicos pronunciados, expansión de procesos industriales, situación política o economía. Las series suelen tener como resultado curvas de período largo, y se presentan como una variación en forma de onda alrededor de la tendencia. Estos patrones cíclicos tienden a repetirse en los datos cada cierto número de períodos. La Figura 1.2 muestra que las formas de estos ciclos no son simples de aislar y en ciertas ocasiones la teoría económica no alcanza a realizar una cuantificación razonable [23], [27].

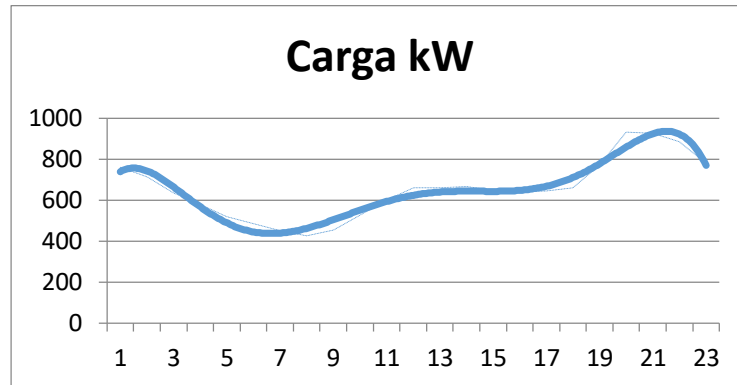


Figura 1.2. Variaciones cíclicas

- Fluctuaciones estacionarias: Una serie es estacionaria si la media y la variabilidad se mantienen constantes a lo largo del tiempo. Se definen como movimientos ascendentes y descendentes de la serie repetidas periódicamente. Al tiempo entre dos picos consecutivos se denomina período estacional y puede ser diario, semanal, mensual o anual. Estos períodos se pueden determinar con la aplicación de la transformada rápida de Fourier (FFT) o bien por medio de la función de auto correlación como la que se muestra en la Figura 1.3 [1], [28].

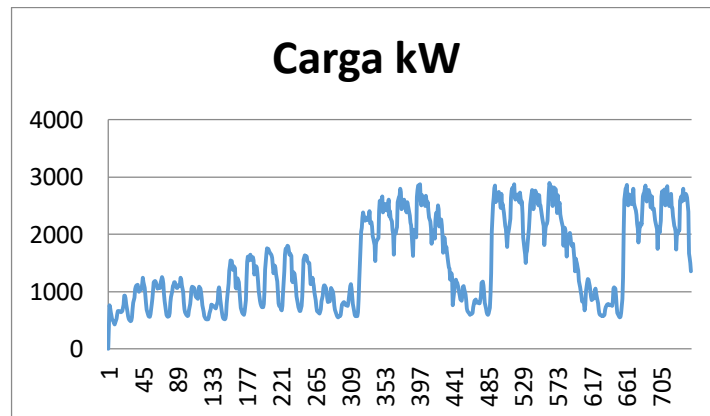


Figura 1.3. Variaciones estacionarias

- Fluctuaciones aleatorias: Estas variaciones no responden a ningún patrón de comportamiento como se aprecia en la Figura 1.4, más bien son consecuencia de la presencia de factores aleatorios que inciden de manera aislada y no permanente en la serie, una característica principal es que su correlación es cero [1], [28].

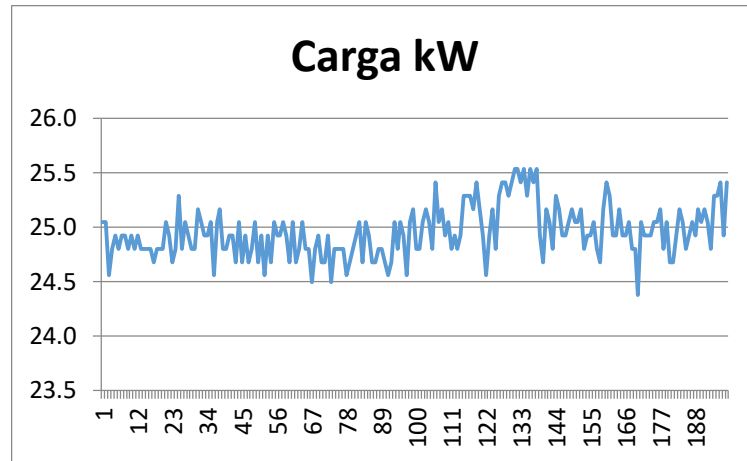


Figura 1.4. Variaciones aleatorias

Según estas definiciones, una serie temporal puede admitir una descomposición dado por las Ecuaciones 1.2, 1.3 o 1.4:

$$Y(t) = T(t) + C(t) + E(t) + A(t)$$

Ecuación 1.2. Serie temporal con esquema aditivo

$$Y(t) = T(t) * C(t) * E(t) * A(t)$$

Ecuación 1.3. Serie temporal con esquema multiplicativo

$$Y(t) = T(t) * C(t) * E(t) + A(t)$$

Ecuación 1.4. Serie temporal con esquema mixto

Donde:

T(t) es la tendencia

C(t) es la ciclicidad

E(t) es la estacionalidad

A(t) es la aleatoriedad

Debido a la naturaleza y periodicidad de los datos no siempre es posible despejar total o parcialmente en este tipo de componentes. Además, dado que no se pueden observar directamente, no hay un criterio unánime de definición de los mismos por lo que se podría tener estimaciones o proyecciones diferentes de los mismos componentes.

1.5.7.4 Método de modelos ARIMA

Los modelos auto-regresivos integrados de medias móviles conocidos como ARIMA (por sus siglas en inglés), conllevan un proceso metodológico que combina tres procesos matemáticos: auto-regresivo, medias móviles e integración para datos de series de tiempo

[3], De esta manera, los mismos datos históricos de la variable determinan el futuro de la misma.

Estos son modelos del tipo estocástico y requieren como insumo series estacionarias, por lo que en el caso de que la serie no cumpla con este requerimiento, se busca hacerlas cumplir a través de la diferenciación [29], [30].

1.5.7.5 Método de saturación del uso del suelo

Los métodos de simulación que basan su aplicación en la distinción de los tipos de consumidores, permiten que los modelos definan sus diferencias en el comportamiento de cada tipo de cliente.

Uno de estos comportamientos es el que ubica a los tipos de usuarios espacialmente, debido a que los consumidores residenciales, comerciales e industriales se asientan en diferentes ubicaciones dentro de una ciudad, pueblo o área rural, siguiendo patrones basados en diferencias claras de necesidades, magnitud de demanda y comportamientos, haciendo que dichos patrones sean predecibles [19], [20], [27].

Con esta característica espacial de los usuarios se puede prever los comportamientos futuros de cada micro-área, llamándose a este tipo de proyección “métodos de simulación por uso del suelo”.

La saturación arquitectónica del uso del suelo la establecen los municipios en sus planes de desarrollo y ordenamiento territorial, manteniendo concordancia con la historia y las necesidades futuras de la ciudad.

Con esta información se define una metodología que relacione los datos de oferta y demanda del suelo, para transformarla en información de datos eléctricos, a fin de determinar la máxima sollicitación de demanda eléctrica a presentarse cuando se presenten las posibles construcciones posibles en una micro-área [19].

1.5.8 Modelos teóricos utilizables

Se considera valores observados de demanda de energía eléctrica en un período de tiempo y factores que influyen en la variación de la demanda, como por ejemplo, variables climáticas, crecimiento demográfico, variables de calendario, comportamiento humano, entre otras. El método de regresión lineal múltiple permite agregar con mucha facilidad los factores citados y presenta como variable independiente al tiempo, con lo que se determina la demanda futura mediante extrapolación de la tendencia de información pasada [1], [32].

1.5.8.1 Modelo de regresión lineal múltiple

El pronóstico de la demanda de electricidad no solo considera información de demanda de energía eléctrica durante un período de tiempo, sino también los factores que influyen en la variación de dicha demanda, como pueden ser, temperatura, crecimiento demográfico, humedad, conducta, comportamiento humano de consumo, entre otras. El método de regresión múltiple permite agregar con mucha facilidad la consideración de los factores ambientales y conductuales de los clientes en las redes de distribución.

Los datos preparados se utilizan en varios modelos que la referencia [9] usa en base a experiencias, y con el uso de interrelaciones de las variables que se desprenden de esos modelos, se crea un escenario de predicción que se asemeja bastante bien a lo que debería suceder.

Este método presenta como variable independiente al tiempo, pero determina la demanda futura extrapolando la tendencia de la información pasada. Del conocimiento previo de los apartados anteriores, una regresión lineal simple ilustra la relación entre la variable dependiente Y , y la variable independiente X , basada en la Ecuación 1.5.

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + e_i, \quad i = 1, 2, 3 \dots n$$

Ecuación 1.5. Regresión lineal con variable dependiente e independiente

Utilizando el método de mínimos cuadrados, la mejor línea de ajuste se puede encontrar minimizando la suma de los cuadrados de la distancia vertical de cada punto de datos en la línea. Según el modelo de regresión lineal múltiple la variable dependiente está relacionada con dos o más variables independientes.

El modelo general para las variables k es de la forma dada por la Ecuación 1.6.

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_k x_{ik} + e_i, \quad i = 1, 2, 3 \dots n$$

Ecuación 1.6. Regresión lineal múltiple con variable dependiente k

Donde,

y_i = Demanda pronosticada en el período t

x_{i1} = Factores que influyen en la demanda

e_i = Todos los factores que no consideran variables independientes

β_0 y β_1 = Parámetros desconocidos de las variables dependientes

Los supuestos del método de regresión lineal son;

$E(u_i|X_i) = 0$, la medida de los errores es igual a cero para el valor de X_i

$Cov(u_i, u_j) = 0$, los errores no están correlacionados sino que son independientes

$Var(u_i|X_i) = \sigma^2$, la varianza o dispersión de los errores es constante

$Cov(u_i, X_j) = 0$, los errores no son correlacionados con la variable explicatoria X

$u_i \sim N(0, \sigma^2)$, los errores presentan una distribución normal

El modelo de regresión lineal simple se utiliza para encontrar la línea recta que mejor se adapte a los datos. Por otro lado, el modelo de regresión lineal múltiple con dos variables independientes, se utiliza para encontrar el plano que mejor se adapte a los datos. Los modelos que involucran más de dos variables independientes son más complejos en la estructura, pero aún pueden ser analizados usando múltiples técnicas de regresión lineal.

En el análisis de regresión lineal múltiple, el método de mínimos cuadrados se utiliza para estimar la regresión de coeficientes. Los coeficientes de la regresión ilustran las contribuciones no relacionadas de cada variable independiente hasta predecir la variable dependiente. A diferencia de la regresión lineal simple, debe haber inferencias hechas sobre el grado de interacción o correlación entre cada una de las variables independientes. Los cálculos utilizados en la búsqueda de la regresión de los coeficientes (β_i , $i = 1, 2, 3 \dots n$), la suma residual de cuadrados (SSE), la suma de regresión de cuadrados (SSR), etc., son bastante complejas. Para simplificar el cálculo, el modelo de regresión múltiple en términos de las observaciones se puede escribir usando notación matricial [6], [33].

1.5.8.2 Variables climáticas

Es muy conocido que la demanda está fuertemente afectada por el clima, especialmente en las áreas en las que el aire acondicionado y calefacción son usados con frecuencia. Aunque, métodos más avanzados no requieren información de clima para pronóstico de demanda a corto plazo, muchos modelos si los usan. El efecto de la temperatura en el perfil de carga es una variable significativa en lugares donde las estaciones del año son muy marcadas [10], [34].

1.5.8.3 Efecto de la corriente por un conductor

Muchas empresas de distribución tienen datos que correlacionan variables eléctricas a los hábitos de consumo, tendencias de uso de energía eléctrica y métodos de uso eficiente de

energía por imputaciones tarifarias en el servicio energético. En consecuencia hay modelos en los que esta variable que, puede ser extraída de las bases de datos, tiene un peso similar a la temperatura para la elaboración de modelos de pronóstico de demanda [1], [20].

1.5.8.4 Variables de calendario

A pesar de estar bien diferenciados, algunos métodos suelen no usar los meses del año como información de entrada de datos, sin embargo, agrupar los meses para el propósito de pronóstico de demanda para el corto plazo se ha utilizado en varios trabajos realizados de la bibliografía analizada. En el caso de la provincia de Pichincha, se discriminan meses en los que los hábitos de consumo de energía varían debido a temporada escolar, vacaciones o festividades. En las referencias [19], [26], [27] se puede apreciar que las estaciones marcadas y la posibilidad de agrupamiento por meses hace posible un pronóstico que se ajusta más a la realidad.

El comportamiento en el consumo de energía depende, además del tipo de cliente, del día de la semana, ya sean días hábiles o fines de semana. La diversidad de clientes conectados a los diferentes alimentadores primarios que salen de las subestaciones eléctricas, se aborda con más detalle en el desarrollo de un modelo de predicción.

Con esta base, los modelos y el uso de distintas variables han hecho que se puedan diferenciar en tres grupos:

- Variables cuantitativas: temperatura, temperatura cuadrada, corriente.
- Variables ficticias: hora del día, mes del año.
- Interacciones: multiplicaciones entre variables cuantitativas y variables ficticias o cualitativas.

El límite entre los tres grupos anteriores es a veces ambiguo. Mes, una variable ficticia con 12 niveles puede tomarse como 12 variables cuantitativas binarias, una para cada mes. La corriente por un conductor clasificado como una variable cuantitativa, también puede tomarse como una interacción entre la carga que soporta un conductor, el efecto térmico que tiene sobre el mismo y la afectación que provoca. Una interacción entre la hora del día (24 niveles) y el día de la semana (7 niveles) también se puede tomar como una nueva variable ficticia con $24 \times 7 = 168$ niveles. En este trabajo, las dos primeras categorías se denominan efectos principales, mientras que los efectos cruzados se definen como la multiplicación de dos o más efectos principales diferentes. Cuando una variable ficticia interactúa con una variable cuantitativa, esta variable cuantitativa puede extraerse del

conjunto de efectos principales sin afectar a las estadísticas de diagnóstico. Cuando dos variables ficticias interactúan entre sí, ambas pueden extraerse del conjunto de efectos principales. Los detalles de la selección de estas variables se presenta más adelante [25], [35].

1.5.9 Criterios de validación y medidas de error

Los criterios de validación son mecanismos de aceptabilidad estadística de un modelo matemático utilizado, bajo criterios de confiabilidad del modelo, discriminación entre diferentes modelos, exactitud de la aproximación al valor verdadero, precisión en función de la minimización de la dispersión y validación en cuanto a la certeza de la medida [29], [36].

A lo largo de los años se han formulado diferentes criterios estadísticos que pretenden medir la calidad relativa del modelo [24], [27]. A continuación, se describen los criterios de validación utilizados en el presente trabajo.

1.5.9.1 Coeficiente de correlación, discriminación o R² ajustado

El coeficiente de correlación mide la bondad del ajuste del modelo. Si bien la varianza residual indica cómo están de cerca las estimaciones respecto de los puntos, está influenciada por la varianza de la variable dependiente, la cual, a su vez, tiene relación con su unidad de medida. Entre más cercano a la unidad, mejor será el ajuste. Su obtención esta descrita con más detalle en las referencias [1], [37], [38]. El coeficiente de determinación se calcula con la Ecuación 1.7.

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}$$

Ecuación 1.7. Ajuste R²

Dónde:

Y_i = Valor observado

\bar{Y} = Media

\hat{Y}_i = Valor estimado en la regresión

El coeficiente de correlación es muy importante para determinar en tantos por uno el valor de la varianza de la variable dependiente explicado por el modelo de regresión.

