



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

“DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO
MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA”

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTORES:

OCAPANA CATOTA MAXIMO ESTALIN
VALENCIA OÑATE FERNANDO ISAÍAS

TUTOR:

Ing. Msc. GABRIEL NAPOLEÓN PESANTEZ PALACIOS

LATACUNGA – ECUADOR

SEPTIEMBRE - 2020

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Ocapana Catota Maximo Estalin** con cédula de ciudadanía **2350072936** y **Valencia Oñate Fernando Isaias** con cédula de ciudadanía **1724239437**, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA”**, siendo MSc. Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón con cedula de ciudadanía 030189388-9 tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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



Ocapana Catota Maximo Estalin
C.C. 235007293-6

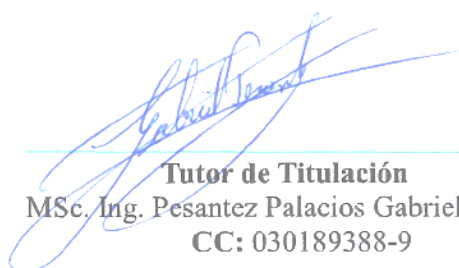


Valencia Oñate Fernando Isaias
C.C. 172423943-7

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: **“DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA”**, de **Ocapana Catota Maximo Estalin y Valencia Oñate Fernando Isaias**, de la carrera de **Ingeniería Eléctrica**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de **Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas** de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, septiembre, 2020



Tutor de Titulación
MSc. Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
CC: 030189388-9

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de **Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**; por cuanto, el o los postulantes: **Ocapana Catota Maximo Estalin** y **Valencia Oñate Fernando Isaias** con el título de Proyecto de titulación: **“DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

Latacunga, 2020

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)
MSc. Ing. Vásquez Franklin Hernán
CC: 171043449-7

Lector 2
MSc. Ing. Proaño Xavier Alfonso
CC: 050265642-4

Lector 3
MSc. Ing. Medina Salazar Franklin Gonzalo
CC: 050125961-8

AGRADECIMIENTOS

El esfuerzo dedicado y la paciencia que se ha invertido en el desarrollo de este proyecto se refleja en un bastó agradecimiento a las personas que intervinieron para la culminación de este Proyecto.

Agradezco a nuestro tutor de tesis, por su confianza y profesionalismo depositado para poder desarrollar la presente investigación, les agradezco a mis padres por el apoyo incondicional que han prestado desde el inicio de este viaje llamado “Ingeniería Eléctrica” por sus sabios consejos y compañía que nunca faltaron.

Autor 1: Maximo Ocapana

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis padres, quienes me enseñaron hacer quién soy, por ser la razón de perseverar día tras día, que, con sus ejemplos de humildad, honradez y esfuerzo, supieron demostrar cuán lejos se puede llegar. Porque sé que siempre estaré en sus oraciones y que con un saludo a mis padres tengo la tranquilidad que necesito.

Autor 1: Maximo Ocapana

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE

AUTORÍA.....	i
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE ANEXOS	xiv
RESUMEN.....	x
ABSTRACT	xvi
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xvii
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. RESUMEN DEL PROYECTO	2
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	2
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO.....	3
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
5.1 Planteamiento del problema	4
6. OBJETIVOS.....	4
6.1 Objetivo general	4
6.2. Objetivos específicos.....	4
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.....	5
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA.....	6
8.1. Antecedentes.....	6
8.1.1. Sistemas eléctricos de potencia	6

8.1.2. Dirección de los flujos de potencia	6
8.1.3. Pérdidas de potencia	6
8.2. Sistemas de distribución	7
8.2.1. Topología de redes eléctricas	8
8.2.2. Variaciones de voltaje en media y baja tensión.....	11
8.2.3. Generación distribuida.....	12
8.2.4. Almacenamiento distribuido	13
8.2.5. Microrredes eléctricas	14
8.2.6. Tipos de almacenamiento energético	14
8.2.7. Sistemas de banco de baterías	16
8.2.8. Dimensionado de bancos de baterías.....	16
8.3. Tipos de baterías.....	16
8.3.1. Baterías de ion litio.....	17
8.3.1.1. Funcionamiento de una batería de ion-litio.....	19
8.3.1.2. Propiedades de las baterías del ion-litio	20
8.3.1.3. Curva de carga y descarga de batería de ion litio.....	20
8.3.1.4. Redimiendo de baterías de litio.....	21
8.3.1.5. Comportamiento de baterías en la red eléctrica	22
8.3.2. Curva de consumo	22
9. VALIDACIÓN DE LAS PREGUNTAS CIENTIFICAS O HIPOTESIS.....	23
10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL	23
10.1. Tipos de investigación.....	23
10.2. Método Deductivo	24
10.3. Método Comparativo.....	24
11. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	24
11.1. Descripción del alimentador 3.....	24

11.2.	Tipo de consumidores que abastece el alimentador	25
11.3.	Recolección y análisis de información	26
11.4.	Variaciones de voltaje registradas en el sistema	31
11.5.	Pérdidas de potencia iniciales del sistema.....	32
11.6.	Pérdidas de energía durante el periodo pico en condiciones iniciales.....	32
11.7.	Caso 1: BANCO DE BATERÍAS UBICACIÓN 1	33
11.7.2.	Dimensionar las baterías de almacenamiento	34
11.7.2.1.	Cálculo del banco de baterías.....	35
11.7.3.	Flujo del sistema	39
11.7.4.	Rangos de voltaje	39
11.7.5.	Variaciones de cargabilidad	40
11.7.6.	Pérdidas al ubicar los almacenadores de energía en las líneas 2, 6 y 8.....	41
11.7.7.	Diagrama unifilar de conexión.....	42
11.8.	Caso 2: BANCO DE BATERÍAS UBICACIÓN 2	42
11.8.2.	Variación de cargabilidad en las líneas	44
11.8.3.	Pérdidas al ubicar los almacenadores de energía en la línea 5.....	44
11.9.1.	Cargabilidad en las líneas.....	46
11.9.2.	Pérdidas producidas	46
11.10.	REDUCCIÓN DE LA CURVA DE CONSUMO	47
12.	IMPACTOS (TÉCNICOS Y ECONÓMICOS)	50
12.1.	Estudio del TIR y VAN.....	51
12.1.1.	Valor actual neto van.....	51
12.1.2.	Tasa interna de retorno TIR	51
12.1.4.	Decisión	54
13.	PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO	56
14.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56

15.	BIBLIOGRAFÍA	58
16.	ANEXOS	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama unifilar de alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residenciales.	8
Figura 2 Red Radial.....	9
Figura 3 Red en Anillo	9
Figura 4 Topología de Red Lazo-Radial o Mixto.....	10
Figura 5 Red en Malla	10
Figura 6 Sistema de generación distribuida.....	12
Figura 7 Instalaciones de almacenamiento acumulativo en todo el mundo.	19
Figura 8 Proceso de carga y descarga de una batería de ion-litio.....	19
Figura 9 Curvas de carga	21
Figura 10 Curva de descarga	21
Figura 11 Incremento de consumo mensual.	22
Figura 12 Tipos de usuarios del Alimentador “Salcedo – Centro”	26
Figura 13 Diagrama en Condiciones Iniciales.....	27
Figura 14 Curva de consumo mensual	29
Figura 15 Curva de demanda diaria.....	31
Figura 16 Cantidad de ciclos de carga y descarga del batería de Litio con respecto a la profundidad de des carga.....	34
Figura 17 curva de profundidad de descarga.....	36
Figura 18: Datos de las Baterías (fabricante).	37
Figura 19 Flujo del sistema caso 1.	39
Figura 20 Conexión del banco de baterías.....	42
Figura 21: Curva diaria.....	48
Figura 22 Curvas de carga de las baterías en los tres casos.	49

Figura 23: Representación de pérdidas en los casos de estudios.....	50
Figura 24 Ventana de registro	75
Figura 25 Ventana de título	76
Figura 26 Pantalla principal de Power Factory	76
Figura 27 Ingreso al administrador de base de datos.....	77
Figura 28 Administrador de base de datos	78
Figura 29 Creación de carpetas	79
Figura 30 Ficha de creación de carpetas.....	79
Figura 31 Árbol jerárquico de la base de datos	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Variaciones de Voltaje admitidas.....	11
Tabla 2 Características de una batería de litio	18
Tabla 3 Duración de cada modelo de baterías	18
Tabla 4 Transformadores Monofásicos y Trifásicos	25
Tabla 5 Código de colores	26
Tabla 6 Resultados de cargabilidades en líneas.....	27
Tabla 7 Datos de Demanda Máxima	28
Tabla 8: Valores de demanda registrada.....	30
Tabla 9 Resultado de variaciones en demanda máxima.....	31
Tabla 10 Valores de resistencia en cada línea	32
Tabla 11: Capacidad de los almacenadores de energía caso 1	39
Tabla 12 Variación en cargabilidad en las líneas	40
Tabla 13 Pérdidas producidas el incorporar los bancos en las líneas (2-6-8).....	41
Tabla 14: Capacidad de bancos de baterías caso 2.....	43
Tabla 15: Flujo del Sistema al cambiar de ubicación los almacenadores	43
Tabla 16 Variaciones obtenidas de cargabilidad	44
Tabla 17 Pérdidas producidas el incorporar los bancos en la línea 5	45
Tabla 18: Capacidad de bancos de baterías caso 3	46
Tabla 19 Variación en cargabilidad en las líneas	46
Tabla 20 Pérdidas en las líneas.....	46
Tabla 21 Ingresos y egresos anuales del primer caso.....	52
Tabla 22 Ingresos y egresos anuales del segundo caso	52
Tabla 23 Ingresos y egresos anuales del tercer caso	52

Tabla 24 Proyectos a evaluar.....	53
Tabla 25 Análisis del proyecto	54

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Diagrama Unifilar en Condiciones Iniciales.....	62
Anexo 2 Diagrama Unifilar con tres bancos de batería Caso1	63
Anexo 3 Diagrama Unifilar con un banco de baterías cerca de la barra slack Caso 2	64
Anexo 4 Diagrama Unifilar con un banco de baterías lejos de la barra slack Caso 3	65
Anexo 5: Resumen en condiciones iniciales	66
Anexo 6: Resumen del sistema la incorporar 3 bancos de baterías CASO 1	67
Anexo 7: Resumen del sistema con un banco de baterías en la línea 5 CASO 2	68
Anexo 8: Resumen del sistema con un banco de baterías en la línea 8 CASO 3	69
Anexo 9: Análisis del programa Power Factory de las cargas	70
Anexo 10: Análisis de los transformadores otorgados por el programa Power Factory	72

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA”

Autores: Maximo Estalin Ocapana Catota

Valencia Oñate Fernando Isaías

RESUMEN

El servicio de energía eléctrica está provisto por las empresas distribuidoras, a nivel nacional son las que se encargan de suministrar el servicio eléctrico, manteniendo una continuidad y confiabilidad de la electricidad a los consumidores.