Además, a diferencia de la varianza residual, el coeficiente R^2 es adimensional y por lo tanto no está afectado por transformaciones lineales de las variables; por ello, si se cambian las unidades de medida, el coeficiente de correlación permanece invariante.

Como criterio de validez, si el grado de ajuste es mayor o igual a 0,8 es aceptable, y si varias funciones cumplen con esta condición se elige la que se acerque más a 1

1.5.9.2 Porcentaje de error medio absoluto MAPE

Para ciertos casos resulta más útil calcular los errores de pronóstico en términos de porcentaje y no en unidades reales. El porcentaje de error medio absoluto (MAPE), se calcula hallando el error absoluto en cada período, luego dividiendo para el valor real observado en ese período, después promediándolos y expresándolos en porcentaje tal como se muestra en la Ecuación 1.8.

Esta medida de validación es útil cuando el tamaño de la variable de pronóstico es importante en la evaluación de la precisión del modelo o en la bondad de la estadística y del ajuste. Indica además que tan grandes son los errores de pronóstico comparados con los valores reales de la serie. También es útil para comparar una técnica o modelo con otras.

$$\text{MAPE} = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{Y_t - \hat{Y}_t}{Y_t} \right|$$

Ecuación 1.8. Error Absoluto Medio

Donde Y_t es el valor real y \hat{Y}_t es el valor previsto.

La diferencia entre Y_t y \hat{Y}_t se divide para el valor actual Y_t otra vez. El valor absoluto en este cálculo se suma para cada punto pronosticado en el tiempo y se divide por el número de puntos ajustados n . Al ser multiplicado por 100 la ecuación se convierte en un porcentaje de error [11], [28].

1.5.9.3 Error absoluto medio o desviación media absoluta

La desviación media absoluta MAE es una medida del error global del pronóstico de un modelo. Se calcula al sumar los valores absolutos de los errores individuales del pronóstico y dividiéndolos para el número de períodos. Esta información resulta de gran utilidad cuando se desea medir el error de pronóstico en las mismas unidades de la serie original.

Es la cantidad usada para medir que tan cercanas son las predicciones y evaluar las salidas. El MAE está dado por la Ecuación 1.9.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i|$$

Ecuación 1.9. Desviación absoluta media

Donde,

y_i = Demanda real u observada en el período t

\hat{y}_i = Demanda pronosticada para el período t

n = Numero de períodos

1.5.9.4 Desviación estándar del error absoluto medio

La desviación estándar del error absoluto medio (STDAPE) es una medida de dispersión de la estimación, la cual es más precisa conforme el grado de dispersión alrededor del plano de regresión se hace más pequeño y se relaciona con los términos del porcentaje del error medio absoluto cuando el pronóstico es importante en la evaluación de la precisión de un modelo. Para medir el STDAPE se utiliza la ecuación 1.10 [11].

$$STDAPE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{\hat{y}_i - y_i}{y} \right| - MAPE \right)^2}{N - 1}}$$

Ecuación 1.10. Desviación estándar del MAPE

1.5.9.5 Definición de la generación distribuida

Tomado de diferentes fuentes bibliográficas y organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, se tratan varias definiciones para generación distribuida y aún no se ha establecido un consenso, sin embargo, hay varios aspectos que se deben tomar en cuenta cuando se procura conceptualizar a la generación distribuida.

En las referencias [1], [39] se recopilan varias de estas definiciones, sobre las cuales intervienen únicamente los criterios de propósito y localización. Se descartan criterios como potencia, nivel de voltaje, área de distribución, tecnología utilizada ya sea renovable o no renovable, impacto ambiental, modo de operación aislada o no aislada de la red y grado de penetración y otros.

El objetivo de ampliar el sentido de los criterios de la definición es evidenciar la importancia que tiene la generación distribuida, la cual es proveer energía. La localización no se refiere solo a la ubicación geográfica, sino al contexto más importante que radica en el punto de conexión a la red eléctrica en donde se toma en cuenta la capacidad de la red y de las posibles regulaciones técnico-administrativas emitidas por el ente regulador.

En vista de que los sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica se conforman como un monopolio natural, basado en el nivel de voltaje es más factible identificar el límite entre ambos sistemas eléctricos [1], [40].

Con estas consideraciones se adopta el concepto propuesto en la referencia [1] que es: “La generación distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o al medidor en el lado del consumidor”. En el desarrollo del presente trabajo se estudia una parte del sistema eléctrico de distribución, esencialmente el estudio en uno de los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Quito que sirve a clientes residenciales, comerciales e industriales.

1.5.10 Clasificación de la generación

Entre las características más relevantes utilizadas para definir a la generación distribuida se pueden citar las que se encuentran en las referencias [1], [41]:

- a) Tecnología de generación distribuida: Puede ser convencional, no convencional, renovable o no renovable.
- b) Tipo de conexión a un sistema de potencia: Tal como se abordó en el apartado anterior, la localización se refiere al hecho de si está o no conectado a la red y puede ser:
 - En isla, es decir, no está conectada a la red o alimentación principal.
 - Conectada a un sistema eléctrico de potencia.
- c) Tamaño de la instalación o potencia nominal: Cuando se trata de la capacidad o la potencia nominal de instalación, la generación distribuida se puede clasificar en:
 - Micro central de generación distribuida de 1 kW a 5 kW
 - Pequeña central de generación distribuida de 5 kW 5 MW
 - Mediana central de generación distribuida de 5 MW a 50 MW
 - Gran central de generación distribuida de 50 MW a 500 MW

d) Uso de la energía generada: Es de hecho uno de los puntos de análisis de este trabajo, y se refiere al servicio que se le da a la energía eléctrica que se obtiene de la generación distribuida. De esta manera se puede tener una idea al clasificarla en:

- Soporte al punto de conexión dentro de la red de distribución ante pérdidas de suministro de energía que sirven a cargas importantes como hospitales e industrias.
- Islas de generación: Cuando el sistema y sus protecciones lo permiten, una central de generación distribuida suficientemente robusta puede suministrar la energía que se encuentra aguas abajo de su punto de conexión ante una desconexión de la red aguas arriba de la falla.
- Peak shaving: En caso de picos de demanda muy pronunciados se puede usar generación distribuida como medio para intentar aplanar esos picos, lo que se traduce en una reducción de los costos que dependen de la curva de demanda y el despacho de energía en diferentes horas del día, en especial de las horas en las que el precio por kWh es mayor.
- Combinación de generaciones térmica y eléctrica (CHP): Este tipo de generación tiene un alto nivel de eficiencia ya que se produce simultáneamente energía eléctrica y térmica. A menudo quienes usan este tipo de combinación de generación son los clientes industriales y hospitales [37], [41].
- Generación para carga base: Se caracteriza por actuar juntamente con la red en forma continua e interconectada, abastece una parte de la demanda de energía y mejora la confiabilidad del sistema al optimizar perfiles de voltaje y reducir pérdidas [40], [41].

1.5.11 Beneficios técnicos de la generación distribuida

El abastecimiento por medio de un generador distribuido, produce efectos en la red de distribución, por el mismo hecho de encontrarse cerca del punto de consumo, entre los beneficios técnicos están los que se detallan a continuación.

1.5.11.1 Reducción de pérdidas en las líneas de distribución y mejora del perfil de voltaje

En la Figura 1.5 se muestra el diseño típico de un alimentador radial al que se ha conectado un generador distribuido. Al conectarlo, una parte del flujo de potencia que va desde la cabecera de la subestación se disminuye, ya que la carga es alimentada directamente por el generador. Esto da como resultado menos pérdidas y mejoras en el nivel de voltaje medido sobre el alimentador principal. Hay casos excepcionales en los que se requiere una planificación de factibilidad de conexión o un dimensionamiento más detallado del generador para evitar niveles de voltaje que excedan el máximo permitido [41], [42].

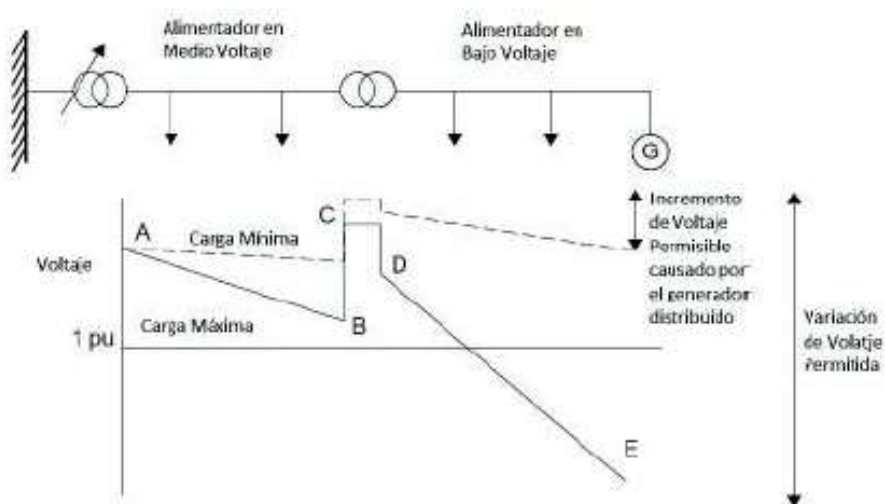


Figura 1.5. Variación de Voltaje en un Alimentador Radial [41]

1.5.11.2 Incremento de la eficiencia energética

Una de las consecuencias de la disminución en las pérdidas es la mejora en la eficiencia general de energía aprovechada en realizar un trabajo útil. En algunos métodos de generación distribuida es posible almacenar energía cuando su precio es bajo debido al cargo por demanda baja y utilizar la energía acumulada en las horas del día en las que el precio de la energía proveniente de la red de la empresa distribuidora es más alto. Ya que los generadores distribuidos están en capacidad de entregar potencia activa, se mejora también el factor de potencia [1], [43].

1.5.11.3 Aumento en la confiabilidad del sistema

Una apropiada coordinación entre el abastecimiento por medio de las unidades de generación distribuida y la red de la empresa de distribución, resulta en la mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico. Se puede usar la generación distribuida que ha sido

debidamente dimensionada como generación de respaldo y si las condiciones lo permiten, se puede manejar autónomamente sin depender de la red eléctrica pública [42].

1.5.11.4 Disminución de la congestión de las líneas

Dado que el abastecimiento por medio de un generador distribuido en un punto dentro de la red eléctrica de una empresa distribuidora provoca un flujo inverso hacia la subestación de la cual parte el alimentador, las capacidades de las redes eléctricas se ven liberadas [42].

1.5.12 Beneficios financieros de la generación distribuida

Es común en los proyectos de generación distribuida que la rentabilidad financiera supera al beneficio técnico, los beneficios incluyen:

- La generación distribuida disminuye los costos de inversión en expansión del sistema de distribución y transmisión. Al liberar la capacidad de las líneas, permite que la carga se expanda sin necesidad de hacer mayores inversiones en la infraestructura de transmisión o distribución [4], [44].
- Con la conexión de generación distribuida a la red se pueden optimizar las inversiones en reposición de infraestructura eléctrica. Se tiene además un impacto positivo dado que se disminuye la frecuencia de mantenimiento de las líneas y transformadores debido a que operan con cargas más bajas [26], [42].
- Reducción del costo de generación promedio del sistema eléctrico. Una parte de la generación a gran escala utiliza unidades de generación térmicas con combustibles fósiles, al ser reemplazada por generación distribuida proveniente de energías renovables el costo promedio de generación baja, aportando beneficios financieros principalmente a las empresas distribuidoras y a sus clientes [16], [42].

1.5.13 Desventajas de la generación distribuida

Es importante tener en cuenta que no todos los aspectos de la generación distribuida son ventajas. En lo que se refiere a la implementación de generación distribuida se deben procurar superar ciertos inconvenientes de entre los que se cita los siguientes [1], [40]–[42]

- Implementar generación distribuida en la red de distribución eléctrica supone un cambio en la topología de los alimentadores que son en su mayoría radiales teniendo un flujo de potencia bidireccional. Al presentarse esta variación de topología es necesaria una recalibración de las protecciones existentes o dependiendo de la capacidad de la

generación adicionar nuevas protecciones lo que implica operación más compleja y aumentos en los costos.

- Al trabajar con generación distribuida se tiene una desventaja en el mercado eléctrico. En varios países es muy costosa la generación distribuida ya que no existen regulaciones que incentiven su instalación y normen su uso, además de que el giro de negocio de muchas empresas distribuidoras es, justamente, vender energía eléctrica al cliente final.
- Algunos tipos de generación distribuida requieren un alto costo de inversión inicial.

1.5.14 Implementación de técnicas de generación distribuida como medida peak shaving

Las nuevas tecnologías de generación de energía que se desarrollan siempre son de gran importancia para el sector eléctrico, esto ha permitido que se pueda profundizar en el desarrollo de la implementación de la generación distribuida de manera óptima. En vista de la creciente demanda y procesos de producción e industrialización más diversificados, además de la indisponibilidad de centrales hidroeléctricas pese a sus grandes capacidades han hecho cada vez más atractiva el abastecimiento por medio de generación distribuida.

En base a la tecnología actual y a una comparación entre los diferentes recursos disponibles, se determina el esquema más adecuado de generación distribuida, tomando en cuenta que los costos de implementación y uso deben ser competitivos.

Con la ayuda de un estudio de pronóstico de demanda se puede determinar un adecuado tamaño de la generación distribuida de tal manera que contribuya a la reducción de los picos de demanda, técnica conocida como peak shaving, para luego retroalimentar el programa inicial y así cuantificar los beneficios de la propuesta.

1.5.15 Uso de energía no renovable como estrategia de generación distribuida

A continuación, se detallan algunos tipos de tecnología en generación distribuida de energía por métodos no renovables, teniendo en cuenta que los avances tecnológicos permiten cada vez más el desarrollo de estos tipos de energía, innovando todo el tiempo en mejoras que reducen el impacto ambiental que producen [45].

1.5.15.1 Motor alternativo de combustión interna

Un motor de combustión interna es una máquina que mezcla oxígeno con combustible gasificado. Una vez mezclados profundamente y enclaustrados en un espacio denominado

cámara de combustión, los gases son encendidos para quemarse o realizar combustión. El diseño de un motor de combustión interna utiliza el calor generado por la combustión, como energía para producir el movimiento giratorio. Los gases que se producen empujan un pistón que se mueve dentro de un cilindro para lograr el giro de un cigüeñal, obteniendo un movimiento de rotación. Los motores de combustión interna tienen varias aplicaciones, sobre todo en cogeneración en el sector de la construcción, textil, agropecuario, petrolero y otros [8].

Se puede clasificar a este tipo de motores en base a diferentes aspectos, entre los cuales se tiene:

- Según el número de ciclos; motor de 4 ciclos (cuatro carreras del pistón y dos del cigüeñal) y motor de 2 ciclos (2 carreras del pistón y una del cigüeñal).
- Según el encendido; de encendido provocado (mediante una chispa) y de encendido por compresión (aprovecha mejor el combustible).

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante puede ser un líquido (agua), evacuando el calor en un radiador o el aire a presión mediante el uso de ventilador.

En la Figura 1.6 se aprecia el ejemplo de un motor de combustión interna usado en la industria, en el cual el proceso de combustión se produce en el interior de la máquina. Existe una gama muy amplia de dispositivos desarrollados en los últimos años los cuales se pueden clasificar por el tipo de combustible utilizado como se muestra en la Figura 1.7. La interrelación de motores que han logrado un grado de éxito para convertir la energía química del combustible en trabajo útil a través de la combustión controlada.



Figura 1.6. Motores alternativos de combustión interna para la industria

En las últimas décadas han aumentado las aplicaciones de gas natural y diésel en motores, esto sobretodo en sectores concernientes a generación eléctrica y vehicular de uso comercial, el uso de motores de doble combustible se ha visto detenido por la ausencia de desarrollo por parte de los fabricantes de motores adecuadamente dotados de tecnología para quemado de dos combustibles de forma simultánea, las aplicaciones de motores de doble combustible se ven modestamente en aplicaciones de uso marino y algunas aplicaciones de generación.