El presente proyecto se enfoca en mejorar el uso de los alimentadores eléctricos ya que su utilidad se encuentra al cien por ciento de su capacidad en horas pico, encontrándose sobredimensionado el resto del tiempo, por ello se plantea una alternativa que permita reducir las pérdidas de potencia al introducir un sistema de almacenamiento energético en los puntos más críticos, sirviendo como un respaldo de energía eléctrica. Adicionalmente el continuo crecimiento de la población se ve reflejado los sistemas eléctricos con el aumento de la carga el cual nos exige que la capacidad de los sistemas crezca proporcionalmente.

A través de la información obtenida de la tesis “ANÁLISIS DEL NIVEL DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR (SALCEDO – CENTRO), DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO”, se realizó la modelación del Sistema Eléctrico de Potencia en el Software POWER FACTORY, el cual permitió simular escenarios con los valores de consumo en hora pico, evidenciando que los elementos de distribución y transformación se encuentran en un tiempo determinado en su capacidad máxima.

Palabras clave: Alimentador Eléctrico, POWER FACTORY software de ingeniería eléctrica.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TOPIC: “REDUCTION OF LOSSES IN POWER SUPPLIER 3 OF THE SALCEDO SUBSTATION THROUGH THE LOCATION OF ENERGY STORAGE MACHINES”

Authors: Máximo Estalin Ocapana Catota

Valencia Oñate Fernando Isaías

ABSTRAC

The electric power service is provided by distribution companies, domestically they are in charge of supplying the electrical service, maintaining continuity and reliability of electricity to consumers.

This project is focused on the improvement of the use of electric feeders since their utility is at one hundred percent of its capacity at peak hours, being oversized the rest of the time, therefore an alternative is proposed that allows reducing power losses by introducing an energy storage system in the most critical points, serving as a backup of electrical energy. Besides, the population growth is reflected in the electrical systems with an increase in the load, which requires that the capacity of the systems grow proportionally.

According to the information obtained from the thesis “ANÁLISIS DEL NIVEL DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR (SALCEDO – CENTRO), DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO”, the Power Electrical System was modeled in the POWER FACTORY Software, which allowed to simulate scenarios with consumption values at peak hours, showing that the distribution and transformation elements are at their maximum capacity at a specific time.

Keywords: Electric Feeder, POWER FACTORY electrical engineering software.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen de la propuesta de investigación al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS: OCAPANA CATOTA MÁXIMO ESTALIN y VALENCIA OÑATE FERNANDO ISAÍAS**, cuyo título versa **“DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA”**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, SEPTIEMBRE del 2020

Atentamente,

Lic. María Fernanda Aguaiza Iza
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 050345849-9



1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto

“Disminución de pérdidas en el alimentador 3 de la subestación Salcedo mediante la ubicación de almacenadores de energía”.

Fecha de Inicio: 07 de octubre del 2019.

Fecha de Finalización: 21 de septiembre del 2020.

Lugar de ejecución:

Barrió San Felipe- Cantón Latacunga- Provincia de Cotopaxi- Zona 3 de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Facultad de auspicia:

Facultad de ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia:

Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Proyecto de investigación vinculado:

Este proyecto se encuentra vinculado a la Eficiencia Energética con de fin de mejorar la vida útil en alimentadores primarios.

Equipo de trabajo:

Director del proyecto: Ing. Gabriel Pesantez

Tutor de investigación: Dra. Iliana Gonzales

Estudiantes:

Ocapana Catota Máximo Estalin, Valencia

Oñate Fernando Isaías.

Área de Conocimiento:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas de Potencia

Línea de investigación:

Explotación y Diseño de sistemas eléctricos de Potencia.

Sub línea de investigación de la carrera:

Redes de transmisión y distribución.

2. RESUMEN DEL PROYECTO

El sector eléctrico es un sistema que va creciendo en función de la demanda de consumo, por tanto los elementos que intervienen dentro de la distribución y transmisión de energía se encuentran sometidos a variaciones de potencia, entre los cuales son los alimentadores primarios y secundarios, en este caso de estudio nos referimos al alimentador N ° 3 de la Subestación Salcedo, el cual está sujeto a variabilidades de demanda y pérdidas de energía, por esta razón se propone incorporar almacenadores eléctricos que cumplan la función de respaldo, cuando la salida se encuentre en demanda máxima, ayudando a mejorar la eficiencia, flexibilidad del sistema y reducción de pérdidas.

Los almacenadores eléctricos ofrecen una respuesta pronta ante las variaciones que presenta el sistema, absorbiendo o entregando electricidad cuando sea necesario, además de mantener la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, el proceso consiste en almacenar energía durante las horas valle, cuando el consumo es menor para poder aprovechar esta energía en las horas de mayor demanda lo que provoca la disminución de pérdidas de energía, además de ofrecer un favorable incremento de la vida útil del alimentador primario.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Los alimentadores primarios de distribución durante un día transportan diferentes cantidades de energía en función de la curva de carga.

Esto hace que los sistemas estén sobredimensionados durante la mayor parte de tiempo de operación y solamente se encuentren dimensionados a su capacidad nominal durante las horas pico de consumo (alrededor de 3 horas en el sistema ecuatoriano) generándose en dicho intervalo de tiempo una cantidad considerable de pérdidas de potencia.

En vista de esta eventualidad se pretende incorporar un método para compensar el nivel de sobredimensionamiento que tiende a predominar en el alimentador, obteniendo una disminución de pérdidas de energía, permitiendo tener mayor vida útil del alimentador y un aprovechamiento en las características operacionales.

Adicionalmente, existen varios métodos que se pueden considerar para cubrir esta contingencia como; división de sectores, incremento en el calibre del conductor, sin embargo, en este caso de estudio propone el incorporar bancos de baterías, que brinde un

apoyo en la operación de elementos que están sometidos a variabilidades de consumo, obteniendo un equilibrio, estabilidad del sistema y menores pérdidas de potencia, al guardar energía cuando la demanda de consumo es pequeña y liberarla cuándo la demanda es mayor, manteniendo el control de la red dentro de los márgenes de seguridad.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Beneficiarios Directos:

- Los usuarios de la zona a la cual el alimentador abastece.
- La empresa eléctrica de Latacunga (ELEPCO S.A.), por prescindir de estudios técnicos asociados con el alimentador.

Beneficiarios Indirectos:

- Usuarios del Alimentador
- Usuarios de la Subestación.

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La red eléctrica es un sistema que va creciendo en función que la demanda lo requiera, por lo cual el diseño y construcción de los elementos que contribuyen en la transmisión y distribución están planteados y levantados con un determinado sobredimensionamiento, sin embargo, la demanda no es lineal y presenta picos y valles a más de que continuamente está creciendo, por lo que los alimentadores eléctricos están sometido a variaciones de potencia, siendo mayor en las horas pico, debido a esta situación el alimentador se encuentra trabajando a capacidad nominal o cerca de la misma en las horas de mayor demanda estando al límite de su capacidad nominal y ocasionando pérdidas elevadas en el sistema.

La prioridad en la reducción de pérdidas es el crecimiento de la demanda, por esto es indispensable un adecuado dimensionamiento de los elementos que componen la subtransmisión y distribución, contar con estudios de proyección aceptables de la carga, es por ello que nace la necesidad de gestionar estas variaciones entre las horas pico y horas valle de demanda, garantizando la seguridad, incremento en la vida útil del alimentador, reducción de pérdidas y el mejoramiento en la calidad del servicio eléctrico.

Para ello, el caso de estudio procura tener una reducción de pérdidas en las horas de mayor demanda utilizando un sistema de almacenamiento de energía en los puntos críticos de

consumo, el cual funcionará durante las horas valle como una carga y durante las horas pico como una fuente de energía.

Con este fin se consideran baterías de almacenamiento que brinden un suministro eléctrico eficiente, que servirán como un respaldo de energía en las horas que el alimentador está trabajando cerca de su capacidad nominal.

5.1 Planteamiento del problema

El alimentador primario N 3 de la subestación Salcedo se encuentra trabajando cerca de su valor nominal en las horas de mayor demanda por lo que genera pérdidas de potencia.

6. OBJETIVOS

6.1 Objetivo general

Disminuir pérdidas en el alimentador N° 3 de la subestación Salcedo mediante la ubicación de almacenadores de energía eléctrica.

6.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica respecto a los sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en redes de distribución.
- Identificar los puntos críticos de consumo en condiciones iniciales para la ubicación de los almacenadores de energía manteniendo las magnitudes dentro de los parámetros permitidos.
- Determinar la capacidad de potencia requerida para realizar la incorporación de almacenadores.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

OBJETIVO	ACTIVIDADES	RESULTADOS DE LA ACTIVIDAD	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
Realizar una revisión bibliográfica respecto a los sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en redes de distribución.	Buscar información de conceptos y definiciones en fuentes de bibliografía confiables.	Información bibliográfica de los distintos elementos que intervienen en la subtransmisión y distribución de la electricidad.	Sección 2, 8.2 de este informe.
	Investigar las características generales y generalidades de alimentador eléctrico de estudio.	Descripción del alimentador N° 3 de la Subestación Salcedo.	Sección 2, numeral 11 de este informe.
Identificar los puntos críticos de consumo en condiciones iniciales para la ubicación óptima de los almacenadores de energía manteniendo las magnitudes dentro de los parámetros permitidos.	Modelar el sistema Eléctrico de Potencia en el Software Power Factory	Se modeló el Sistema Eléctrico de Potencia.	Figura 13.
	Identificar condiciones de cargabilidad elevadas en líneas y barras.	Se determinó cierta cantidad de líneas encontraban operando en porcentajes elevados.	Tabla 6.
Determinar la capacidad de potencia requerida para realizar la incorporación de almacenadores.	Simular la ubicación de baterías en demanda mínima.	Simulación de Sistema Eléctrico de Potencia	Anexo 1
	Dimensionamiento de banco de baterías.	Se determinó la capacidad de los almacenadores de energía eléctrica.	Tabla 11.
	Simular la incorporación de almacenadores de energía en los puntos críticos de consumo.	Obtención de los puntos críticos para la ubicación de bancos almacenadores.	Sección 3, figura 18 de este informe.
	Analizar el comportamiento del alimentador y comparar los valores de pérdidas de potencia.	Curvas de reducción de pérdidas en todos los casos de estudio.	Sección 3, figura 21 de este informe.

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

8.1. Antecedentes

8.1.1. Sistemas eléctricos de potencia

Los flujos de potencia dentro de un sistema eléctrico determinan la estabilidad del sistema, teniendo como principales factores la magnitud y el ángulo de fase de voltaje en cada nodo, además de reflejar los datos de potencia real y potencia reactiva que están fluyendo por cada línea [1].

Entonces con esta información se considera que los sistemas eléctricos de potencia se encuentren operando a un nivel óptimo de funcionamiento, al cumplir con los criterios de niveles de voltaje establecidos [2], los cuales ofrecerán satisfacer las necesidades de la demanda a la cual están siendo suministradas, así como lo menciona en su artículo [1].

8.1.2. Dirección de los flujos de potencia

La dirección de los flujos de potencia determinará si un elemento se encuentra conectado al sistema, y determina si está absorbiendo o aportando potencia del sistema, independientemente de qué elemento sea, pudiendo ser un motor, generador o una línea de transmisión [1].

Para encontrar los valores que caracterizan a los flujos de potencia se opta por modelos matemáticos los cuales están relacionados con ciertos parámetros de una línea de transmisión, este tipo de cálculo está basado en ecuaciones lineales y métodos que permiten llegar a una determinada convergencia de valores, permitiendo visualizar la magnitud y ángulo en cada uno de los nodos así como también la potencia real y potencia reactiva en los mismos, entonces en el libro de sistemas eléctricos de potencia se menciona ciertos métodos de cálculo para la determinación de los flujos de potencia [3].

8.1.3. Pérdidas de potencia

En un sistema eléctrico trifásico, la corriente de neutro es el vector suma de las tres corrientes de líneas. Si el sistema de alimentación es balanceado, con una simetría de sus ondas en 120 grados eléctricos y con carga lineal trifásica perfectamente balanceada, la corriente de neutro es igual a cero [4].

Con esta información se puede considerar que, el proceso de transformación de la energía tiende a no ser “ideal”, es donde también se originan las denominadas “pérdidas de energía”, sin

desconsiderar que estas pérdidas se producen a lo largo de todo el sistema de abastecimiento de energía eléctrica y en cada una de las etapas desde la generación hasta la distribución y consumo final.

8.1.3.1. Pérdidas por el efecto joule

Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor, hay una generación de calor [2]. Este efecto ocurre debido a la transparencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento este efecto se denomina efecto joule. La ley de joule enuncia que el calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente [2]. Con dicha información se puede establecer la expresión para obtener el dato de energía eléctrica considerando las pérdidas por el efecto Joule.

$$E = I^2 * R * t \quad (kWh) \quad (1)$$

Dónde:

E = Energía Eléctrica (kWh)

I = Corriente Nominal (A)

R = Resistencia (Ω)

T = Tiempo (Seg)

8.2. Sistemas de distribución

Las redes de distribución eléctrica están diseñadas por un sistema de nodos, acoplados entre sí a través de líneas y transformadores. A más de esto, se dispone de una fuente general de alimentación, la cual está localizada en la subestación y el sistema eléctrico de potencia hasta la subestación.

La distribución de electricidad es la etapa final en el suministro de electricidad a los usuarios finales [5]. Normalmente, la red está constituida por líneas eléctricas y estaciones de transformación y el cableado de distribución de bajo voltaje.

La definición clásica de un sistema de distribución desde el punto de vista de la ingeniería incluye los siguientes elementos [6]:

- Subestación principal de potencia
- Sistema de sub-transmisión
- Subestación de distribución

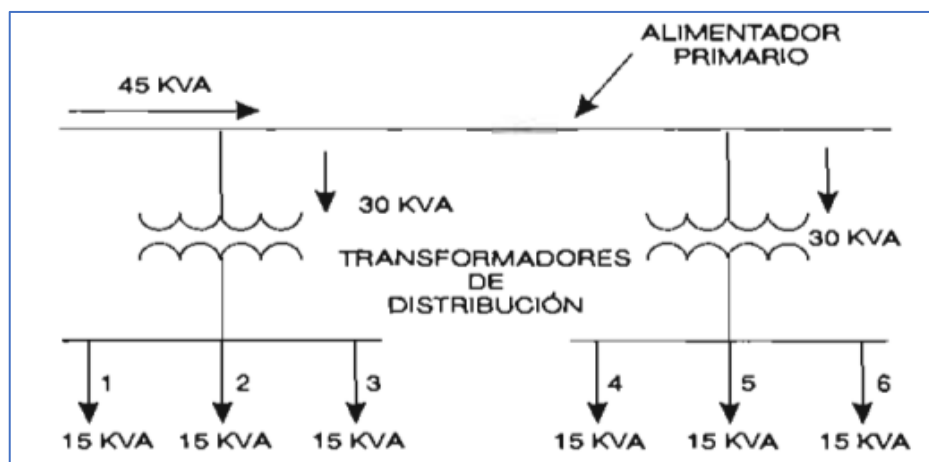
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución secundarios
- Red de Bajo Voltaje
- Acometidas y Medidores

Protecciones (que se encuentran a lo largo de toda la red)

Estos elementos son válidos para cualquier tipo de sistemas de distribución ya sea aéreos o subterráneos [6].

En la figura 1 se puede observar un diagrama unifilar de demanda pico, con cargas individuales, alimentadas por transformadores de distribución.

Figura 1 Diagrama unifilar de alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residenciales.



Fuente: [6]

8.2.1. Topología de redes eléctricas

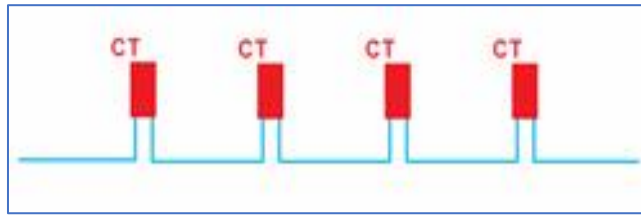
Las redes de distribución manejan ciertos tipos de topología para la conexión. Cada topología presenta ventajas y desventajas frente a modelos similares, tanto por el tipo de conexión, costes, entre otros. Pero todos tienen como propósito fundamental el abastecimiento de energía eléctrica de calidad, continuidad y confiabilidad [7].

Entre las topologías de redes eléctricas tenemos las siguientes:

- **Redes radiales**

Se alimentan desde uno sólo de sus extremos, tienen la ventaja de ser redes muy sencillas en las protecciones eléctrica [8]. Una de las mayores desventajas es que ante un fallo del transformador toda la red se quedaría sin servicio.

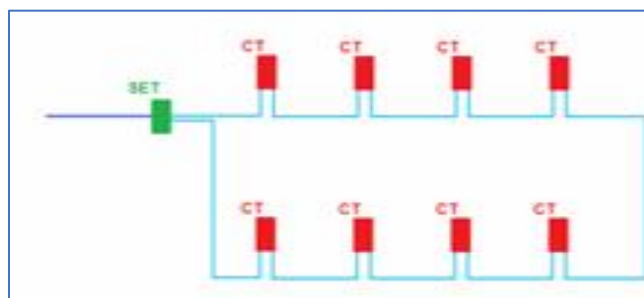
Es característico que este tipo de topología se encuentre destinado para la distribución residencial, circuitos de alumbrado público.

Figura 2 Red Radial

Fuente: [8]

- **Red en Anillo**

Este tipo de red se caracteriza porque se alimenta desde dos o más sitios cerrando un anillo, los receptores se insertan entre los transformadores [7]. La ventaja principal es que ante una avería de un transformador el usuario seguirá recibiendo alimentación eléctrica desde otro transformador, es decir garantiza mejor la continuidad del servicio [8]. Además, este sistema tiene un costo inicial más alto que el radial.

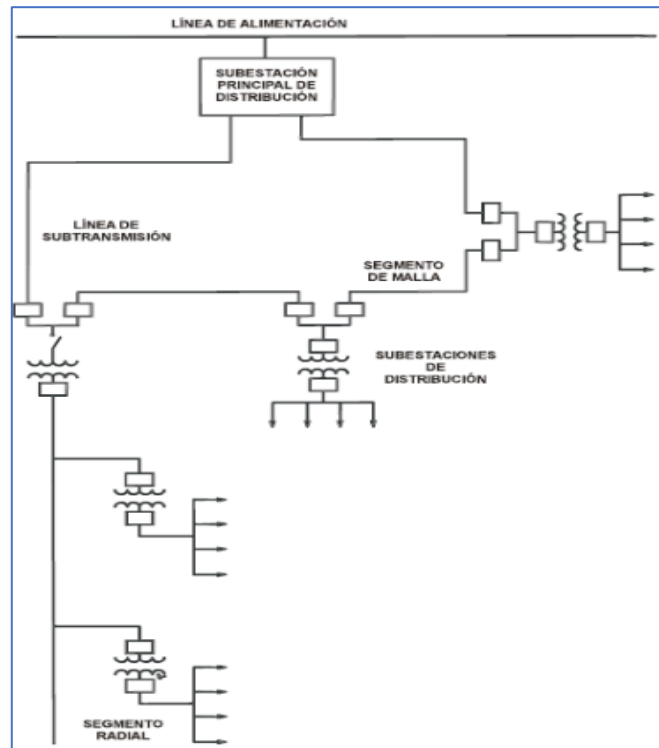
Figura 3 Red en Anillo

Fuente: [8]

- **Red Lazo o Mixto**

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar una combinación de los llamados sistemas en malla y radial. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla [7].