El motor diésel que en la actualidad está altamente desarrollado y es de uso amplio, ofrece un medio excelente y flexible para que los fabricantes puedan desarrollar motores Dual-Fuel. Sin embargo modificaciones en el diseño y operación del motor necesitan ser realizadas, para hacer de los motores diésel adecuados para el consumo de combustible gaseoso en simultaneo con el diésel, estos cambios varían ampliamente en complejidad, efectividad, el cual debe ser analizado en función de la aplicación, el combustible utilizado y las condiciones operativas asociadas lo cual hace que estos motores no sean ampliamente utilizados.[8].

Un aspecto no menor en la aplicación de motores de doble es que basados en motores diésel las características de potencia y eficiencia no debieran verse afectadas operando en las condiciones adecuadas, es decir al realizar adecuadamente la transformación de un motor a Diésel para que este quemé combustible gaseoso se mantiene en gran magnitud tanto la potencia del motor como la eficiencia y se mejora la emisión de gases contaminantes.

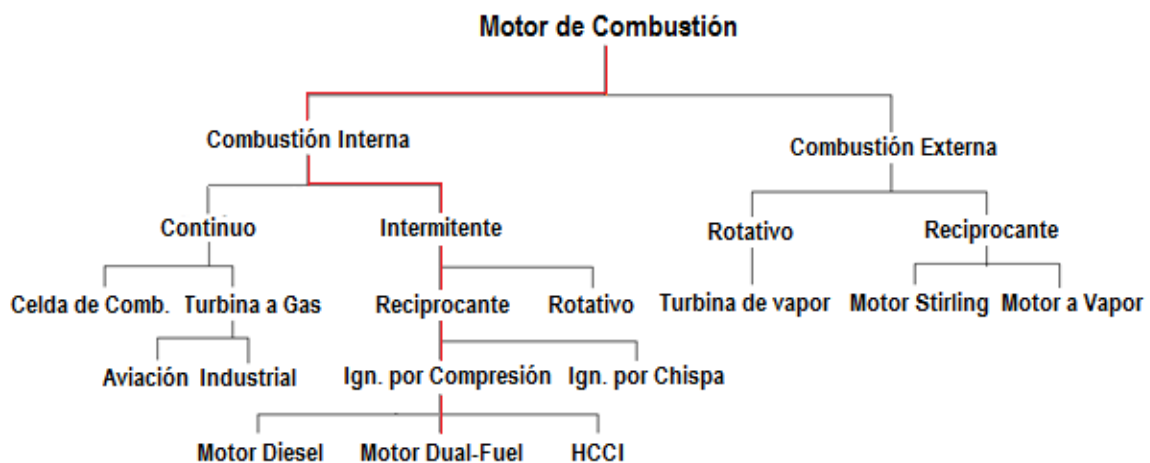


Figura 1.7. Diversos dispositivos que producen energía a través de la combustión

1.5.15.2 Turbina de gas

La mezcla de combustible con aire a compresión desarrolla un trabajo térmico, al expandir el gas es posible quemarlo bajo condiciones de presión y temperatura normales [8].

Se compone de tres partes fundamentales: un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se utiliza en varias combinaciones: ciclo simple (la turbina produce sólo electricidad). Ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor Figura 1.8 (se añade una turbina de vapor y así se aprovecha el calor recuperado para aumentar la producción de energía eléctrica. Cogeneración (se añade un recuperador de calor para la producción de vapor o agua caliente del calor de los gases de escape.

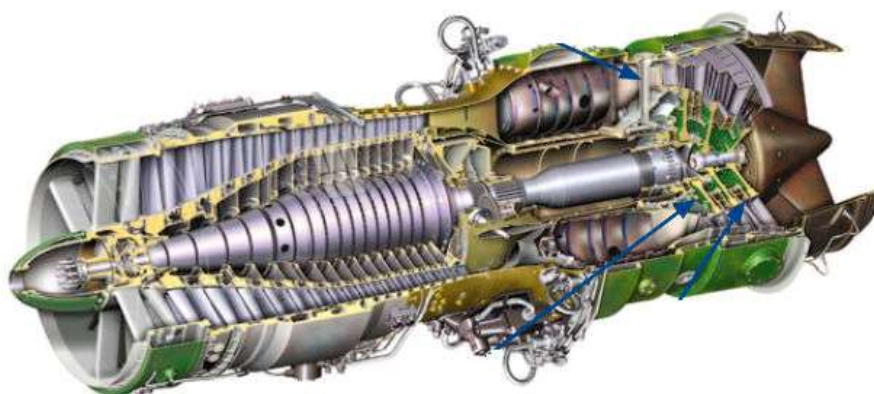


Figura 1.8. Componentes principales de una turbina a gas

1.5.16 Uso de energía renovable como estrategia de generación distribuida

Se conoce como energía renovable cuando se obtiene de fuentes que tienen la capacidad de regenerarse, como el agua, la biomasa, el sol, el viento, etc. Esta capacidad de renovación proviene de dos características básicas del planeta tierra: la radiación solar y la gravedad. La manera en la que estas características inciden sobre una fuente, se almacena energía, la misma que puede ser convertida en una fuente de trabajo útil para el ser humano.

1.5.16.1 Centrales hidroeléctricas

Obtienen energía potencial y cinética que tienen las masas de agua de un cauce natural en virtud de su paso o de un desnivel. La caída de agua entre dos niveles de diferente altura se hace pasar por una turbina que transmite esa energía mecánica a un generador que la transforma en energía eléctrica. En el país, debido a su potencial hídrico se tiene proyectos construidos, en desarrollo y futuros basados en la capacidad de generación, con

el único aspecto que se encuentran lejos de los centros poblados por lo que se dificulta su implementación como generación distribuida. No existe un estándar a nivel mundial para clasificar las centrales por su tamaño o potencia instalada, sin embargo, en el Ecuador, el Instituto de Ecuatoriano de Normalización (INEN), propone para las centrales hidroeléctricas, la clasificación de la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación de centrales hidroeléctricas [18]

Central Hidroeléctrica	Capacidad
Grandes	Mayores a 50 MW
Medianas	10 MW hasta 50 MW
Pequeñas	1 MW hasta 10 MW
Mini	100 kW hasta 1000 kW

1.5.16.2 Mini-hidráulica

Únicamente se consideran como GD las centrales cuya potencia no excedan los 10 MW, ya que al exceder este valor son consideradas como generación centralizada. La potencia de la instalación se define como el producto del caudal por el salto. Se pueden clasificar en dos tipos [40]:

Central de agua fluyente o de paso: Parte del caudal del río se desvía de su cauce mediante un azud de uno o varios canales, siendo devuelto aguas abajo. El caudal del agua varía durante el año dependiendo del régimen hidrológico del curso de agua.

Central de embalse o regulación: para este caso se construye una presa en el cauce del río formando un embalse para almacenamiento de agua, un ejemplo es el de la Figura 1.9.



Figura 1.9. Mini central hidroeléctrica Perlabí

1.5.16.3 Pequeñas hidroeléctricas (<10 MW) como generación distribuida

A continuación, se presenta una lista de proyectos con capacidad inferior a 10 MW, los que se encuentran en diferentes etapas de estudio y podrían ser considerados para su futura construcción según el ARCONEL, en el ANEXO I pueden encontrarse un detalle de los proyectos de generación que se han desarrollado, la capacidad de diseño, ubicación y el estado en el que se encuentra el proyecto [46].

1.5.16.4 Generación eólica

Se considera como generación distribuida a las pequeñas instalaciones eólicas ubicadas cerca de los lugares de consumo de energía y generalmente sirven para dotar de suministro eléctrico a poblaciones cuya ubicación geográfica está alejada de las redes eléctricas de una ciudad un ejemplo se puede ver en la Figura 1.10 [47].

Este tipo de tecnología de generación de energía eléctrica se considera actualmente como generación centralizada ya que cada vez más, se trata de grandes parques eólicos y generalmente están situados lejos de los centros de consumo.

En este tipo instalación la energía cinética del viento, el aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre, es la fuente primaria de energía.

La energía del viento se transforma en energía de presión al chocar sobre las palas de los aerogeneradores, imprimiendo un giro al eje. Un generador conectado a las aspas transforma ésta energía mecánica en energía eléctrica.



Figura 1.10. Central eólica Villonaco (Loja-Ecuador)

Este tipo de energía limpia, a pesar de estar en desarrollo en el país, se podría considerar a futuro como competitiva, en otros países sin embargo hay gran penetración de este tipo de fuentes de generación. En el ANEXO I pueden encontrarse un detalle de los proyectos de generación que se han desarrollado.

1.5.16.5 Solar fotovoltaica

Aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica, se usa un material semiconductor para absorber la radiación solar mediante células fotovoltaicas.

En sus inicios este tipo de generación se utilizó para abastecer energía eléctrica a sectores aislados o alejados de las redes de distribución, sin embargo, su desarrollo tecnológico ha ido desarrollando hasta tenerse parques fotovoltaicos, que cubren grandes extensiones de terreno por lo que podría ser considerado como generación centralizada, sin embargo, son de bajas potencias y pueden estar conectadas a la red de bajo voltaje, aisladas de la red o conectadas directamente como respaldo de un consumidor final, por lo que se lo considera como generación distribuida, no solo por su ubicación sino también por su tamaño y funcionamiento [48].

Proyectos de integración arquitectónica en los que gracias a los adelantos tecnológicos permiten que este tipo de generación forme parte de las edificaciones actuales. Se pueden incorporar paneles más livianos, más eficientes y de precios más bajos a las fachadas de edificios, techos de industrias, etc., aprovechando cada vez más la radiación solar y transformándola en energía eléctrica para diversos usos, como se vio en apartados anteriores, para consumo propio o para mejorar las características técnicas del consumo general. En cualquier caso, la incorporación de generación distribuida como medio arquitectónico ha permitido dar pasos en lo que se refiere a edificaciones autosostenibles que incluyen:

- **Sistemas de generación:** Son los paneles elaborados a base de células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí. El material más utilizado para su elaboración es el silicio monocristalino debido a su rendimiento (15-17%), silicio policristalino (12-14%), silicio amorfo (menor al 10%), Teluro de cadmio (Cd Te), Arseniuro de galio (Ga As) algunos se encuentran fase experimental. En general el rendimiento varía de un 12% a un 25%, hay que tener en cuenta que el rendimiento disminuye con el aumento de la temperatura.

- Sistema de acumulación de carga: Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías se han popularizado debido a su corto tiempo de implementación, su bajo costo de operación, su poca inversión inicial y fundamentalmente la versatilidad en los métodos que permiten obtener la energía a almacenarse Este elemento es opcional en sistemas con conexión a la red, se usa principalmente en sistemas aislados. En la actualidad se han desarrollado varios tipos de acumuladores que se adaptan según las necesidades.
- Sistema de regulación de carga: Está asociado al sistema de acumulación energía, y se puede programar para la carga y descarga de las baterías, desde el medio que más le convenga financieramente o técnicamente al cliente, además de proteger el sistema de acumulación frente a sobrecarga y descarga excesiva.
- Sistema de interconexión (inversor, protecciones y contador): Cuando se trata de la ubicación de la generación distribuida al punto de toma de carga dentro de una red eléctrica se debe abordar el tema de interconexión, que debe tener etapas de inversión para cambiar la corriente continua a corriente alterna y etapas de transformación para adecuar el voltaje alterno al sistema que se interconecta. Las protecciones eléctricas varían de acuerdo al tamaño de las instalaciones y se pueden volver más complejas al aumentar el tamaño de la misma. Estas se encargan de aislar el sistema de la red si este llegara a presentar condiciones anormales de operación, además protegen los elementos del sistema de generación. Finalmente, el contador se encarga de registrar la cantidad energía que se entrega a la red. En la Figura 1.11 se puede ver un esquema típico de este tipo de generación.

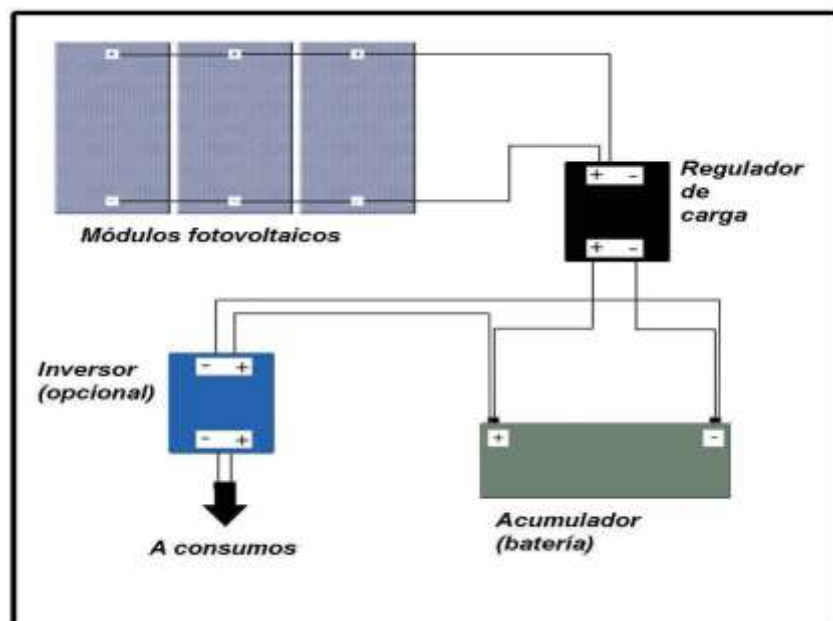


Figura 1.11. Esquema básico de conexión de una instalación fotovoltaica aislada [10]

1.5.16.6 Biomasa

La generación por medio de biomasa se efectúa de dos formas: por combustión directa y por producción de biogás. La combustión directa hace relación a la quema de biomasa que por lo general es producto de la materia orgánica de las plantas, mientras que la producción de biogás corresponde a la fermentación de la materia prima por medio de la acción de bacterias y microorganismos, generando este tipo de gas. Por lo que se excluye a los combustibles fósiles formados hace millones de años.

La materia vegetal rica en carbono y baja en contenido de agua puede utilizarse directamente en la combustión y generar calor para aprovecharlo en procesos térmicos como la calefacción o en centrales térmicas para generación de electricidad. En el ANEXO se encuentra un detalle de los proyectos de generación que se han desarrollado.

1.6 Revisión del estado del arte

Jenkins N., Ekanayake J. B., Strbac G. [1], un libro que trata sobre el futuro de las redes de distribución, en donde se cambiará su operación de pasiva a activa, y los generadores distribuidos serán controlados para soportar la operación del sistema de energía. Aquí se discute la conexión de métodos de generación a las redes de distribución y considera cómo la generación sostenible puede integrarse completamente en la operación del sistema de energía. Se abordan aspectos tanto técnicos como financieros

Hong Tao, Shahidehpour Mohammad [16], realiza una introducción al pronóstico de demanda, profundiza las aplicaciones reales del mismo. Este estudio se simplifica muchos conceptos, términos y estadísticas complejos utilizados en el pronóstico de carga. Concluye que el pronóstico de carga es la base para la planificación de servicios públicos y es un problema comercial fundamental en la industria de servicios públicos.

Ricardo Dávila [19] aborda varios temas concernientes a pronóstico de demanda, entre ellos desarrolla un algoritmo de proyección de demanda por micro áreas utilizando métodos jerárquicos y métodos de optimización multiobjetivo para la planificación de sistemas de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

Tao Hong [20] realiza un análisis de una amplia selección de bibliografía especializada en el tema y presenta resultados basados en medidas de validación de información. Este artículo propone un tratamiento moderno de la regresión lineal múltiple, para modelar la demanda horaria e investigar la causalidad del consumo de energía eléctrica.

Adriana Ariza [27] describe varios métodos de protección de demanda a corto, mediano y largo plazo, además, presenta una metodología de aplicación para poder implementarlos. Determina en base a simulaciones el método que se ajuste al comportamiento de la demanda.

Min, Yao, Min, Zhao, Hui, Xiao [29] abordan temas sobre el pronóstico de carga a mediano y largo plazo para trabajos básicos de planificación de energía. Proponen modelos. En este trabajo se construye un modelo de pronóstico de demanda combinado con peso variable, tratando de maximizar la ventaja de cada modelo individual en diferentes rangos, procurando tener pronósticos más precisos.

Patricia Otero [41] desarrolla una metodología para optimizar la instalación de proyectos hidroeléctricos que, por su ubicación dentro del sistema eléctrico, pueden ser considerados como generación distribuida. Para proyectos cuya etapa técnica como uso óptimo de recurso de generación y temas de factibilidad de interconexión se han superado desarrolla su trabajo para obtener beneficios que puedan contribuir a la optimización de los recursos de producción.

Varias interacciones se descubren, discuten, prueban e interpretan en este documento. Con este enfoque genera el pronóstico de demanda de energía por hora para una empresa de servicios públicos.

Weicong Kong [43], trabaja sobre el tema de los sistemas avanzados de medición inteligente y como se pueden extraer datos útiles para generar modelos que puedan usarse para predecir la carga residencial en el corto plazo considerando los hábitos de consumo residencial. Como variables dependientes se tiene los datos eléctricos de los días de semana de usuarios residenciales.

Xiaokui Sun, Zhiyou Ouyang y Dong Yue [49] realizan un trabajo sobre el análisis de métodos de predicción de demanda en el corto plazo. Como parte del procesamiento de la información y la eficacia de los resultados, abordan criterios de validación de las proyecciones como el error absoluto medio y ajustes logísticos para las regresiones lineales múltiples.

Lui y Ma [50], presentan un método asimilativo que utiliza el ajuste de curvas mediante el grado de relacional de gris, que forma parte de las teorías de lógica difusa, el cual lo aplican para determinar similitud entre curvas.

Amrane Y., Ladjici A., Boudour M. [51], El trabajo presentado aborda los problemas de la integración de las energías renovables entre ellos la energía solar fotovoltaica en las redes de distribución. Se usa como caso de estudio una ciudad donde se analiza el impacto de la incorporación de una planta fotovoltaica de 3MW donde se analiza la influencia en los diferentes parámetros principales de la red. Las simulaciones se realizan bajo el software CYME. Mediante el análisis ejecutado con esta herramienta, miden el comportamiento de la integración de una planta fotovoltaica.

2. Análisis de la normativa internacional y regulación nacional para conexión de generación distribuida en redes de distribución

2.1 Introducción a la normativa internacional

Como consenso internacional se ha desarrollado la norma IEEE std. 1547 “IEEE standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, se concentra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Brinda elementos necesarios para la ejecución, operación, prueba, consideraciones de seguridad, mantenimiento de la interconexión en el punto de conexión común, teniendo en consideración que los equipos utilizados se podrán instalar en cualquier lugar del circuito ya que, cuando la norma se refiere a la interconexión, no interfieren solamente los elementos que conectan la generación distribuida con la red, sino además a todas las funciones de software y hardware del sistema de conexión que pueden afectar a una parte del sistema.

El documento está enfocado a medios de generación menor o igual a 10[MVA], no hace diferencia de la tecnología usada. En la IEEE Std.1547 se aclaran funciones técnicas mínimas para asegurar la conexión confiable para el sistema y no pretende ser considerada como un manual de diseño, ni definir procedimientos para determinar el posible impacto de un proyecto de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia.

En vista que hay efectos potenciales asociados a la interconexión de la generación distribuida, estos efectos pueden darse, por ejemplo, durante las conexiones de los transformadores en alimentadores primarios o en los sistemas y configuraciones de respuesta a condiciones anormales de operación o fallas.

Hay ciertos aspectos que no se definen o establecen en la norma IEEE 1547, los mismos que necesariamente se detallarán a continuación:

- La norma IEEE 1547 no define la máxima capacidad que puede conectarse en el mismo punto de conexión o que puede soportar un alimentador, ya que depende de los parámetros del sistema de distribución.
- El documento no indica los requerimientos para autoprotección y operación de las unidades de generación.
- El estándar no explica a detalle aspectos de planificación, diseño, operación y mantenimiento de un Sistema de distribución [52].

2.2 Definiciones

Rendimiento operativo anormal: es la agrupación para un conjunto de requisitos que especifican capacidades y configuraciones técnicas para un generador distribuido en condiciones de funcionamiento anormales, es decir, fuera de la región operativa de rendimiento operativo continuo [52].

Operador del Sistema Eléctrico de un Área (Operador SEP de Área): La entidad responsable del diseño, construcción, operación y mantenimiento del Área de SEP.

Potencia activa disponible: Potencia activa que un GD puede entregar al SEP de Área sujeta a la disponibilidad de la fuente primaria de energía del GD. Por ejemplo, la irradiancia solar en el caso de un GD.

Desenergizar: Detener el suministro de potencia activa en estado estacionario y condiciones transitorias y limitación del intercambio de potencia reactiva. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden continuar cargándose.

Tiempo de despeje: El tiempo entre el inicio de una condición anormal y la desenergización de la GD que abastece al SEP de Área. Es la suma del tiempo de detección, cualquier retraso de tiempo ajustable, el tiempo de operación de cualquier dispositivo de interposición y el tiempo de operación del dispositivo de interrupción.

Operación continua: Intercambio de corriente entre el GD y un SEP dentro del comportamiento prescrito mientras está conectado al SEP de Área y mientras el voltaje aplicable y la frecuencia del sistema están dentro de los parámetros especificados.

Recursos energéticos distribuidos o simplemente Generación Distribuida (GD): Fuentes de energía eléctrica que no están directamente conectados a un sistema eléctrico de potencia. GD incluye tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía capaces de abastecer de potencia activa a un SEP. Un dispositivo GD individual dentro de un grupo de GD que forma un sistema es una Unidad de Generación Distribuida Figura 2.1. Las cargas controlables utilizadas para la respuesta a la demanda no se incluyen en la definición de GD.

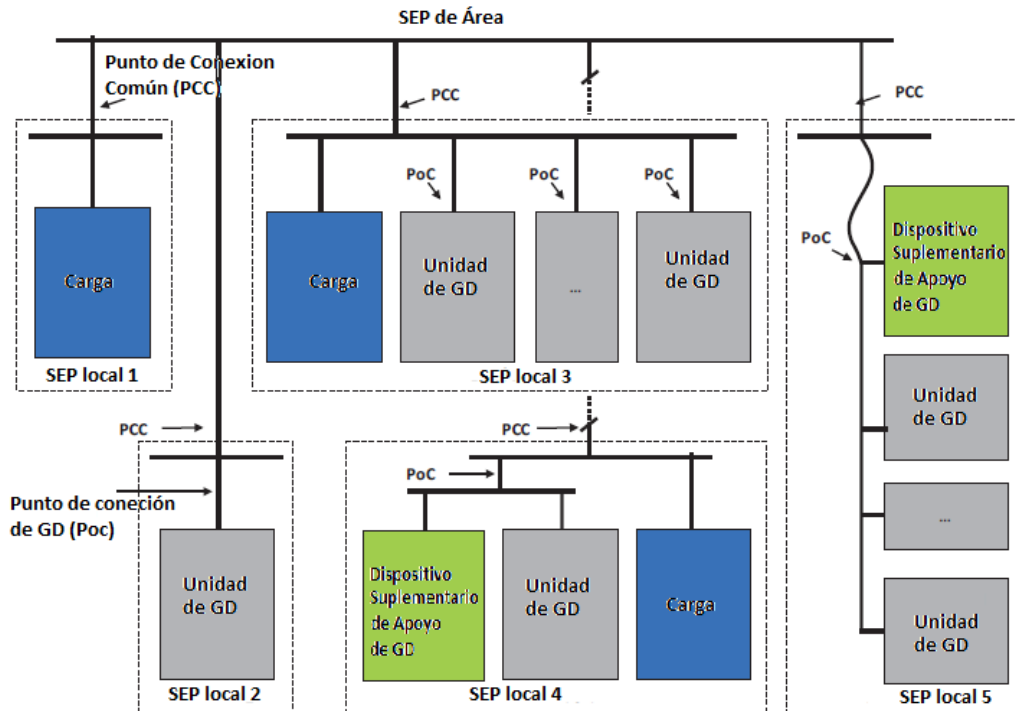


Figura 2.1. Interconexión de elementos de un GD

Operador de recursos energéticos distribuidos (Operador GD): La entidad responsable de operar y mantener el recurso energético distribuido.

Entidad administradora GD: Monitorea y administra el GD a través de la interfaz de comunicación. La entidad gestora GD podría ser, por ejemplo, una empresa de servicios públicos, un agregador, un sistema de gestión de energía de edificios u otro.

Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): Facilidades que permiten el flujo de potencia hacia las cargas. Cualquier recurso de generación eléctrica, líneas de transmisión, interconexiones con sistemas vecinos y equipos asociados.

Sistema de eléctrico de potencia local (SEP local): un SEP contenido completamente dentro de un solo local o grupo de locales.

Sistema Eléctrico de Potencia en un Área (SEP de Área): un SEP que sirve a SEP locales. El Área de un SEP tiene acceso, derechos de paso privilegiados, cruce prioritario de límites de propiedad, etc., y está sujeto a supervisión regulatoria. Ver Figura 2.1.

Energizar: Flujo de potencia activa de un generador hacia un SEP bajo cualquier condición (por ejemplo, estado estacionario y transitorio).

Puesta en Marcha: Inicio de la operación del generador dentro de un SEP de Área

Isla: Condición en la que una parte de un SEP de área se abastece únicamente por uno o más SEP locales, mientras que esa parte del SEP de área se separa eléctricamente del resto del SEP de área en todas las fases en las que se encuentra el GD conectado.

Isla intencional: Una isla planificada e intencional que puede ser energizada por uno o más SEP locales.

Isla no intencional: una isla no planificada.

Interoperabilidad: la capacidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar externamente y usar información de manera segura y efectiva.

Inversor: Máquina, dispositivo o sistema que cambia la potencia de corriente continua a potencia de corriente alterna.

Carga: Dispositivos y procesos en un SEP local que consumen potencia eléctrica para su uso, exclusivo de dispositivos o procesos que almacenan energía con la intención de devolver en el futuro parte o la totalidad de la energía al SEP local o al SEP de área.

Operación obligatoria: Requerimiento de continuidad en el intercambio de corriente activa y corriente reactiva de un GD con el SEP de Área según lo prescrito.

Parada momentánea: Desenergización temporal de un SEP, mientras está conectado al SEP de área, en respuesta a una perturbación de los voltajes aplicables o la frecuencia del sistema, con la capacidad de restablecer inmediatamente la salida de operación cuando los voltajes aplicables y la frecuencia del sistema vuelven a dentro de rangos definidos.

Datos de placa: La potencia activa máxima (kW), la potencia aparente (kVA) y la potencia reactiva (kVAR) a las que un GD puede operar continuamente.

Categoría de rendimiento operativo normal: Un conjunto de requisitos que especifican capacidades técnicas y configuraciones para GD en condiciones normales de funcionamiento, es decir, dentro de la región operativa de operación continua.

Modo operativo: Determina el rendimiento durante condiciones normales o anormales.

Operación permisiva: Opción para que el GD continúe abasteciendo a un SEP o lo desenergice, mientras está conectado al SEP de Área, en respuesta a una perturbación del voltaje aplicable o la frecuencia del sistema.

Punto de conexión común (PCC): el punto donde un SEP local está conectado a un SEP de área.

Punto de conexión de GD (punto de conexión GD – PoC): El punto donde una unidad GD está conectada eléctricamente en un SEP local y cumple con los requisitos de este estándar exclusivo de cualquier carga presente en la parte respectiva del SEP local.

Disparo: inhibición del retorno inmediato al servicio, lo que puede implicar desconexión. El disparo se ejecuta o es posterior a la desenergización.

2.3 Requerimientos generales para la operación de generación distribuida

2.3.1 Regulación de voltaje

Un GD no debe causar que el voltaje de servicio de su SEP de área cause que otro SEP de área salga de los requerimientos especificados de voltaje, se puede tener una mejor perspectiva viendo la Tabla 2.1 [52][1].

Tabla 2.1. Límites de voltaje en bajo voltaje

ANSI C84.1 Normativa de Sistemas de voltajes nominales y rango de voltajes para sistemas de bajo voltaje [V]							
		Rango A			Rango B		
		Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
Voltaje nominal sistema (V)	Voltaje nominal de utilización (V)	Voltaje de servicio y utilización (V)	Voltaje de servicio (V)	Voltaje de utilización (V)	Voltaje de servicio y utilización (V)	Voltaje de servicio (V)	Voltaje de utilización (V)
Dos hilos	Monofásico						
120	115	126	114	110	127	110	106
Tres hilos	Monofásico						
120/240	115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
Cuatro hilos	Trifásico						
208Y/120	200	218/126	197/114	191/110	220/127	191/110	184/106
240/120	230/115	252/126	228/114	220/110	254/127	220/110	212/106
480Y/277	460	504/291	456/263	440/254	508/293	440/254	424/245
208Y/120	200	218/126	197/114	191/110	220/127	191/110	184/106
240	230	252	228	220	254	220	212
480	460	504	456	440	508	440	424
600	575	630	570	550	635	550	530
240	230	252	228	220	254	220	212

El voltaje máximo de utilización para el rango A es 125V o el equivalente (+4,2%).

2.3.2 Integración del SEP de área con el sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la GD en la zona de la interconexión no debe causar sobrevoltajes y no debe interrumpir la coordinación de protecciones por falla a tierra del sistema al que está conectado.

2.3.3 Redes secundarias

Los elementos de protección propios de los GD incluyendo la interconexión no deben funcionar como interruptor de respaldo o de alguna forma aislar la red o el alimentador principal al cual está conectado.

Si se conecta un GD a una red secundaria este no debe provocar la operación de las protecciones de dicha red, se puede apreciar en la Figura 2.2.

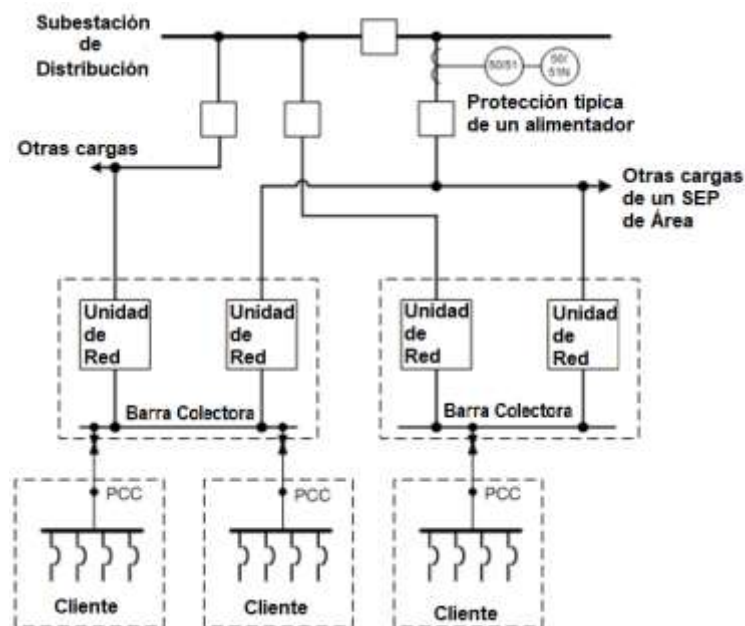


Figura 2.2. Ejemplo ilustrativo de configuración de una red secundaria

2.3.4 Sincronización

Los GD que se conecten en paralelo con el SEP de área, no deben causar fluctuaciones de voltaje en el PCC mayores a $\pm 5\%$ del voltaje nominal en el SEP de área.