Figura 4 Topología de Red Lazo-Radial o Mixto

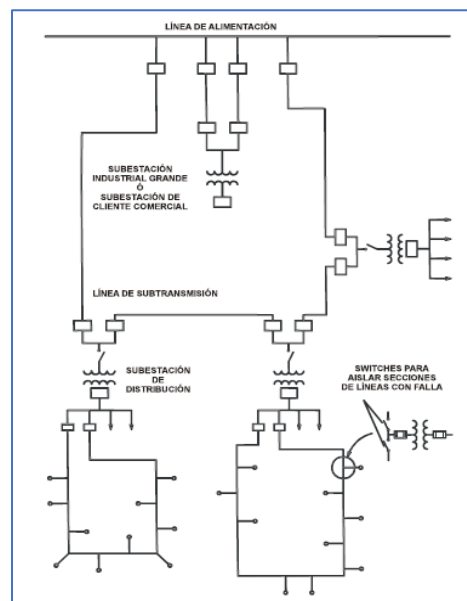


Fuente: [8]

- **Red en Malla**

El arreglo en lazo o malla se muestra en la siguiente figura, esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipo, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones [7].

Figura 5 Red en Malla



Fuente: [7].

8.2.2. Variaciones de voltaje en media y baja tensión

Las variaciones de voltaje se presentan cuando existe un consumo de energía elevado o mayor del nominal, así como también la salida e ingreso repentino de carga.

También estas variaciones tienden a ser elevadas y ocurren la denominada sobretensión que muestra valores de tensión constantes por encima del voltaje recomendado de una línea eléctrica.

La calidad de nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determinará con el siguiente índice [9]:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100 \text{ [%]} \quad (2)$$

Dónde:

ΔV_k = Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k .

V_k = Voltaje de suministro en el punto, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_N = Voltaje nominal en el punto k .

Las variaciones de voltaje admitidas son las siguientes:

Tabla 1: Variaciones de Voltaje admitidas

NIVEL DE VOLTAJE	RANGO ADMISIBLE
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5.0 %
Medio Voltaje	± 6.0 %
Bajo Voltaje	± 8.0 %

Fuente: [9]

Cumplimiento del índice de nivel de voltaje en el punto de medición

La distribuidora cumple con el nivel de voltaje en un punto de medición cuando el 95% o más de los registros de las variaciones de voltaje, en el período de evaluación de al menos siete (7) días continuos, se encuentran dentro del rango admisible [9].

Sin embargo, una vez que los voltajes admisibles están fuera del rango, se produce una penalización, ya que se está generando pérdidas tanto en los puntos de distribución como en los consumidores finales.

8.2.3. Generación distribuida

Se entiende por generación distribuida al conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución, debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos del consumo [10].

Generalmente el sector al cual están destinados este tipo de sistemas, comprende cargas que requieren una potencia adicional en intervalos de tiempo cortos.

Sus principales características son:

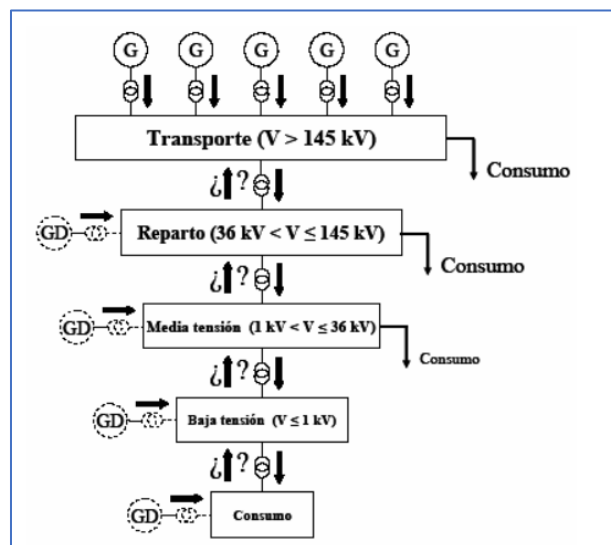
- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se expone a una red de distribución.
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele desecharse centralizadamente.

La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

Este tipo de generación se instala cerca de los centros de producción que tienden a tener alta importancia. Sin embargo, los impactos que ocasiona la presencia de dicha generación en las redes pueden no ser tan positivos en cuanto a consideraciones de regulación [10].

En la gráfica se observa un sistema tradicional de generación, sin embargo, los sistemas de generación distribuida GD, tienen la capacidad de acoplarse en los distintos niveles en el Sistema Eléctrico de Potencia, que tal forma que en; generación, transmisión, subtransmisión y distribución incluso se puede optar por un sistema de generación distribuida en el consumidor final.

Figura 6 Sistema de generación distribuida



Fuente: [10]

8.2.4. Almacenamiento distribuido

El almacenamiento de energía son todos aquellos métodos que utiliza el ser humano para conservar la energía en cualquier forma y poder liberarla cuando sea requerida, en la misma forma energética o en otra diferente [10].

La energía eléctrica puede ser almacenada en diferentes formas tales como: energía potencial en sistemas de bombeo de agua o en sistemas basados en aire comprimido; en sistemas electroquímicos como las baterías secundarias y de flujo; como energía química a partir de celdas de combustible; como energía cinética en volantes de inercia; en un campo magnético en inductores; en un campo eléctrico en condensadores; o en forma de energía térmica en sales fundidas, entre otros [11]. Este artículo establece métodos de operación y aprovechamiento de diversas tecnologías de almacenamiento eléctrico que sirvan de apoyo a las redes principales. Se trata de sistemas que se emplean para conservar cualquier forma de energía y poder liberarla cuando sea necesario. A la hora de liberar la energía no tiene por qué ser en la misma forma en la que se guardó. Por ejemplo, la clásica pila de toda la vida es un tipo de sistema de almacenamiento de energía [12].

De esta manera la energía no se desperdicia, más bien se obtiene un mayor uso de la misma cuando esta sea requerida y se la utiliza lo más eficiente posible, pudiendo ser empleada no solo en el sector residencial sino también a gran escala, como en el sector industrial y comercial.

Gran parte de estas transformaciones presentan rendimientos bajos. Somos capaces de transformar en electricidad una parte de la energía que entregamos al sistema y una parte de la energía se transforma en calor (calor latente o pérdidas). Generalmente, todas las formas de energía se pueden transformar completamente en energía térmica, pero no así al revés [13].

Al nivel anterior se la añaden sistemas de almacenamiento de electricidad, como las baterías. Así se reduce la dependencia de la red, y se puede gestionar el excedente de energía almacenándola para un posterior uso. Este tipo de sistemas es cada vez más habitual gracias a la considerable reducción de costes en las baterías en los últimos años [14].

Dichos sistemas se diferencian en función del tipo de mecanismo o proceso que permite almacenar y liberar la energía. Una instalación para el almacenamiento de energía se compone de un medio de almacenamiento, un sistema de conversión de energía y los sistemas auxiliares [15].

El almacenamiento puede también compensar la necesidad de generación adicional o capacidad de reserva, manteniendo el suministro en tiempos de menor consumo o por las noches enfocándose a picos repentinos de demanda [16].

La aplicación de tecnologías de almacenamiento de energía en redes se puede clasificar en forma amplia en aplicaciones de potencia y aplicaciones de administración de energía; se diferencian en base a la duración de descarga del almacenamiento [16].

Las aplicaciones de energía descargan la energía almacenada en forma relativamente lenta y en un período de tiempo de larga duración (esto es en decenas de minutos a horas).

Las aplicaciones de potencia descargan rápidamente la energía almacenada (esto es de segundos a minutos) a tasas elevadas [16].

De tal manera que estas tecnologías de almacenamiento se encuentran en función de variables de operación y uso, siendo requeridas principalmente como sistemas de reserva, respaldo o como sistemas de contingencia.

El almacenamiento de energía en un sistema futuro posiblemente necesitará almacenamiento en una variedad de tamaños y configuraciones para cumplir con las necesidades a todos los niveles del sistema [16].

8.2.5. Microrredes eléctricas

En esta definición refiere a la idea de que la microrred eléctrica esté conectada o no a la red de distribución forma parte del sistema en general, intuyéndose que será una decisión la conexión o desconexión de la propia microrred eléctrica, tratando de garantizar ciertos parámetros internos de la misma [17].

La forma más común de almacenamiento de energía a pequeña escala son las baterías. Las baterías pueden distribuirse entre los inversores presentes en una red, también agruparse en uno o varios sistemas de almacenamiento de energía en baterías, generando sistemas simples o complejos, esto estará en dependencia de la aplicación requerida. [18].

8.2.6. Tipos de almacenamiento energético

La energía eléctrica puede ser fácilmente generada, transportada y transformada. Sin embargo, hasta ahora no se ha logrado almacenarla de forma práctica, eficiente, fácil y barata [11]. Esto implica que la energía eléctrica debe generarse en todo momento de acuerdo con la demanda y, en consecuencia, las energías renovables de naturaleza no gestionable requieren el apoyo de los sistemas de almacenamiento para integrarse, evitar vertidos de energía limpia en períodos valle y dotar de mayor eficiencia y seguridad al sistema eléctrico [19, 12].

Entre las cuales se encuentran las siguientes:

- **Bombeo hidroeléctrico**

Es una tecnología rentable y probada que proporciona estabilidad al sistema eléctrico y puede generar cantidades significativas de energía limpia con tiempos de respuesta rápidos [19].

- **Aire comprimido**

Estos pueden ser naturales como cavernas o cuevas, o artificiales. Luego cuando se requiera la energía el aire se calienta y se expande en una turbina generando nuevamente energía eléctrica. Una de las ventajas que presenta este método es la gran velocidad con la que se puede recuperar la energía, dentro de 15 segundos se puede liberar desde la mitad a la totalidad de la energía almacenada [20, 21].

- **Almacenamiento térmico**

Consiste en acumular energía en materiales que permitan retenerla y liberarla de manera controlada, a través de métodos que incluyen desde la refrigeración mediante acumulación de hielo hasta la exposición a temperaturas extremadamente elevadas [19].

- **Supercondensador**

Es un dispositivo capaz de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas. Pueden ser cargados y descargados en cuestión de segundos, siendo así ideales para responder a necesidades de puntas de potencia o a breves interrupciones del suministro [19].

- **Volantes de inercia**

Consistente en un disco metálico que comienza a girar cuando se le aplica un par motor para, a continuación, intentar frenar el volante con un par resistente conservando la energía eléctrica en forma cinética [19].

- **Baterías**

Almacena energía en compuestos químicos capaces de generar carga eléctrica. Existen multitud de tipos, como las pilas de plomo-ácido, las de ion de litio o las de níquel-cadmio. Las principales ventajas de las baterías son su rapidez de respuesta milisegundos, su facilidad de instalación y escalabilidad y, finalmente, los múltiples beneficios que pueden aportar a activos renovables a los que vayan asociadas [19].

- **Pilas de combustible de hidrógeno**

Se trata de un tipo de almacenamiento químico continuo. Se diferencia de las baterías en que el hidrógeno abastece permanentemente la pila desde el exterior permitiendo su uso constante [19].

8.2.7. Sistemas de banco de baterías

Las baterías serán de tipo sellado, libres de mantenimiento, de tipo estacionario, de alta eficiencia, para operación flotante. Los elementos internos de las celdas deberán estar diseñados para soportar los efectos de variaciones frecuentes debidos al cambio de voltaje [22].

Las baterías se deberán mantener en carga permanente por medio del cargador de baterías [22].

Las celdas de las baterías serán resistentes al calor, a los golpes, con cubierta formadora de un sello permanente, libre de filtraciones y además ofrecerán disponibilidad para operar en condiciones húmedas y salinas sin corrosión [22].

Las celdas deberán separarse unas de otras por separadores de plástico microporosos. Las baterías deberán ser libres de mantenimiento, para trabajo pesado. Los terminales deberán ser firmemente sellados a la tapa [22].

8.2.8. Dimensionado de bancos de baterías

Los bancos de baterías deben ser diseñados y construidos de acuerdo a las condiciones de servicio y se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Las baterías ofrecidas deben estar capacitadas para prestar servicio mixto, alimentar la instalación consumidora con el equipo rectificador conectado [23].
- Las baterías deben ser aptas para funcionar en climas con temperaturas ambientales que oscilan entre 15 y 40 grados centígrados, con humedad relativa de hasta un 90% y 0-3000 m de altitud [23].
- Las baterías deben ser diseñadas y construidas para operar en condiciones húmedas sin que ocurra corrosión en las partes metálicas expuestas [23].
- Cada fabricante debe indicar y probar mediante un certificado de fábrica la vida media de cada banco de baterías ofrecido. Lo debe hacer en términos de la cantidad de ciclos de servicio y también de años de vida útil [23].

8.3. Tipos de baterías

Dependiendo de la naturaleza interna de la batería y sus características electroquímicas, podemos distinguir varios tipos de baterías:

- **Baterías de plomo-ácido**, que están formadas por electrodos de plomo bañados en un electrolito de ácido sulfúrico. Las hay de muchos tipos que veremos a continuación. En

general son económicas y fáciles de fabricar. No admiten sobrecargas ni descargas profundas y tienen un peso y volumen elevados para la energía que almacenan [25].

- **Baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd)**, que están formadas por electrodos de cadmio bañados en un electrolito de hidróxido de potasio. Funcionan bien en un amplio rango de temperaturas y se pueden sobrecargar sin sufrir daños. Admiten descargas profundas y proporcionan un buen número de ciclos, pero acusan mucho el efecto memoria. Su peso y volumen, aunque mejores que los de las baterías de plomo-ácido, siguen siendo elevados para la energía que almacenan [25].
- **Baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH)**, que están formadas por un ánodo de cadmio y un cátodo de aleación de hidruro metálico. Están sustituyendo a las baterías de níquel-cadmio por su menor efecto memoria y mayor capacidad [25].
- **Baterías de iones de litio (Li-ion)**, que emplean un ánodo de grafito y un cátodo de óxido de cobalto, trifilina u óxido de manganeso. En comparación con los tipos anteriores, son de desarrollo más reciente y han facilitado la existencia de tecnologías portátiles que de otro modo no hubieran sido posibles [25].

8.3.1. Baterías de ion litio

Una batería es un dispositivo que es capaz de producir y almacenar energía eléctrica a partir de reacciones químicas de óxido reducción. Se dice que almacenan energía porque las reacciones espontáneas que dan lugar a esa producción de electricidad sólo ocurren cuando la batería está conectada en un circuito eléctrico cerrado [26]. Se puede considerar que una batería está cargada cuando las reacciones espontáneas que producen electricidad aún pueden llevarse a cabo, pues la mayoría de las especies de la celda están en forma de reactivos, por el contrario, se descarga cuando las especies están en forma de productos, y por lo tanto, ya no hay un flujo de electrones [25].

Aunque poseen una menor cantidad de energía en comparación con otros tipos de batería, las baterías de litio son seguras siempre que se respeten los límites de voltaje y corriente. Estas baterías requieren de un bajo mantenimiento, no tienen efecto memoria y no necesitan ser descargada por completo para mantenerse en buenas condiciones [24]; así mismo la auto descarga es mucho menor que la presentada con otras tecnologías.

Adicionalmente, el voltaje nominal de 3.6V de las baterías de litio estándar, puede alimentar directamente una gran variedad de dispositivos electrónicos como teléfonos y cámaras [25].

Tabla 2 Características de una batería de litio

	Baterías Comunes	Baterías de Ion Litio
Densidad de Potencia	900 W/kg	4,000 W/kg
Efectividad Térmica	32F - 110F	58 F a 167 F
Densidad de Energía	60-100 Wh/kg	100-150 Wh/kg
Rango de Carga Efectivo	25% - 75%	5% -95%
Ciclo de Vida	<1,000	30000+
Costos	\$100/kW	\$500/kW (Futuro <\$125MW

Fuente: [25]

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito, una sal de litio que procura los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo [27].

En función a tiempo de carga y descarga se han obtenido estudios de los periodos de carga y descarga de las baterías Li-Ion, como podemos identificar en la Tabla 3.

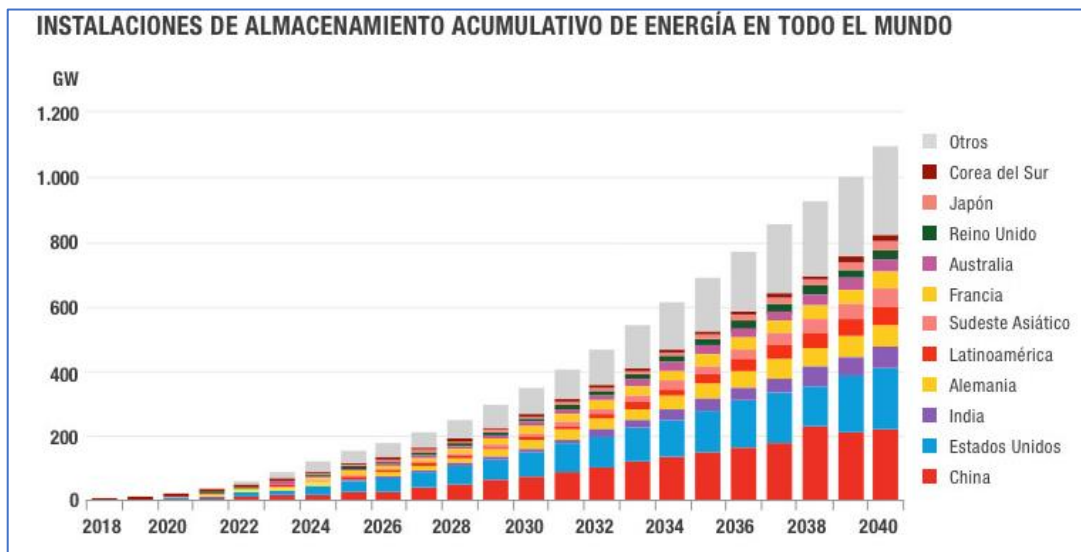
Tabla 3 Duración de cada modelo de baterías

Modelo	Media	Capacidad	Real	%
YSD-12300	10h38m	3000mAh	2551mAh	85,03%
YDS-12480	17h19m	4800mAh	4157mAh	86,60%
YDS-12650	25h50m	6500mAh	6199mAh	95,37%
YDS-12900	29h25m	9000mAh	7301mAh	81,12%
YDS-12-5	10h14m	3800mAh	2455mAh	64,61%
YDS-N12V	12h15m	4500mAh	2940mAh	65,33%
YDS-998	22h22m	6500mAh	5369mAh	82,60%

Fuente: [27]

Esto propiciará que las instalaciones de almacenamiento de energía a nivel mundial se multipliquen exponencialmente, desde unos modestos 9GW/17GWh implementados a partir de 2018 hasta los 1.095GW/2.850GWh para 2040. Este espectacular aumento requerirá una inversión aproximada de 662.000 millones de dólares [19].

Figura 7 Instalaciones de almacenamiento acumulativo en todo el mundo.