2.3.5 Energización de un SEP de área sin advertencia

Un GD no debe energizar un SEP de área sin previo aviso, más aún si este se encuentra desenergizado.

2.3.6 Dispositivos de aislamiento

Por cuestiones de mantenimiento de las empresas de servicios, se debe instalar un interruptor de aislamiento, visible, tal que pueda desconectar el circuito entre el GD y el SEP de área.

2.3.7 Respuesta del SEP de área ante condiciones anormales

Todos los SEP están propensos a operar en condiciones anormales que generalmente se relacionan con fallas en el sistema. En esta sección se analiza cómo deberían reaccionar los GD ante condiciones anormales de operación. El objetivo primordial es la seguridad en el personal de mantenimiento de la empresa de servicio, público en general, y además proteger los equipos conectados a la red, incluido el GD.

2.3.7.1 Fallas en el SEP de área

En caso de fluctuaciones en el sistema, la interconexión del GD debe detectar la condición de falla y desconectarse del sistema, en un tiempo máximo de 2 segundos.

2.3.7.2 Reconexiones en el SEP de área

Después de una perturbación, la GD no debe reconectarse a menos que se encuentre en los rangos de voltaje de $\pm 5\%$ del voltaje nominal de la red y una frecuencia entre los 59,3 Hz y 60,5 [Hz].

2.3.7.3 Voltaje

El sistema de protección de la interconexión debe detectar el voltaje efectivo o el voltaje fase-fase. Cuando algún voltaje se encuentre entre los rangos de la tabla 2.2, el GD debe desenergizar al SEP de Área antes de que transcurra el tiempo de apertura definido en dicha tabla.

Tabla 2.2 Rangos de respuesta de GD ante condiciones anormales de voltaje [18]

Rango de Voltaje (% de V base)	Tiempos de apertura (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 88$	2,00
$110 \leq V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

El voltaje debe ser detectado en el PCC o en el punto de conexión del GD cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- a) La capacidad del GD conectado al PCC es ≤ 30 kW.
- b) El equipo de interconexión detecta una condición de isla para el sistema al cual va a ser conectado.
- c) La capacidad del GD es menor al 50% de la demanda eléctrica mínima integrada total del SEP Local durante un período de 15 minutos, la transmisión de potencia activa y reactiva al SEP de Área no es permitida.

2.3.7.4 Frecuencia

El sistema se debe desenergizar dentro de los tiempos establecidos para los rangos de frecuencia definidos en la Tabla 2.3.

El ajuste de los tiempos de salida de operación del GD por condiciones anormales debido a frecuencia debe ser coordinado con el operador del SEP de área.

Tabla 2.3. Tiempos de apertura para diferente capacidad y frecuencia

Tamaño GD	Rango frecuencia (Hz)	Tiempo apertura (s)
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
	$> 60,5$	0,16
> 30 kW	$< [59,8 - 57,0]$ (Operación Ajustable)	Ajustable de 0,16 a 300
	$< 57,0$	0,16

2.3.8 Condiciones de isla

2.3.8.1 Isla involuntaria

Cuando se da una condición de isla sin la intervención de la empresa operadora donde el GD energiza una parte del SEP de Área a través del PCC, el sistema de interconexión deberá detectar esta condición y desenergizar el SEP de Área al que está abasteciendo en un máximo de dos segundos, después de que se dio la formación de la isla eléctrica.

Esta condición se puede presentar por algunas condiciones como son:

- La capacidad agregada del GD es menor a la tercera parte de la carga mínima del SEP local.
- El GD se encuentra certificado para superar una prueba de inexistencia de islas, según aplique.

- La instalación del GD consta de protección de flujo de potencia inversa o mínima, detectado entre el punto de conexión del GD y el PCC, para este caso se aislará el GD si el flujo de potencia desde el SEP de Área hacia el SEP Local se encuentra por debajo del valor programado.
- El GD consta de otros recursos anti-isla como: 1) desplazamiento forzado de frecuencia o voltaje 2) disparos de transferencia de carga 3) controladores delimitadores de velocidad y excitación que logren mantener potencia y factor de potencia constantes.

2.4 Regulación N° ARCONEL 04/15

En esta regulación se establecen criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución a fin de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia del generador [53].

Para obtener la autorización de conexión por parte del ente regulador es necesario la realización de los siguientes estudios:

- Estudios de flujos de potencia
- Estudios de cortocircuitos
- Estudios de coordinación de protecciones
- Estudios de calidad de producto
- Estudios de estabilidad (No necesarios para todos los tipos de GRNC)

Y además condiciones para la operación como control de potencia activa y reactiva, respuesta ante fallas externas, entre otros.

Se establece del análisis de la norma IEEE 1547, la regulación del ARCONEL 004/15 y ARCONEL 003/18 los estudios y las condiciones de operación para la conexión de centrales de Generación Distribuida a la red [52]–[54].

2.4.1 Estudios necesarios para conectar GD a la red

2.4.1.1 Flujos de potencia

Se realizan estudios de flujos de potencia, teniendo presente la incorporación de la planta en escenarios de demanda máxima y mínima.

De los resultados de estos estudios se determina el cumplimiento de perfiles de voltaje en los nodos del sistema a ser conectado y la posibilidad de sobrecargas en equipamientos.

2.4.1.2 Cortocircuitos

Se realizan estudios de cortocircuitos trifásicos tomando en cuenta condiciones de demanda y topología de la red.

Se verifica que no se supere los niveles de potencia de cortocircuito que pueden soportar los equipos existentes en la red.

2.4.1.3 Coordinación de protecciones

Se realiza este estudio para coordinar los sistemas de protecciones del generador a instalarse y de la línea de interconexión con las protecciones existentes en el sistema a ser conectado el recurso distribuido. Se debe garantizar la coordinación de las protecciones para cualquier escenario de operación del generador y de la red.

2.4.2 Condiciones operativas para generación distribuida conectada a la red

2.4.2.1 Condiciones de voltaje y frecuencia

La generación distribuida conectada a la red debe operar con valores de voltaje y frecuencias nominales del sistema, si estos valores llegarán a sobrepasar los límites superior o inferior anteriormente establecidos se procederá a la desconexión del mismo en los tiempos estipulados.

2.4.2.2 Condición de isla involuntaria

El recurso distribuido no debe funcionar en isla, en caso de darse este escenario el sistema de protecciones debe detectar esta condición y desenergizar la generación en el PCC.

2.4.2.3 Control de potencia reactiva y voltaje

La GD debe tener la capacidad de generar y absorber potencia reactiva como requerimiento para transmitir potencia activa.

Debe tener capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso hasta 0,95 en adelanto.

Se debe contar con control automático de voltaje en el PCC si las condiciones del sistema lo requieren.

Tabla 2.4. Niveles máximos de armónicos de voltaje (% voltaje nominal) [20]

Orden de la Armónica	Medio Voltaje ($0,6kV \leq Vn < 40kV$)	Alto Voltaje ($40kV \leq Vn$)
<i>Armónicas Impares No Múltiplo de 3</i>		
5	5	2
7	4	2
11	3	1,5
13	2,5	1,5
$17 \leq h \leq 49$	$1,9 \times \frac{17}{h} - 0,2$	$1,2 \times \frac{17}{h}$
<i>Armónicas Impares Múltiplo de 3</i>		
3	4	2
9	1,2	1
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
$21 < h \leq 45$	0,2	0,2
<i>Armónicas Pares</i>		
2	1,8	1,4
4	1	0,8
6	0,5	0,4
8	0,5	0,4
$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \times \frac{10}{h} + 0,22$	$0,19 \times \frac{10}{h} + 0,16$
THD (%)	6,5	3,0

2.4.2.4 Niveles máximos de armónicos

Los niveles de armónicos en la onda de voltaje que entrega la generación distribuida no deberán superar los valores de la tabla 2.4 que se expresan en porcentaje con respecto al valor de la magnitud del voltaje nominal.

2.4.2.5 Variaciones periódicas de amplitud de voltaje

Para variaciones de amplitud de voltaje se deberá tomar en cuenta dos indicadores.

- Indicador de variaciones de voltaje a corto plazo (Pst): Mide la severidad de las variaciones de voltaje a corto plazo, con intervalos de 10 min
- Indicador de variaciones de voltaje a largo plazo (Plt): Mide la severidad de las variaciones de voltaje a largo plazo, con intervalos de 2 horas

La instalación de GD no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites individuales establecidos en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Niveles máximos de flicker [20]

Indicador	Límite
Pst_{max}	0,35
Plt_{max}	0,25

3. CASO DE ESTUDIO

Como se menciona en el alcance de este trabajo, se desarrolla una metodología para la proyección de demanda por medio de un modelo estadístico de regresión lineal múltiple para pronosticar el período de tiempo en que los picos de demanda son más altos, y mediante el uso del software de simulación CYME se propone una medida de abastecimiento de generación distribuida en uno de los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Quito.

3.1 Situación actual de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) incluye a las provincias de Pichincha y Napo. Su infraestructura incluye 40 subestaciones, 193 circuitos primarios, 8.415,43 km de red primaria en medio voltaje y 9.636,23 km de red secundaria en bajo voltaje. Los valores nominales de voltajes existentes, en los diferentes componentes del sistema de la EEQ, son los que se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Voltajes de servicio de la EEQ

Etap	Voltaje
Transmisión y sub transmisión	46 kV, 69 kV, 138 kV
Alimentadores y redes primarias de distribución	6,3 kV, 22,8 kV GrdY /13,2 kV, 13,2 kV GrdY / 7,62 kV
Circuitos secundarios trifásicos	220 V / 127 V
Circuitos secundarios monofásicos	240 V / 120 V

Cuando una central de generación se conecta al sistema eléctrico a nivel de distribución, es decir, a sus alimentadores primarios, circuitos trifásicos y monofásicos, dicha generación puede considerarse distribuida. Del tamaño de la generadora y de la capacidad de la red de distribución depende el tipo de interconexión requerida para el transporte de energía producida. En [1], [20] se exponen ciertos criterios como ejemplo para interconexión de generación dependiendo del nivel de voltaje de la red, tal como se muestra a continuación:

Tabla 3.2. Ejemplo de capacidades máximas de generación por nivel de voltaje de la red

Localización en la Red	Capacidad Máxima de Generador
En la red de 400 V	50 kVA
En la barra de 400 V	200 -250 kVA
En redes de hasta 11 kV	2 - 3 MVA
En barras de hasta 11 kV	Hasta 8 MVA
En red o barra de 15 a 20 kV	6,5 a 10 MVA
En la red de 63 a 90 kV	10 40 MVA

3.1.1 Subestación Río Coca (16)

Para tener un enfoque más objetivo del estado de los alimentadores primarios es necesario conocer como está conformada el área de influencia de la subestación Río Coca que se muestra en la Figura 3.1. Esta se encuentra situada en el sector norte del Distrito Norte de la ciudad de Quito, parroquia El Batán, específicamente sobre la Avenida Río Coca y calle De las Hiedras.

Es una subestación tipo compacta que forma parte del sistema de subtransmisión de la EEQ, servida desde la red de subtransmisión a 46 kV por medio de cables encapsulados sumergidos en aceite mineral al vacío. Los disyuntores tienen cámaras de ruptura al vacío. La salida hacia los alimentadores primarios del sistema de distribución se hace a un voltaje de 6,3 kV. La potencia total instalada es de 40 MVA.

Las partes principales de la subestación 16 son las siguientes:

- Un total de ocho alimentadores actualmente en servicio: A, B, C, D, E, F, G, H.
- Disyuntor en reserva: fuera de cabina
- Banco de capacitores 3,5 y 4,8 MVA
- Dos transformadores Meiden, Japoneses 15/20 MVA, con refrigeración tipo ONAN/ONAF
- Dos relés de regulación marca Master/Slave
- Cuatro unidades de circuito con cuatro disyuntores de 46 kV en vacío
- Siete seccionadores de línea
- Ocho seccionadores de puesta a tierra.
- Doce pararrayos de 39 kV
- Ocho cabinas de salidas de alimentadores de 6,3 kV y banco de capacitores
- Dos cabinas de alimentación de 6,3 kV
- Banco de baterías de 125 V DC, para ocho horas de servicio a protecciones y operación
- Transformador para servicios auxiliares: iluminación, protecciones y operación
- Sistema contra incendios

Los transformadores de potencia alimentan a un grupo de barras a 6,3 kV de las cuales se derivan los alimentadores primarios codificados como: 16A, 16B, 16C, 16D, 16E, 16F, 16G y 16H. A continuación, se puede tener una apreciación espacial aproximada del área de influencia de cada uno de los alimentadores.

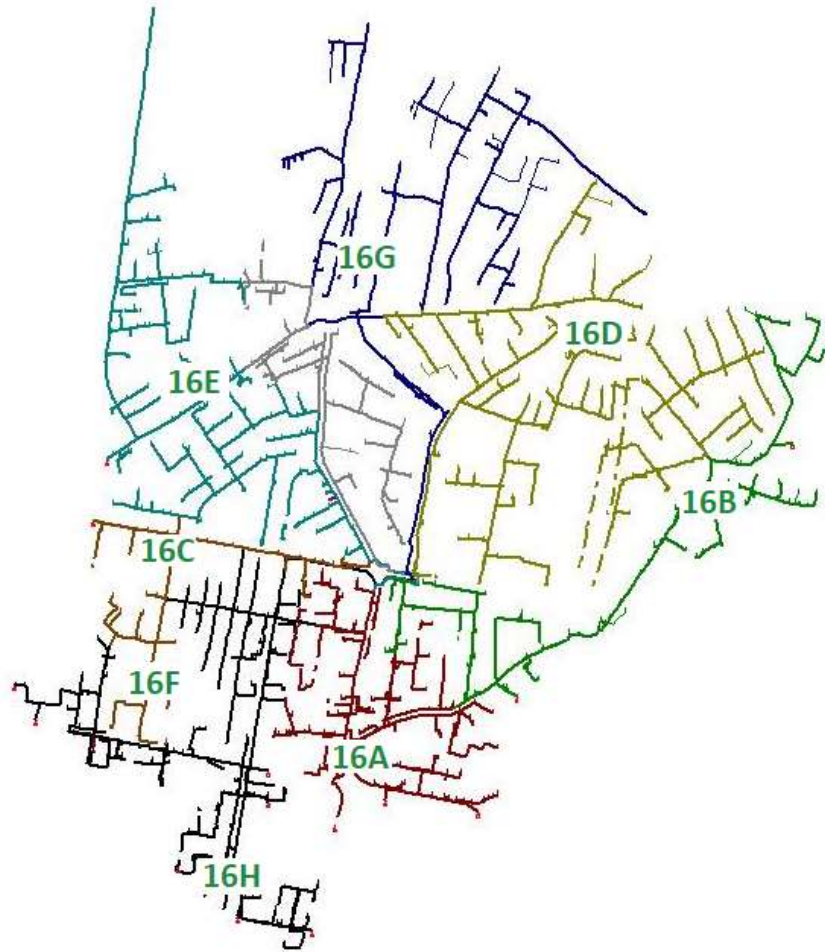


Figura 3.1. Áreas de influencia por alimentador primario en la subestación 16

La topografía de estos alimentadores es consecuencia del aumento de la demanda, restringiéndose una planificación más a detalle por lo que la subestación Rio Coca tiene una de las mayores densidades de carga concentrada en el área de concesión de la EEQ, sirviendo a carga residencial, comercial e industrial. Para el caso de estudio se ha escogido el alimentador 16G.