Fuente: [26]

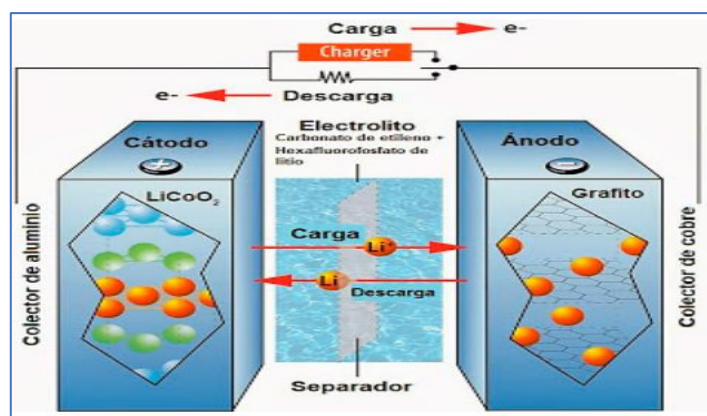
8.3.1.1. Funcionamiento de una batería de ion-litio

Los procesos de carga y descarga de las baterías de iones de litio de larga utilidad, son la clave para comprender su funcionamiento.

En las baterías de ion-litio, los iones se mueven en una dirección cuando la batería se carga, es decir, cuando absorbe energía que le proporciona una fuente externa y se mueven en sentido contrario cuando la batería se descarga, que es el momento en el que la batería está suministrando energía a una determinada carga [28].

El proceso se puede observar en la figura 8.

Figura 8 Proceso de carga y descarga de una batería de ion-litio.



Fuente: [28]

- **Proceso de carga:** Durante la carga, que se realiza conectando la batería a una fuente de energía externa, algunos iones de litio abandonan el electrodo positivo (el cátodo), que habitualmente es de óxido de cobalto y litio (LiCoO_3), y fluyen hacia el electrodo

negativo (el ánodo, generalmente de grafito) a través del electrolito (mostrado en el centro de la imagen en color azulado). Los electrones también fluyen desde el electrodo positivo al negativo, pero lo hacen a través del circuito externo [28].

- **Proceso de descarga:** Durante la descarga, los iones fluyen de regreso a través del electrolito desde el ánodo de grafito hacia al cátodo de óxido de cobalto y litio. Los electrones también fluyen desde el ánodo al cátodo, pero lo hacen a través del circuito exterior, alimentando un ordenador portátil, un teléfono móvil, un vehículo, etc. [28].

Ese exceso de energía es el que ceden al circuito exterior, razón por la que cualquier dispositivo que esté conectado a la batería puede realizar su función. Cuando todos los iones de litio se han desplazado de vuelta al electrodo de óxido de cobalto y litio, la batería está completamente descargada [28, 24].

8.3.1.2. Propiedades de las baterías del ion-litio

Las baterías de ion litio tienen propiedades que difieren de las demás, entre alguna de ellas se presentan:

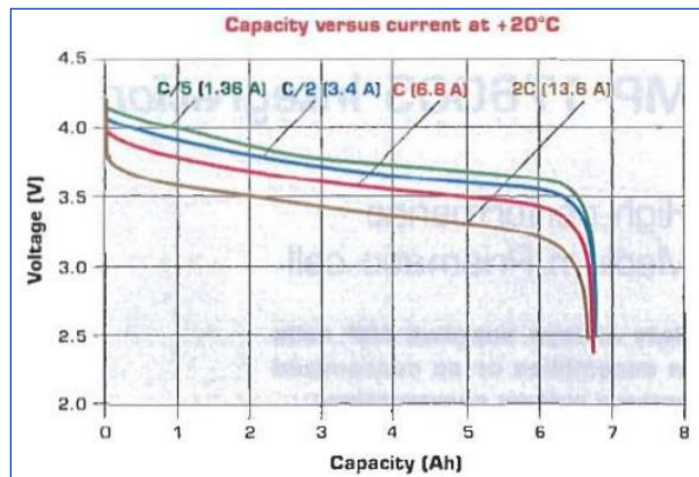
- **Resistencia interna:** La resistencia interna dentro de la batería por lo general diferente para la carga y descarga también depende del estado de carga de la batería como resistencia interna aumenta la eficiencia disminuye la batería y la estabilidad térmica se reduce a la medida que más de la energía que se proviene de calor [29].
- **La potencia:** La potencia entregada por una batería en un momento determinado es tan sencillo como multiplicar la atención por la intensidad, pero también hay que tener en cuenta las limitaciones impuestas por la química y estructura interna de la batería [29].
- **Energía específica (Wh/kg):** A veces se hace referencia como la densidad de energía gravimétrica de energía específica es una parte de la química de la batería y el ensamble [29].
- **Potencia específica (W/kg):** Es una característica de la química de la batería del examen determina el peso de la batería que necesita para conseguir un objeto de rendimiento dado [29].

8.3.1.3. Curva de carga y descarga de batería de ion litio

Se tiene como propósito tener el más bajo el umbral de voltaje de carga para prolongar la vida de la batería. La figura 9 ilustra las capacidades estimadas cuando se cargan a diferentes umbrales de voltaje con y sin carga de saturación.

Cuando la batería se pone en carga, el voltaje se dispara rápidamente. La capacidad se pondrá al día cuando la batería esté casi completamente cargada. Esta característica es la típica en todas las baterías. Cuanto mayor sea la corriente de carga, mayor será este efecto [30].

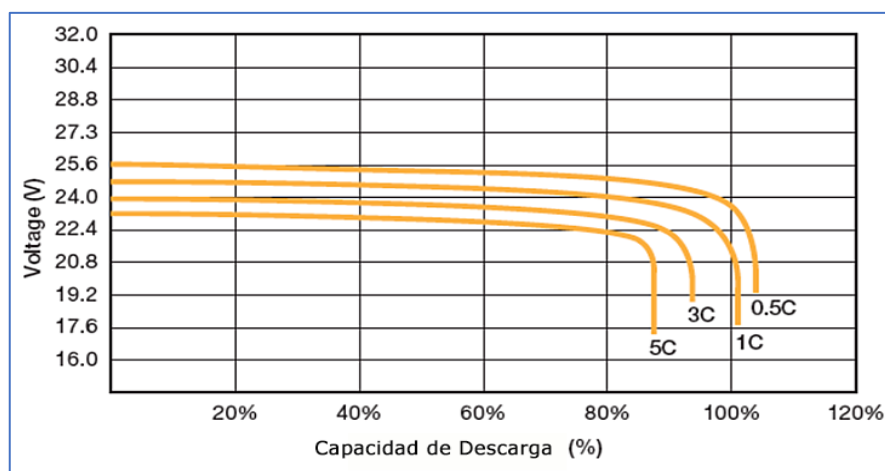
Figura 9 Curvas de carga



Fuente: [25]

La corriente de carga y descarga de la batería, respecto a su corriente nominal es la tasa de descarga (C_{rate}), en el caso de que la batería se descargue a un 10% de la corriente nominal el $C_{rate} = 0,1C$.

Figura 10 Curva de descarga



Fuente: [30]

8.3.1.4. Redimiendo de baterías de litio

Las baterías de iones de litio ofrecen una vida útil más larga que supera hasta 3 veces a la de las baterías de plomo, con un promedio de vida de 3.000 – 3.500 ciclos [31].

Una batería de Litio de 200 Ah puede cargarse con hasta 500A, sin embargo, la tasa de carga recomendada para un ciclo de vida máximo es de 100 A (0.5C) o menos.

El rendimiento se expresa matemáticamente como:

$$\eta = \frac{E_{util}}{E_{absorbida}} = \frac{P_{util}}{P_{absorbida}} \quad (3)$$

Dónde:

η = rendimiento (%)

E. útil = Energía útil (kWh)

E. absorbida = Energía Absorbida (kWh)

8.3.1.5. Comportamiento de baterías en la red eléctrica

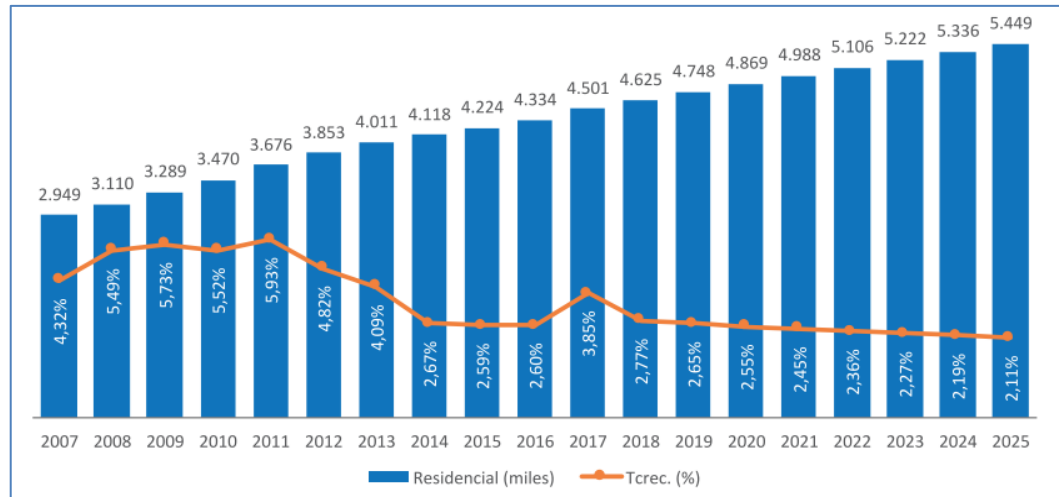
El comportamiento de la red ante la incorporación de baterías de almacenamiento tiende a representar factores en los cuales intervienen estudios económicos de factibilidad de optimización del servicio así como también la continuidad del mismo es por ello que la adopción de nuevas tecnologías de almacenamiento hacen que la red eléctrica pueda maximizar la integración de nuevos métodos energéticos, convirtiendo al sistema más eficiente y más seguro esto se puede corroborar en el informe de evaluación de un sistema de baterías de optimización [32].

8.3.2. Curva de consumo

La curva de demanda en el sector Residencial a nivel de sistema nacional interconectado del Ecuador está representada por una proyección hacia el 2025, en el cual se considera un porcentaje decrecimiento el cual es promediado a un valor esperado reflejado en la figura 1, con el que cuenta el Plan Maestro de Electricidad PME 2016-2025 del Ecuador [33].

Es por ello que se ve reflejado en las figuras 6, que la curva de consumo en el sector residencial tiende a ser mayor según el Plan Maestro de Electrificación, que hasta el 2025 la demanda crecerá, predominando la carga residencial y el porcentaje tendencial será estable en proporción mínima, a pesar del incremento de demanda.

Figura 11 Incremento de consumo mensual.



Fuente: [33]

El crecimiento de la demanda tendencial y la variabilidad de la misma estará representado por la mayor aproximación que se ha previsto, puesto que dependerá de un crecimiento económico dentro de los porcentajes admitidos estadísticamente es por ello que envase a datos históricos se puede determinar que existirá una variación en la proyección de la curva con respecto a las regiones en el Ecuador, haciendo énfasis a la región costa, así lo menciona en el plan maestro de electricidad.

9. VALIDACIÓN DE LAS PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS

Al introducir almacenadores de energía en las líneas de mayor consumo del alimentador 3 de la Subestación Salcedo se obtendrá una reducción de pérdidas de potencia y se incrementará la vida útil del alimentador.

10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL

10.1. Tipos de investigación

Los métodos utilizados en la presente investigación son: método deductivo y método comparativo, producto de ello se presenta la solución al problema que beneficia directamente a la adquisición de variables eléctricas mediante un módulo de ensayo digital para el análisis de las pérdidas de potencia en las redes de distribución.

De modo que el planteamiento de la investigación se caracteriza con el fin de reducir las pérdidas de potencia en presentes en el alimentador de estudio, con una posible solución al

implementar banco de baterías en los puntos donde se presentas mayores cargabilidades en las líneas.

10.2. Método Deductivo

Como indica en [7] el método deductivo permite establecer criterios de sobrecarga en las líneas del alimentador, y evidenciar los resultados y contenidos, se dedujo interpretativamente los valores de cargabilidad en las líneas estableciendo código de colores desde un estado estable, admisible y crítico.

10.3. Método Comparativo

En el método comparativo [11], permite elaborar análisis detallados para los escenarios donde las magnitudes tienden a cambiar desde un estado inicial, ya que el método comparativo es una metodología aplicable para este tipo de proyectos de investigación científica, además de que sea considerado como un procedimiento indispensable para la interpretación de resultados.

11. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

11.1. Descripción del alimentador 3

La subestación Salcedo está compuesta por sistemas radiales a un nivel de voltaje de 13.8 kV en todos sus alimentadores, además cuenta con una capacidad instalada de 10/12 MVA.

Se encuentra ubicada en el sector occidental del Barrio Rumipamba del Cantón Salcedo, provincia de Cotopaxi, en las coordenadas (-1.033340, -78.596843).

Esta subestación es del tipo reductora ya que su principal característica es reducir el nivel de tensión de subtransmisión para ser distribuida por los distintos alimentadores.

Como se mencionó la Subestación Salcedo tiene cuatro alimentadores a un nivel de voltaje de 13.8 kV, estos alimentadores se encuentran distribuidos estratégicamente y de esta manera poder cubrir la demanda requerida por los distintos usuarios, a continuación, se indicará los alimentadores de la Subestación.

- Norte Oriente de Salcedo.
- Centro de Salcedo.
- Sur Oriente.
- Occidente de Salcedo

Entre los alimentadores que pertenecen a esta subestación se encuentra el alimentador, el cual va a ser objeto de estudio, el alimentador “Salcedo - Centro” el mismo que inicia en la barra de salida #2 del transformador de la subestación. El alimentador presenta un circuito netamente radial, y su objetivo principal es de abastecer de suministro de energía al sector centro del Cantón Salcedo.

A su vez este alimentador está constituido por transformadores monofásicos entre los cuales se ha elaborado un listado de estos:

Tabla 4 Transformadores Monofásicos y Trifásicos

Transformador	(KVA)	Nº TRAFOS	MARCA
MONOFÁSICOS	5	4	INATRA
	10	12	INATRA
	15	17	INATRA
	25	14	INATRA
	30	5	INATRA
	37.5	14	INATRA
	45	6	INATRA
TRIFÁSICOS	50	21	INATRA
	75	11	INATRA
	100	3	INATRA
	112.5	4	INATRA
	150	1	INATRA

Fuente: [34]

11.2. Tipo de consumidores que abastece el alimentador

El consumo de energía eléctrica se produce por dos tipos de consumidores dentro de los sistemas eléctricos. La carga principal que abastece este alimentador está constituido por consumidores del tipo residenciales, comerciales y pequeñas industrias, en la Figura 8, mostrada a continuación se detallará cada uno de los clientes que son abastecidos por la subestación eléctrica.

Figura 12 Tipos de usuarios del Alimentador “Salcedo – Centro”

Fuente: [34]

11.3. Recolección y análisis de información

El estudio del sistema eléctrico se enfoca en 3 casos, para evaluar los niveles de operación en condiciones iniciales del sistema, luego procedemos a ubicar los banco de baterías en lugares con mayores variaciones, con el fin de identificar cambios anormales en la red y posteriormente se insertar los bancos de baterías tomando en cuenta los puntos criticos en que las barras presentan variaciones fuera de parámetros nominales, para ello tomamos los datos arrojados por el Software Power Factory.

En la tabla 5 se constituye tres diferentes colores en dependencia de rangos en los cuales se encuentran las cargabilidad de las líneas que componen el alimentador 3.

Tabla 5 Código de colores

RANGOS DE VARIACIÓN	CODIGO DE COLORES
0 – 49 (%)	Estable
50 – 90 (%)	Admisible
>91 (%)	Critico

Fuente: Autores

Se establece inicialmente un rango de variación de voltaje; estable, admisible y crítico en función de estas consideraciones, teniendo un estado de cargabilidad, en cada una de las líneas. Además, una de las herramientas utilizadas para la estimación de cargabilidad es la calidad, cantidad de información y el uso apropiado de la información disponible.

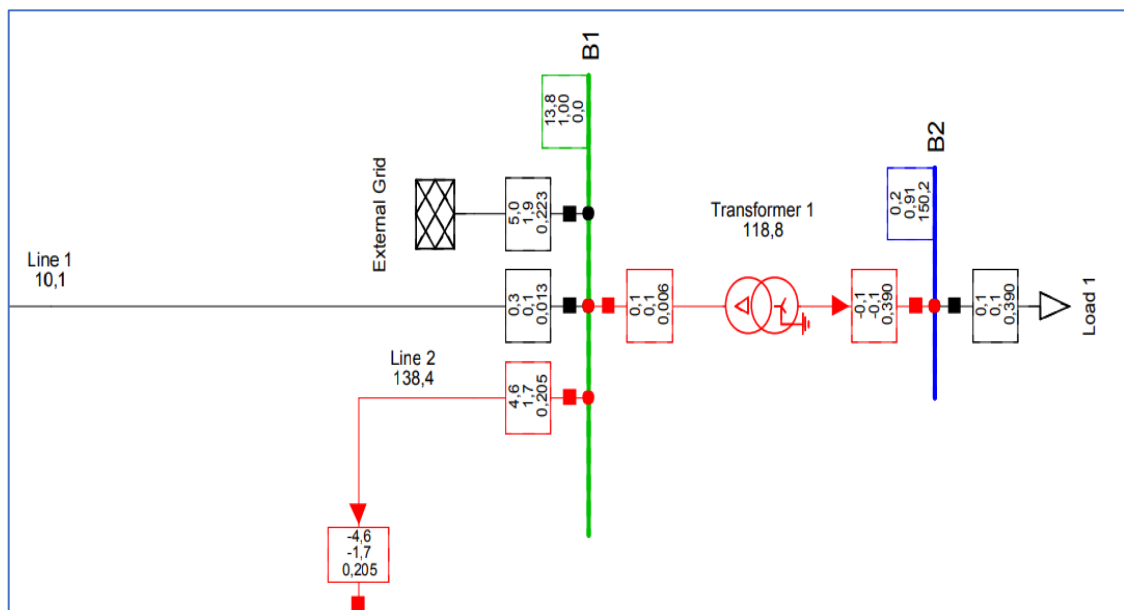
Seguidamente, en la tabla 6 se reflejan los resultados de cargabilidad proporcionados por el software en cada una de las líneas, determinado el estado en el que se encuentran el sistema.

Tabla 6 Resultados de cargabilidad en líneas

Líneas	Condiciones Iniciales	Código de Colores
LÍNEA 1	10,11%	Estable
LÍNEA 2	84,6%	Admisible
LÍNEA 3	52,98%	Estable
LÍNEA 4	13,31%	Estable
LÍNEA 5	60,6%	Admisible
LÍNEA 6	55,4%	Admisible
LÍNEA 7	27,27%	Estable
LÍNEA 8	48,2%	Estable
LÍNEA 9	18,7%	Estable
LÍNEA 10	34,49%	Estable

Fuente: Autores

Seguidamente se representa una extracción de la simulación del diagrama unifilar del sistema que proporcione visibilidad del evento de sobrecarga en una línea.

Figura 13 Diagrama en Condiciones Iniciales

Fuente: Autores

En la figura 13, se puede determinar un punto crítico, el cual se encuentra en la línea 2 que viene desde la barra uno (B1), se evidencia que se encuentra su dimensionado por la cantidad de potencia que transmite la línea en hora pico.

Luego de modelar el diagrama unifilar de la salida del alimentador N° 3 de la subestación salcedo en Software Power Factory, se pudo determinar existen varios puntos críticos, que demuestran en función de colores las herramientas del programa.

Una vez que se obtuvo el sistema eléctrico de potencia modelado en el programa Power Factory, se determinó que las líneas se encontraban con una cargabilidad elevada con respecto de su capacidad nominal. Por tal razón, se procedió a evaluar el nivel de pérdidas que presentaba en demanda máxima y se estableció en puntos críticos de consumo. Además, se fijó ubicaciones en los cuales se podría incorporar los almacenadores de energía para mitigar los elevados niveles de cargabilidad y pérdidas en las líneas.