3.1.2 Primario 16G

Es un alimentador longitudinalmente extendido de aproximadamente 4 Km, tiene muy pocas derivaciones secundarias. En su mayoría es de configuración aérea, el troncal primario empieza en la Av. de las Palmeras hacia la calle De las Brevas, interseca la Av. El Inca y finaliza alimentando la ciudadela Dammer II.

A lo largo del circuito se encuentran algunos clientes industriales como son; Coca Cola, SECAP, LANAFIT, las cuales incrementan la demanda del alimentador.

3.2 Bases de datos de demanda eléctrica en redes primarias de la EEQ

Dentro de la plataforma ORACLE, visualizada por medio de una interfaz conocida como Sistema de Información de Distribución (SDi) se encuentra la información de varios registros eléctricos desde el año 2006, estos son usados por diferentes departamentos para monitoreo, generación de reportes y planificación operativa de los alimentadores primarios y subestaciones de distribución AV/MV. Entre la información obtenida por los canales de información se tiene voltajes, corrientes, energía consumida, demanda activa y reactiva y factor de potencia trifásico, un ejemplo se muestra en la Figura 3.2.

En base a los parámetros antes indicados, es posible identificar el comportamiento operativo de los primarios, tener una idea de las variaciones diarias, semanales, mensuales, etc, de la demanda y tener datos para pronosticar una tendencia en el consumo. Además, es posible identificar variaciones de datos que se deben a salidas de servicio totales o parciales, transferencias de carga temporales o permanentes, las cuales se traducen en valores atípicos que deben recibir un eventual tratamiento de validación.

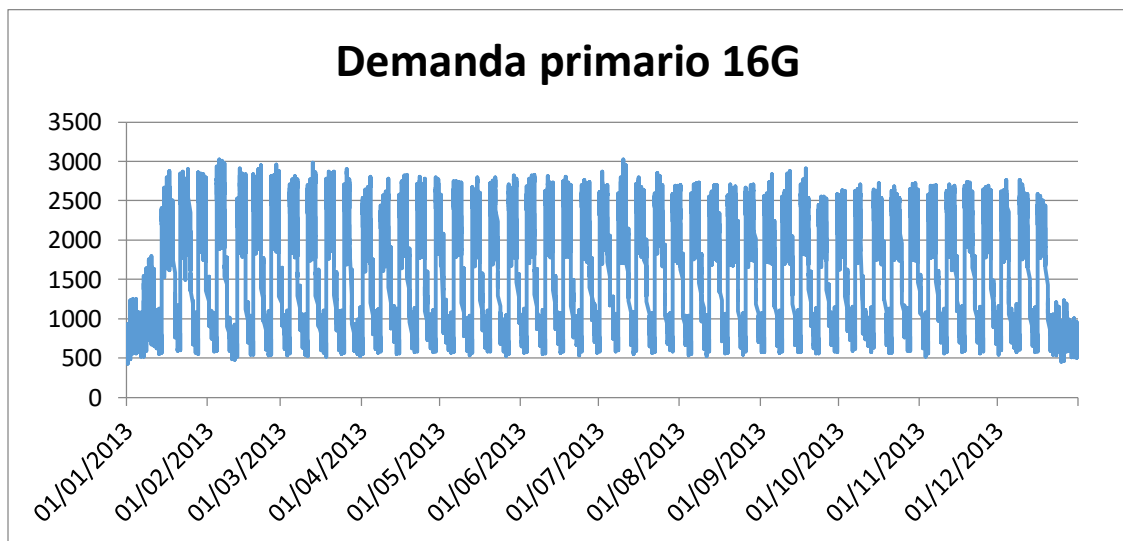


Figura 3.2 Demanda registrada del primario 16G período 2013

En el desarrollo del tratamiento de datos se implementa un algoritmo en base a series temporales que elimine los datos atípicos, su código elaborado en Matlab se presenta en el ANEXO II. De esta manera se obtienen datos manejables para la predicción de la demanda.

3.3 Diagrama de flujo para determinar la magnitud de generación distribuida requerida en un AP con clientes industriales durante horas pico

En la Figura 3.3 se detalla el diagrama de flujo usado para determinar la magnitud de generación distribuida requerida en un AP con clientes industriales durante horas pico desarrollo en el presente trabajo.

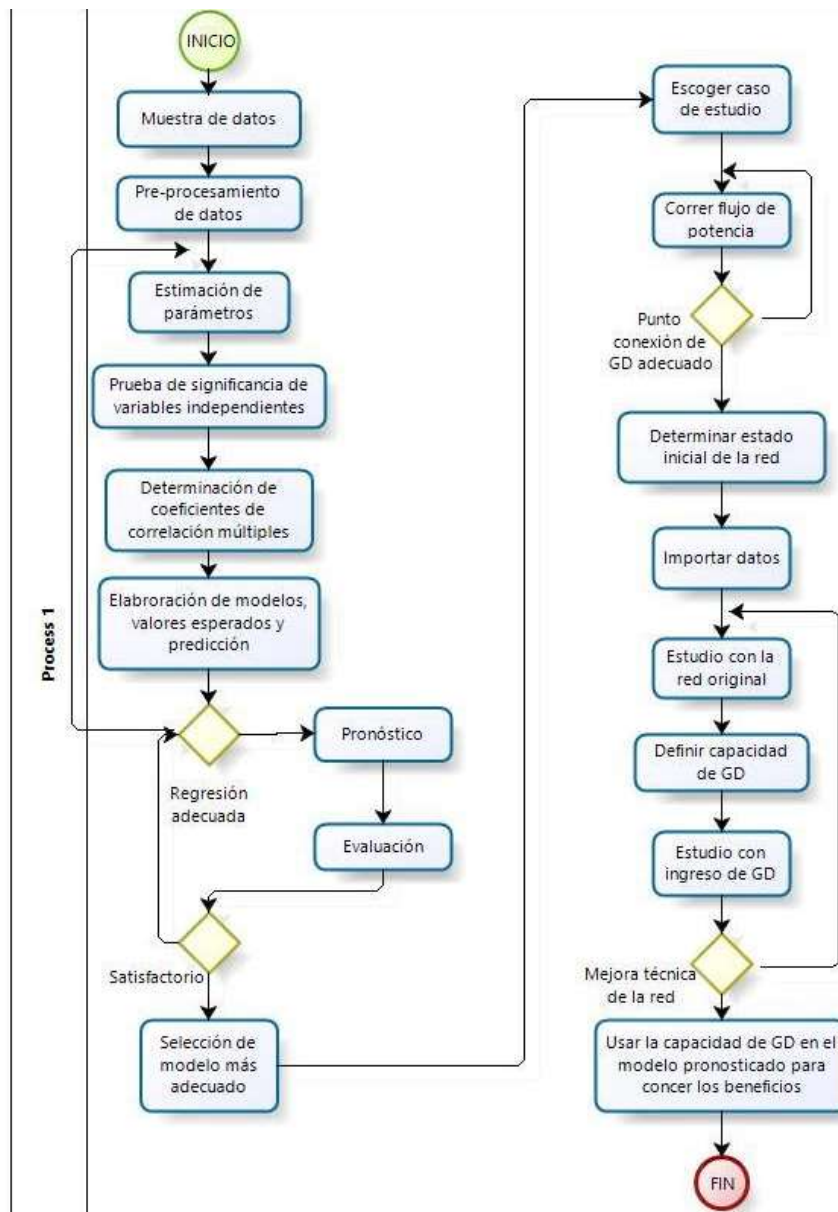


Figura 3.3. Diagrama de flujo para el desarrollo del estudio

El proceso de proyección de demanda con un método estadístico cuenta con dos subprocesos: el primero de predicción de demanda basada en el consumo histórico por medio de regresión lineal múltiple, el segundo en base a los resultados de la

implementación técnica de un método de generación distribuida y la implementación estadística en el algoritmo de la demanda pronosticada para visualizar el nuevo pronóstico al ingresar la generación adicional conectada a un SEP de área.

3.3.1 Pre-procesamiento de datos

Dentro de la base de datos del SDi se encuentra la información del inventario eléctrico de las redes de distribución, de la información disponible se utilizan en el presente trabajo los datos que tengan un impacto directo sobre la demanda eléctrica por lo que se generan archivos con información relevante.

Se ha provisto de un archivo de datos llamado `demo_data.xls` en donde se tienen con información de fecha, hora, corriente y carga, para el pre-procesamiento y limpieza de datos de tal manera que se puedan utilizar.

La limpieza de datos consiste en descubrimiento y corrección o eliminación de registros de datos erróneos de una tabla o base de datos. El proceso de limpieza de datos permite identificar datos incompletos, incorrectos, inexactos, no pertinentes, etc. y luego substituir, modificar o eliminar estos datos atípicos. Después de la limpieza, la base de datos podrá ser compatible con otras bases de datos similares en el sistema.

Es importante que los datos no sean cero, al tratarse de mediciones de potencia y temperatura un dato cero seguramente tiene como interpretación un error en la medición, o un posible daño temporal en el equipo que se usó para la toma de datos históricos. Por lo tanto, usando el código de Matlab en el ANEXO II se analizará los datos, verificando que cantidad de ellos corresponden a valores atípicos que pueden ser 0 (cero) o números muy elevados por fuera de lo normal. Varios de los métodos que se pueden usar para tratar estos valores erróneos se abordaron en el punto 1.5.3, para este caso se usa la media de valores históricos que se repiten en la fecha y hora que arrojaron el error [7].

3.3.2 Predicción de perfiles de carga en un alimentador primario a base de técnicas de minería de datos

Por medio de minería de datos, basado en modelos estadísticos, se obtienen los perfiles de carga a lo largo del alimentador primario, a fin de obtener el estado de su cargabilidad y la magnitud de sus pérdidas, conociendo los escenarios típicos de consumo de energía, la duración de los mismos y la tendencia de la proyección de demanda en un intervalo de tiempo determinado.

La política energética busca constantemente un aprovechamiento eficiente de los recursos, satisfaciendo las necesidades de energía requeridas con un menor costo. No obstante, el problema de la predicción de la demanda eléctrica es de una gran complejidad puesto que depende no linealmente de diversos factores, algunos de los cuales no son tan fáciles de predeterminar con exactitud (temperatura, desarrollo económico de la región) y que por lo tanto deben a su vez ser estimados, lo que limita la aplicación de los modelos a un corto espacio temporal. Además, durante la modelización del problema deben de ser considerados los factores estacionales y locales, causados por ejemplo por la presencia de días festivos. Para el desarrollo del presente trabajo se dispone de datos correspondientes a la medida en intervalos de una hora, de la demanda eléctrica durante los años 2013 a 2017, así como de la corriente media en el mismo período. Con estos datos se encaminará el desarrollo del modelo a intentar predecir la demanda máxima de carga diaria.

En vista de que se pueden utilizar variedad de datos disponibles para esta modelación de la carga eléctrica, tanto desde el punto de vista espacial como temporal, las posibles metodologías a utilizar se ven condicionadas. Se opta por desarrollar interacciones entre varios modelos de demanda basados en recomendaciones del estado del arte y las sugerencias hechas por diferentes departamentos de la Empresa Eléctrica Quito.

Con las consideraciones anteriores, se debe elaborar un proceso de evaluación comparativa para lo cual se presentan algunas sugerencias, sin ser estas limitantes a las distintas alternativas que se puede tener:

- Aplicabilidad; el proceso debe utilizar los recursos tangibles (recursos humanos y bases de datos) de la empresa de distribución. Por ejemplo, si la empresa no puede obtener el historial de datos de humedad relativa, el modelo de referencia no debe incluir esa información como variable predictiva.
- Simplicidad; el modelo debe ser fácilmente interpretable y no debe requerir demasiado esfuerzo en considerarse.
- Reproducibilidad; el proceso de evaluación comparativa debe ser documentable, y la evaluación comparativa debe ser reproducible en función de la información. Por lo tanto, no se debe involucrar demasiados juicios subjetivos. El modelo y la documentación asociada deben ser consistentes.
- Precisión; Aunque la precisión no es el criterio de evaluación más importante para un modelo, las características más destacadas de la serie de carga deben capturarse

durante el proceso de evaluación comparativa, que debe dar como resultado un nivel de precisión mucho más alto que un pronóstico ingenuo.

Con las consideraciones anteriores, se adopta un enfoque basado en la regresión para producir el modelo de evaluación comparativa y luego se personaliza para convertirse en un modelo de producción para una empresa de servicios públicos [20].

Se aplica para los fines pertinentes un método de regresión lineal múltiple para identificar y cuantificar los factores que afectan la carga eléctrica. Estos factores se obtienen a través de un proceso iterativo de trazado, interpretación y pruebas. Aprovechando la interacción entre varios modelos (efectos cruzados), el modelo resultante ofrece las percepciones de los patrones estacionales y las variaciones dentro de cada uno de los tipos de componentes estacionales, como puede ser el día, la semana o el año. Este enfoque de modelamiento se usa para generar un pronóstico de carga eléctrica que podría utilizarse en la planificación del uso de generación distribuida a lo largo de un alimentador primario de la EEQ.

3.3.3 Características generales de la carga

Para iniciar el proceso se toma como base los cinco primeros años de carga del alimentador primario en estudio (en KW) y los datos de corriente en (A), que forman parte de la base de datos de la empresa se muestran gráficamente en la Figura 3.4. La información contenida en estos registros es usada por la EEQ para monitorear el comportamiento de las redes de distribución. Los medidores instalados en las subestaciones adquieren información relevante en intervalos programados de 15 minutos. Como se mencionó anteriormente, los primeros cinco años (2013-2017) de datos se utiliza para entrenar el algoritmo de predicción y generar un modelo, mientras que la carga en 2018 se utiliza como una muestra de espera para probar la validez de los modelos. En la Figura 3.4 se identifica el comportamiento operativo del alimentador primario 16 G cuyas características generales se citan a continuación.

- 1) Se aprecia una tendencia creciente cada año. Esta tendencia de aumento de consumo se debe a diversos factores como adquisición de nuevos o de más equipos eléctricos o electrónicos por parte de los usuarios residenciales, cambios en las actividades económicas y conductuales de la población, aumentos de procesos y por expansión de la industria. La tendencia creciente o decreciente en intervalos de tiempo suele hacer referencia a las actividades humanas, crecientes en el consumo de electricidad a lo

largo de los años. Las actividades humanas que incluyen desarrollo resultan en más clientes, y/o el cambio de los comportamientos de uso final.

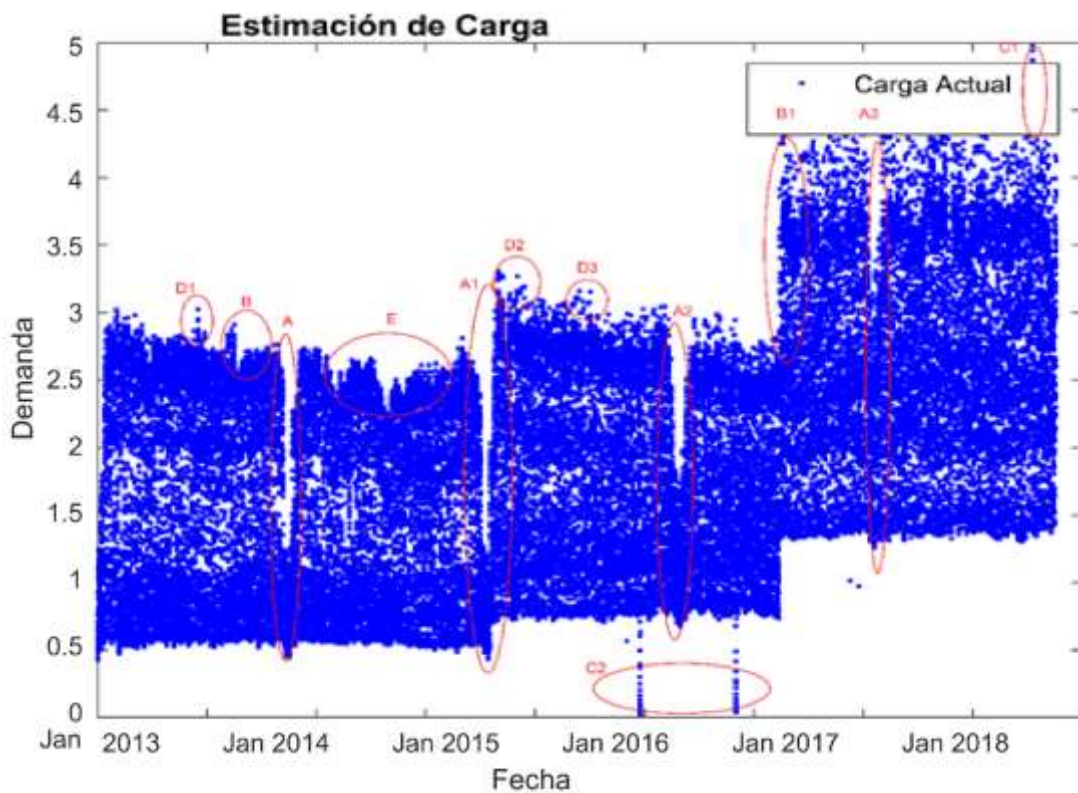


Figura 3.4. Modelo de Carga

- 2) Las Figuras 3.4 (A), (A1), (A2) y (A3) muestran el consumo típico de carga durante las fechas correspondientes a festividades del mes de diciembre en las que es común que las industrias y comercios paran sus actividades temporalmente.
- 3) El comportamiento operativo del alimentador 16 G presenta dos transferencias importantes de carga, la primera registrada el 03 de enero de 2016 Figura 3.4 (B) en una operación de conexión con el alimentador primario 16 H y la segunda transferencia el 21 de junio de 2017 en el que se transfirió carga del primario 16 E Figura 3.4 (B1).
- 4) Las Figuras 3.4 (C1) y (C2) indican transferencias de carga temporales causadas por la operación de las redes.
- 5) Las Figuras 3.4 (D1), (D2) y (D3) muestran picos de consumo inusuales y la Figura (E) un consumo resultado de renovación de planta industrial conectada a la red.
- 6) El pico de la época de invierno o de temperaturas más bajas es mayor que el pico de verano o de temperaturas menos bajas para cada año, lo que podría indicar que la electricidad adicionalmente se podría estar utilizando para medios de calefacción en invierno.

- 7) En la zona sierra del Ecuador no hay muchas variaciones en cuanto a las estaciones del año, sin embargo, hay meses cuyas temperaturas son más bajas que en otros, por lo que se aprecia un pico especialmente en el período de carga máxima en invierno y un valle en el período de carga en verano para cada año, lo que lleva a suponer un patrón estacional.
- 8) Se aclara más adelante si hay una estacionalidad de las actividades humanas que tienen un efecto sobre la carga en los datos mensuales.

Con las observaciones anteriores, se define una variable para capturar la tendencia creciente asignando un número natural cada hora en el orden natural. Por ejemplo, la variable de tendencia para la primera hora en 2013 es 1, la segunda hora en 2013 es 2, y así sucesivamente. Cabe señalar que tal tendencia solo pertenece a las empresas de servicios públicos con un territorio de servicio estable y economía local [19].

A continuación, se muestran diversas consideraciones que se han tomado en cuenta para la creación de las variables que se usarán en los diferentes modelos usando un algoritmo desarrollado en el software Matlab.

3.3.4 Configuración de variables y creación de modelos para predicción

En esta sección se hace un análisis comparativo para evaluar y comparar los métodos de regresión de aprendizaje de máquina disponibles. Se predice la carga eléctrica horaria que combina diferentes variables en nueve modelos diferentes [20], de los cuales se presentan en el desarrollo del trabajo los que tuvieron resultados más satisfactorios. En primer lugar, el mejor subconjunto del conjunto de datos se explora entre todos los subconjuntos de características en los experimentos. A continuación, se busca el método de regresión de aprendizaje automático más exitoso para predecir la demanda horaria que se obtendría con cada modelo comparándolo con los datos del año 6 que se toman como datos reales [28].

Se construye el modelo usando las variables desarrolladas anteriormente. La Tabla 3.1 muestra la configuración de la variable para los 6 modelos representativos. En cada cuadro se indicará la variable correspondiente que está seleccionada en el modelo. Por ejemplo, en el modelo M3, hay cuatro tipos de variables: Tendencia, $INC * INC_{ID}$, $INC^2 * INC_{ID}$ y Mes. Como se mencionó anteriormente, los datos del año 2013 a 2017 se utilizan como muestra de entrenamiento y los datos del año 2018 se utilizan como muestra de prueba. Con el propósito de utilizar estas variables, el programa de Matlab se desarrolla de tal manera que

las almacene en su biblioteca para poder llamarlas el momento que se estén generando los modelos que se usan en la regresión múltiple [20].

Para determinar los parámetros $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_p$ que son desconocidos, estos deben ser estimados, usando la muestra de datos disponible. Se aplica el método de mínimos cuadrados para la estimación encontrado por medio de la Ecuación 3.1.

$$Y_t = \hat{\beta}_0 + \sum_{i=1}^p \hat{\beta}_i X_{ti} + e_t$$

Ecuación 3.1. Método de mínimos cuadrados para estimación de parámetros

Donde:

Y_t =Variable dependiente a pronosticar en el período t

$\hat{\beta}_0$ y $\hat{\beta}_i$ = Estimadores muestrales

X_{ti} = Variables independientes

e_t = Perturbación o error de estimación

Para la estimación de la variable dependiente se usa la Ecuación 3.2.

$$Y_t = \hat{Y}_t + e_t$$

Ecuación 3.2. Estimación de variable dependiente

Donde:

Y_t = Variable dependiente observada en el período t o real

\hat{Y}_t = Estimación de la variable dependiente o valor calculado

La suma del cuadrado de los errores se utiliza la Ecuación 3.3.

$$\sum_{t=1}^n e_t^2 = \sum_{t=1}^n (Y_t - \hat{Y}_t)^2 = \sum_{t=1}^n (Y_t - \hat{\beta}_0 - \sum_{i=1}^p \hat{\beta}_i X_{ti})^2$$

Ecuación 3.3. Suma del cuadrado de los errores

Derivando de esta expresión con respecto a $\hat{\beta}_0$ y $\hat{\beta}_i$ e igualando a cero se tiene la expresión matricial [55]:

$$\begin{bmatrix} \sum_{t=1}^n X = n & \sum_{t=1}^n X_{t1} & \sum_{t=1}^n X_{t2} & \dots & \sum_{t=1}^n X_{tn} \\ \sum_{t=1}^n X_{t2} & \sum_{t=1}^n X_{t1}^2 & \sum_{t=1}^n X_{t1}X_{t2} & \dots & \sum_{t=1}^n X_{t1}X_{tn} \\ \sum_{t=1}^n X_{t1} & \sum_{t=1}^n X_{t2}X_{t1} & \sum_{t=1}^n X_{t2}^2 & \dots & \sum_{t=1}^n X_{t2}X_{tn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{t=1}^n X_{t1} & \sum_{t=1}^n X_{tn}X_{t1} & \sum_{t=1}^n X_{tn}X_{t2} & \dots & \sum_{t=1}^n X_{tn}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\beta}_0 \\ \hat{\beta}_1 \\ \hat{\beta}_2 \\ \vdots \\ \hat{\beta}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{t=1}^n Y_t \\ \sum_{t=1}^n Y_t X_{t1} \\ \sum_{t=1}^n Y_t X_{t2} \\ \vdots \\ \sum_{t=1}^n Y_t X_{tn} \end{bmatrix}$$

Resolviendo las ecuaciones se encuentran los estimadores de los parámetros de la regresión se llega a la Ecuación 3.4.

$$\hat{\beta}_0 = \bar{Y} - \hat{\beta}_i \bar{X}$$

Ecuación 3.4. Regresión lineal múltiple

Tabla 3.1. Configuración de variables para los 6 modelos

Test#	Trend	Mes	INC INC _{ID} * Mes	INC ² INC _{ID} Mes	Hora	INC INC _{ID} Hora	INC ² INC _{ID} Hora	DINC INC _{ID} Hora	Hora D1	D2 Hora
M1	X	X	X	X						
M2	X	X	X	X	X					
M3	X	X	X	X	X	X	X			
M4	X	X	X	X	X	X	X	X		
M5	X	X	X	X		X	X	X	X	
M6	X	X	X	X		X	X	X		X

3.4 Método de regresión lineal múltiple

El desarrollo del programa en el Software Matlab se presenta en el ANEXO II. Desarrollando el método de mínimos cuadrados de la Ecuación 3.1 en el software, la mejor línea de ajuste se puede encontrar minimizando la suma de los cuadrados de la distancia vertical de cada punto de datos en la línea. Según el modelo de regresión lineal múltiple la variable dependiente está relacionada con dos o más variables independientes.

Utilizando el procedimiento descrito para la proyección de demanda y considerando la base de datos del primario 16 G, para todos los modelos se presenta como línea punteada en color azul los datos de muestra del año 6 y en línea punteada de color rojo los resultados

pronosticados como se puede ver en la Figura 3.4, se presenta el análisis de los casos que mostraron mejores resultados. Los casos menos satisfactorios se detallan en el ANEXO III.

3.4.1 Efecto del mes

La influencia del mes sobre la demanda eléctrica es una variable con impacto determinante sobre los modelos y es considerada a través de diferentes factores.

Entre estos factores se encuentra el efecto de la temperatura, pero también se encuentran el número de horas de luz, los períodos vacacionales etc. Este efecto se introdujo en el modelo considerando dos variables periódicas correspondientes al día y mes (con período 365 y 12 respectivamente). Así, realizando esta transformación se introduce continuidad entre los meses de enero de 2013 y diciembre de 2017 [20], obteniéndose el gráfico de la Figura 3.5 en la que se aprecian los siguientes detalles.

- 1) La Figura 3.5 muestra los segmentos de los 12 bloques mensuales que se pueden juntar para construir las gráficas de carga y corriente.

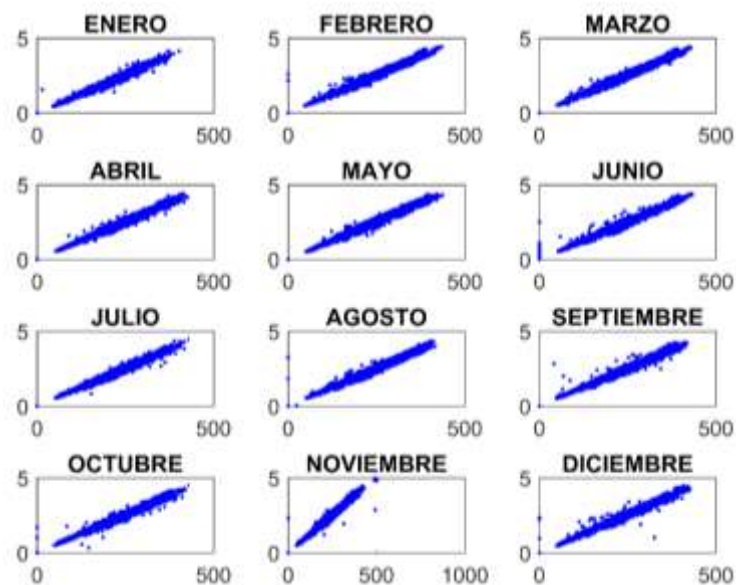


Figura 3.5. Carga mensual acumulada

- 2) Los niveles de los bloques que aparecen en la Figura 3.5 parecen variar en diferentes meses. Por ejemplo, el nivel del gráfico de carga en julio y agosto es más pronunciado que en los meses anteriores. Esto se tiene una explicación en cuanto al consumo de energía ya que uno de los usuarios industriales conectado al alimentador programa sus mantenimientos en esos meses. Los centros educativos del sector que tienen sus fechas de vacaciones también en esos meses.

- 3) Se observa además que en los meses de noviembre y diciembre la pendiente de crecimiento parece ser más empinada ya que son épocas de mayor producción por demandas de producción festivas.

Las observaciones anteriores sugieren que se puede usar una relación entre carga y corriente y relacionarla además con las variaciones de consumo para cada mes individualmente. Por lo tanto, si se considera al mes del año como una variable ficticia (Mes), y también se considera los términos de interacción $INC * INC_{ID} * Mes$ y $INC^2 * INC_{ID} * Mes$ [10], [56]. Por lo que la Ecuación 3.5 de regresión lineal múltiple aplicada a estos modelos es como sigue:

$$Y_1 = \beta_0 + \beta_1 * Mes + \beta_2 * INC * INC_{ID} * Mes + \beta_3 * INC^2 * INC_{ID} * Mes$$

Ecuación 3.5. Regresión lineal múltiple para modelo M1

Una vez que se ha determinado la ecuación que sirve para desarrollar el modelo 1 de regresión lineal múltiple, se elabora el código en Matlab desarrollando las variables respectivas. La Figura 3.6 muestra del detalle de la simulación del pronóstico de demanda para el modelo 1.

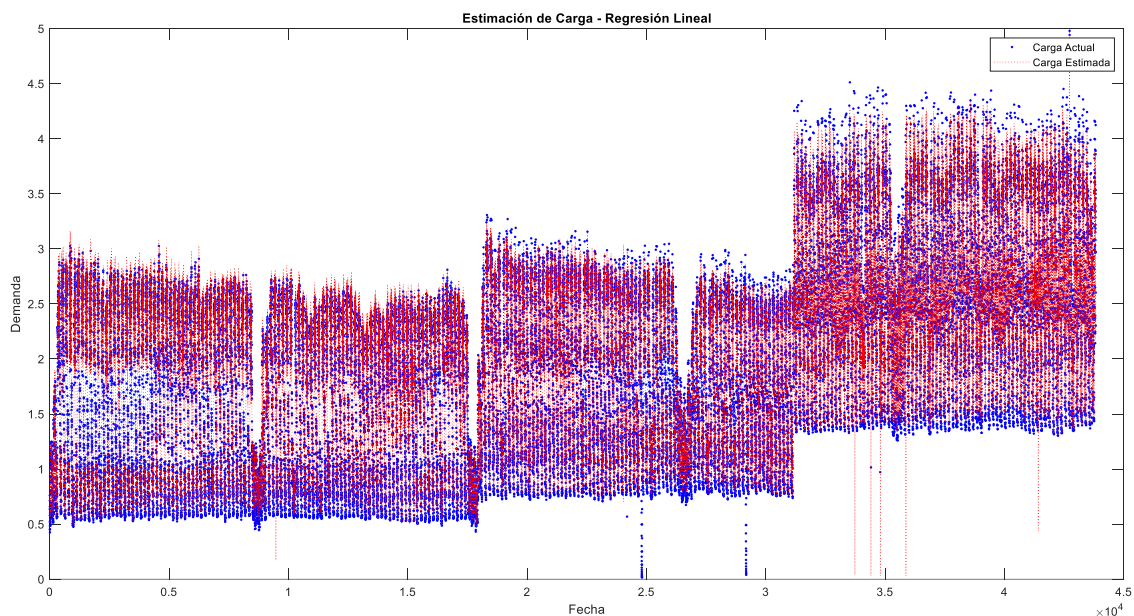


Figura 3.6. Regresión Lineal Múltiple para el Modelo M1

En la Figura 3.6 se aprecia los puntos en color azul que son el resultado de las mediciones registradas correspondientes al comportamiento de la carga durante los años 2013-2017. La línea punteada en color rojo muestra los datos entrenados para usarse en el pronóstico

de demanda del año 2018. Para el modelo 1 usando la variable de mes se obtiene un MAPE de 4,265 el cual puede ser reducido al usar y combinar diferentes tipos de variables.

3.4.2 Efecto Hora del día

Debido a los horarios del amanecer y la puesta del sol, la hora del día y el consumo de energía están correlacionados. A lo largo de un día es posible relacionar al consumo de energía eléctrica con otras variables útiles para el pronóstico tales como temperatura, corriente por el conductor, horarios de uso de energía, entre otros. Para ilustrar la estacionalidad de la carga a la resolución diaria, se obtienen 24 gráficos de dispersión de carga y de corriente, uno para cada hora del día. En la Figura 3.7 se aprecia que los niveles de carga cambian a lo largo del día. Los niveles (verticales) de los bloques parecen ser diferentes. Por ejemplo, dada la misma corriente, la carga a las 19:00 es más alta que a las 23:00, lo que sugiere que se pueden usar diferentes funciones para diferentes horas.

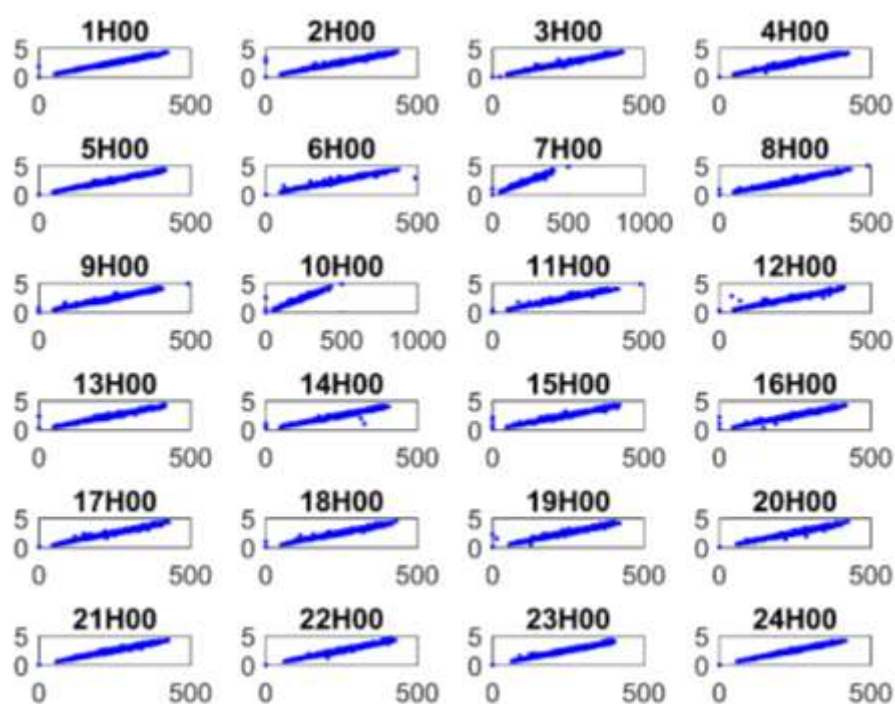


Figura 3.7. Carga horaria acumulada

Las posiciones horizontales de los bloques tienen pequeñas diferencias. Por ejemplo, el diagrama de carga a las 07:00 y a las 10:00 parece estar desplazado a la izquierda. Esto también sugiere el uso de diferentes funciones para modelar la relación carga-corriente para diferentes horas. Por otro lado, también indica que el uso de la energía durante la hora anterior puede afectar a la carga durante la hora actual.

Por lo tanto, se considera la hora del día como una variable ficticia (Hora), y también consideramos los términos de interacción $INC * INC_{ID} * Hora$ y $INC^2 * INC_{ID} * Hora$. Por lo que la Ecuación 3.6 se ajusta al modelo 2 de regresión lineal múltiple aplicada a las variables mes del año y día de semana como se muestra [10], [36]:

$$Y_2 = \beta_0 + \beta_1 * Trend + \beta_2 * Mes + \beta_3 * INC * INC_{ID} * Mes + \beta_4 * INC^2 * INC_{ID} * Mes + \beta_5 * Hora$$

Ecuación 3.6. Regresión lineal múltiple para modelo M2

Se elabora el código en Matlab utilizando la Ecuación 3.6 desarrollando las variables respectivas. La Figura 3.8 muestra el gráfico obtenido para el modelo 2. La línea punteada en color rojo para el modelo 2 permite obtener un MAPE de 4,229. Se nota una mejoría con respecto al modelo 1.

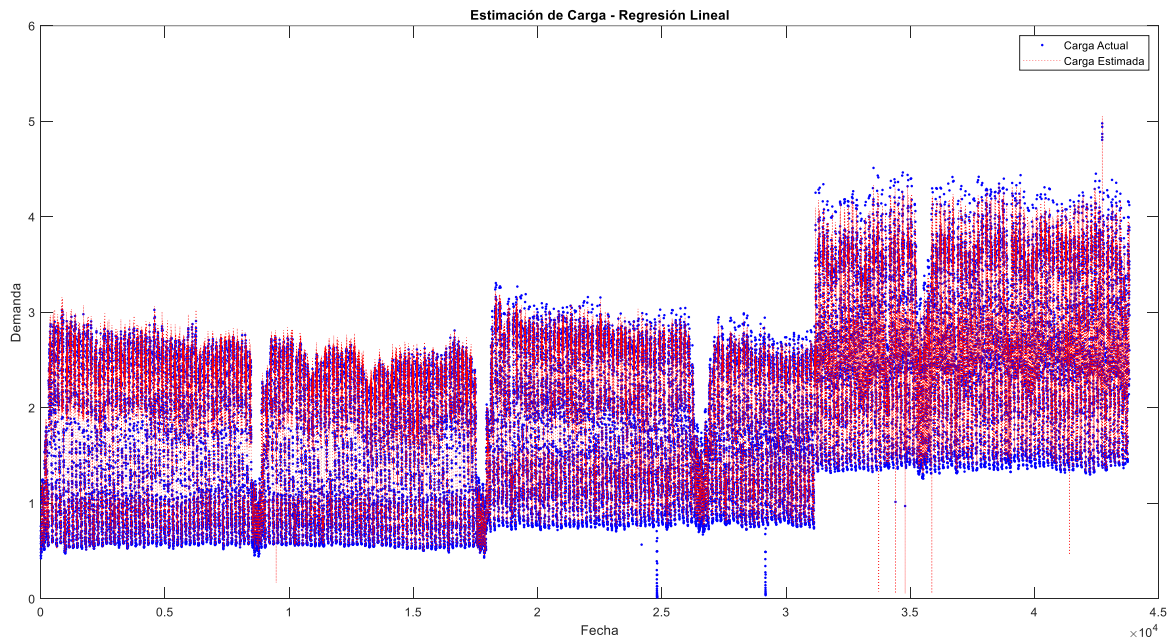


Figura 3.8. Regresión Lineal Múltiple para el Modelo M2

Se puede combinar las variables dependientes de tal manera que se busque un mejor ajuste en la precisión de la predicción, la referencia [36] sugiere una interacción entre variables como se aprecia en la Ecuación 3.7.

$$Y_3 = \beta_0 + \beta_1 * Trend + \beta_2 * Mes + \beta_3 * INC * INC_{ID} * Mes + \beta_4 * INC^2 * INC_{ID} * Mes + \beta_5 * Hora + \beta_6 * INC * INC_{ID} * Hora + \beta_7 * INC^2 * INC_{ID} * Hora$$

Ecuación 3.7. Regresión lineal múltiple para modelo M3

Utilizando las variables que se desarrollan en el código de Matlab y utilizando la Ecuación 3.7 se obtiene la Figura 3.8 que muestra el gráfico obtenido para el modelo 3. La línea punteada en color rojo para el modelo 3 permite obtener un MAPE de 4,118. La mejora en la precisión no ha mejorado en gran manera por lo que se busca interrelacionar variables diferentes.

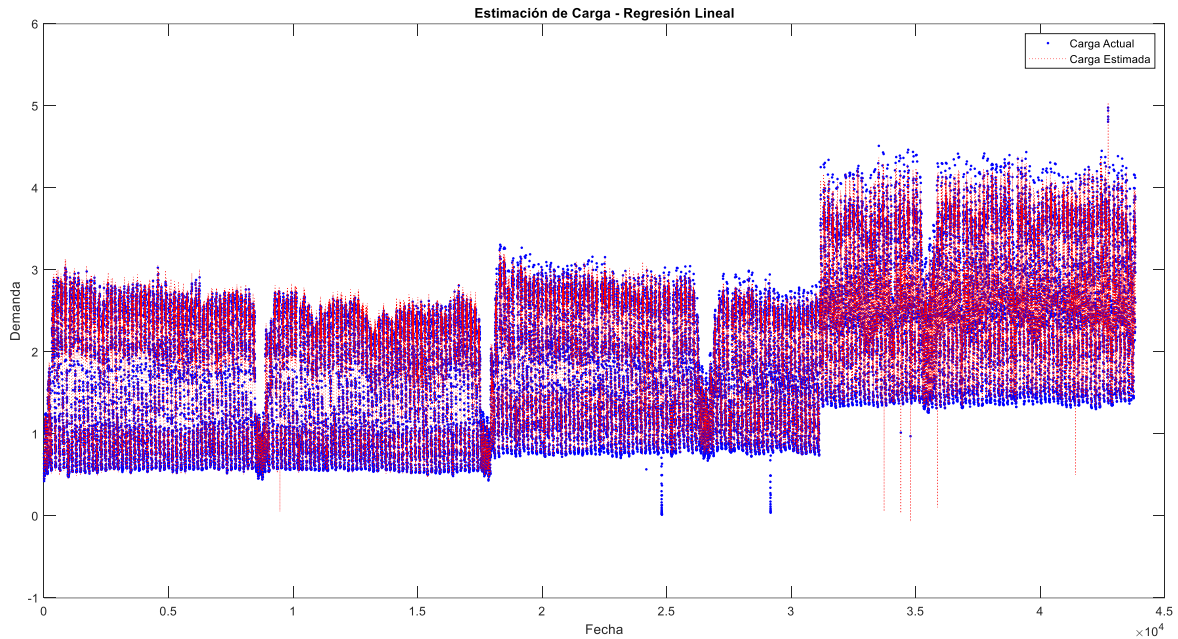


Figura 3.9. Regresión Lineal Múltiple para el Modelo M3

Para mejorar el efecto de estas variables, en las referencias [10] y [36] se sugiere considerar el término de interacción $DINC * INC_{ID} * Hora$, donde DINC representa la diferencia entre la corriente actual y la corriente de la hora anterior ($DINC = corriente\ actual - corriente\ de\ la\ hora\ anterior$). La Ecuación 3.8 se construye con la sugerencia anterior

$$Y_4 = \beta_0 + \beta_1 * Trend + \beta_2 * Mes + \beta_3 * INC * INC_{ID} * Mes + \beta_4 * INC^2 * INC_{ID} * Mes + \beta_5 * Hora + \beta_6 * INC * INC_{ID} * Hora + \beta_7 * INC^2 * INC_{ID} * Hora + \beta_8 * DINC * INC_{ID} * Hora$$

Ecuación 3.8. Regresión lineal múltiple para modelo M4

Introduciendo la variable que en el código de Matlab y utilizando la Ecuación 3.8 se obtiene la Figura 3.9 que muestra el gráfico obtenido para el modelo 4. La línea punteada en color rojo para el modelo 4 permite obtener un MAPE de 2,91. Para este caso se tiene una mejora considerable respecto a los modelos anteriores.

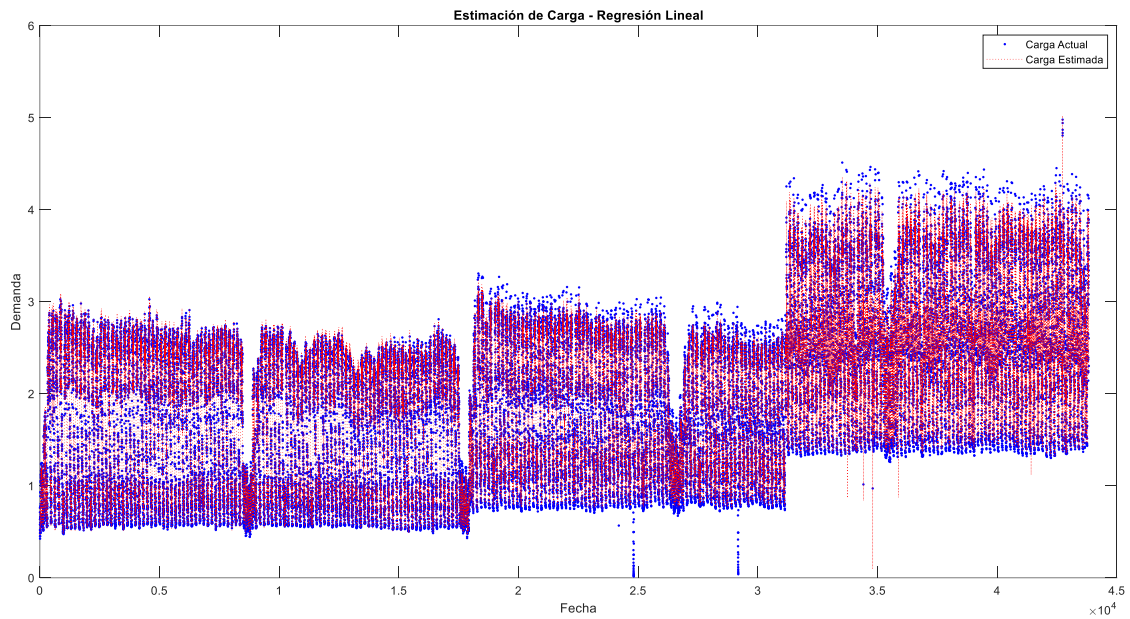


Figura 3.9. Regresión Lineal Múltiple para el Modelo M4

3.4.3 Efecto del día de la semana

Dado que no hay diferencias estadísticamente significativas entre las condiciones de consumo durante los días de una semana, la carga eléctrica en el bloque semanal se ve afectada principalmente por las actividades humanas. Las actividades humanas son diferentes en días de semana y fines de semana.

Para considerar las diferencias mencionadas, se utiliza una variable que representa los días de la semana, considerando para la construcción del modelo el efecto cruzado entre esta variable ficticia y la variable. Existen dos maneras clásicas de asignar los valores a esta variable ficticia en la literatura. Para la primera se definen tres grupos de días que tienen significancia en el efecto de consumo de energía: días de semana, sábados y domingos [1], a esta variable se le llama D1. Para la variable D2 se agrupan los días de la siguiente manera: lunes, otros días laborables, sábados y domingos [2].

Con el propósito de utilizar estas variables, el programa de Matlab se elabora de tal manera que las almacene en su biblioteca para poder llamarlas el momento que se estén generando los modelos que se usan en la regresión múltiple. Utilizando la sugerencia de la referencia [1] se construye la Ecuación 3.9.

$$Y_5 = \beta_0 + \beta_1 * Trend + \beta_2 * Mes + \beta_3 * INC * INC_{ID} * Mes + \beta_4 * INC^2 * INC_{ID} * Mes + \beta_5 * INC * INC_{ID} * Hora + \beta_6 * INC^2 * INC_{ID} * Hora + \beta_7 * DINC * INC_{ID} * Hora + \beta_8 * Hora * D1$$

Ecuación 3.9. Regresión lineal múltiple para modelo M5