Para ello tomaremos datos de demanda máxima del mes de septiembre, el mismo que bajo un histórico de 6 meses presenta los valores de consumo más alto registrados en el alimentador.

Tabla 7 Datos de Demanda Máxima

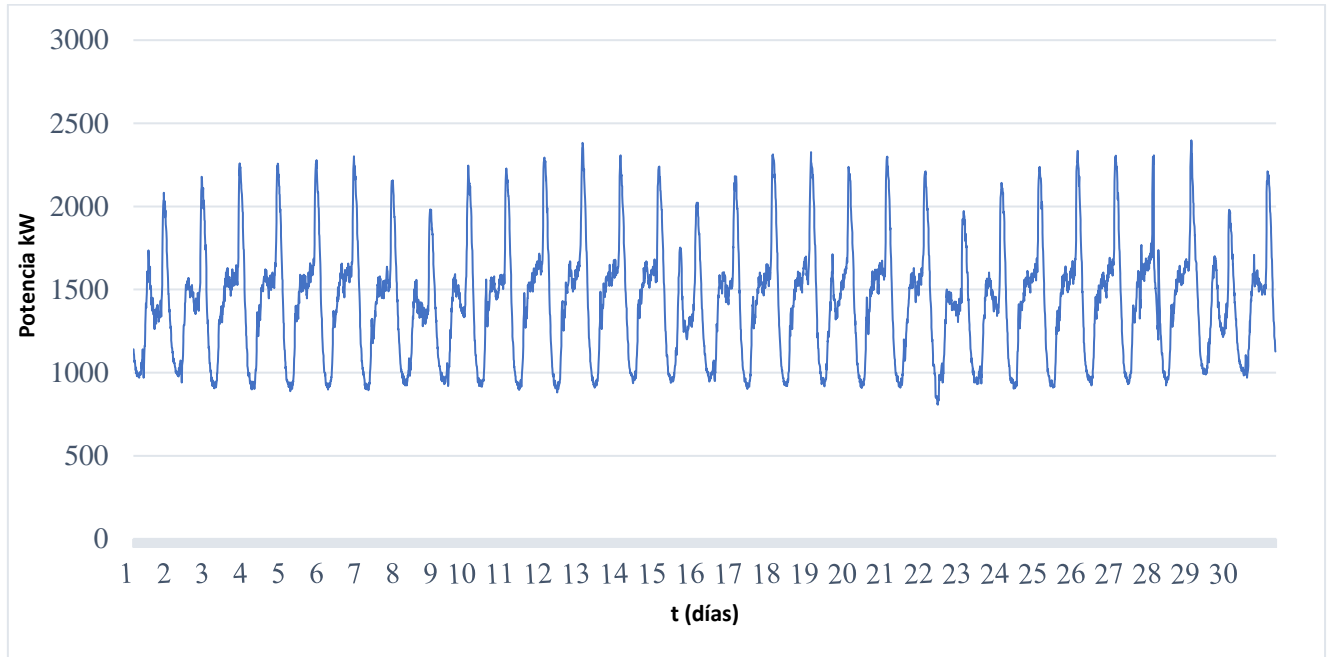
Fecha	Demanda Máxima
1	1140
2	1120
3	1106
4	1064
5	1062
6	1073
7	1060
8	1033
9	1013
10	1030
11	995
12	1014
13	997
14	978
15	990
16	987
17	976
18	986
19	984
20	983
21	988
22	970
23	990
24	1002
25	989
26	1001
27	986
28	1553
29	997
30	1014

Fuente: [34]

Se toma la curva de demanda máxima del mes de septiembre para determinar los puntos de mayor consumo de 30 los días del mes de septiembre, donde se pueda reflejar mayores pérdidas de potencia.

Además de ello, se identifica el día de mayor demanda el cual será tomado como objetivo de estudio para la ubicación de los bancos de baterías puesto que es donde se reducirán mayormente las pérdidas.

Figura 14 Curva de consumo mensual



Fuente: Autores

La curva de demanda máxima refleja el día donde se genera el mayor pico durante todo el mes. Entonces, se toma como referencia el día 28 del mes de septiembre con una demanda máxima **$D. max = 2398 kW$** , al tomar los datos de las 24 horas del día el día representativo. En la tabla 7 podemos identificar las respectivas demandas en cada hora para lo cual se tomará como referencia las horas pico en un día para considerar al caso de estudio. Además, se toma el día 28 del mes de septiembre, puesto que es el día en el que la demanda es mayor y se propone realizar el estudio para un escenario representativo crítico.

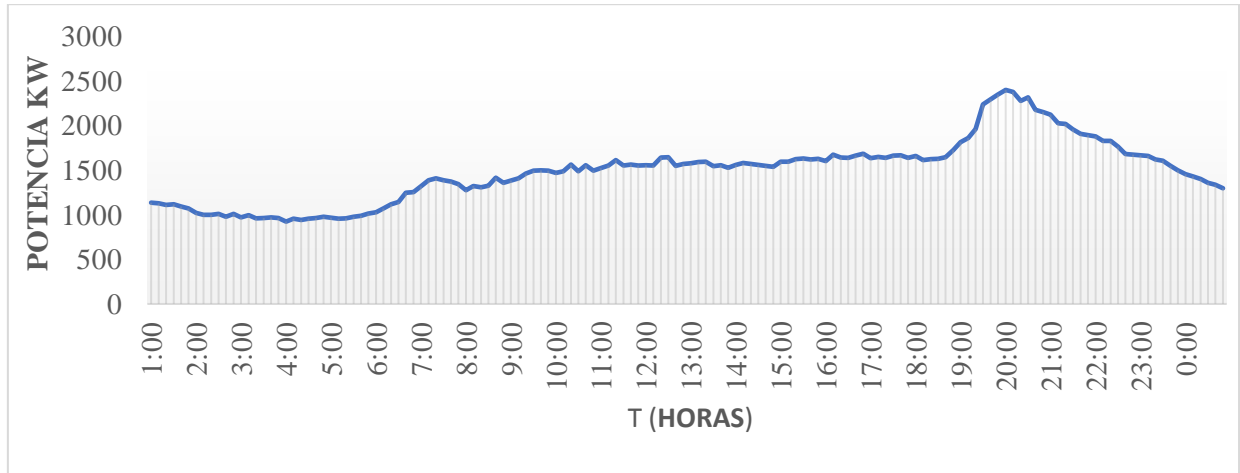
En esta curva se realiza la representación gráfica de reducción de pérdidas incorporando la liberación de potencia del banco de baterías en las horas pico, así como en las horas valle se reflejará una curva del banco de baterías que represente una carga adicional en la curva de demanda.

Tabla 8: Valores de demanda registrada

Hora	Demanda diaria
1:00	1134
2:00	1020
3:00	994
4:00	975
5:00	1014
6:00	1253
7:00	1407
8:00	1416
9:00	1496
10:00	1561
11:00	1612
12:00	1644
13:00	1592
14:00	1581
15:00	1630
16:00	1684
17:00	1664
18:00	1721
19:00	2347
20:00	2398
21:00	2120
22:00	1878
23:00	1665
0:00	1454

Fuente: [34]

En la figura 15 se observa la curva de consumo diaria presentada en el día 28 del mes de septiembre, vemos que el rango de hora de mayor consumo está entre las (19:00– 22:00) horas, entonces podemos establecer que son 3 horas de demanda máxima donde el pico de la curva tiende a crecer, este dato se utiliza para el dimensionamiento de los bancos de baterías.

Figura 15 Curva de demanda diaria.

Fuente: Autores

11.4. Variaciones de voltaje registradas en el sistema

Las variaciones de voltaje que se identifican en el sistema en condiciones iniciales tomando como referencia la demanda máxima en el día 28, las variaciones que superan los rangos de variación recomendado por que ARCONEL en la Reg. 005/18, en la cual detalla que para niveles de medio voltaje y bajo voltaje las variaciones no deben variar los siguientes rangos;

- Medio voltaje 6%
- Bajo voltaje el 8%

Estas variaciones de voltaje son evidenciadas en los datos arrojados por el Software Power Factory, las variaciones están dadas en rangos de ($\pm 6\%$), se señalan las barras en las que se presentan las caídas de voltaje más elevadas, en la tabla 9 se toma un listado de las barras donde hay caídas que llegan hasta un -10% del voltaje nominal $V_n = 22 \text{ (kV)}$.

Tabla 9 Resultado de variaciones en demanda máxima

Variaciones de voltaje condiciones iniciales				
BARRAS	$V \text{ (kV)}$	$\Delta \text{ (kV)}$	Variación (%)	$p.u.$
Barra 1	13,8	13,8	1	1
Barra 2	0,22	0,20	8,091	0,918
Barra 7	13,8	13,78	2	0,999
Barra 16	13,8	13,78	6	0,998
Barra 21	13,8	13,75	4	0,96
Barra 22	13,8	13,68	7	0,901

Fuente: Autores

11.5. Pérdidas de potencia iniciales del sistema

Las pérdidas iniciales del sistema están representadas por las sumatorias individuales en cada una de las zonas en las cuales se presentan mayores demandas se ha tomado como referencia en el transcurso de (19:00-22:00) horas, ya que en dicho intervalo de tiempo se registran los valores de demanda más elevados en comparación a las 24 horas del día, para ello el software Power Factory (**ver anexo 1**), facilita la visualización de los resultados de pérdidas en cada una de las líneas obteniendo los valores en condiciones iniciales en el sistema.

En la tabla 10, se reflejan los valores respectivos de pérdidas en cada una de las líneas.

Tabla 10 Valores de resistencia en cada línea

Pérdidas en las líneas en condiciones iniciales			
LINEAS	Pérdidas de 19-20 horas (MW)	Pérdidas de 20-21 horas (MW)	Pérdidas de 21-22 horas (MW)
LINEA 1	0,000	0,000	0,000
LINEA 2	0,004	0,006	0,004
LINEA 3	0,000	0,000	0,000
LINEA 4	0,000	0,000	0,000
LINEA 5	0,001	0,001	0,001
LINEA 6	0,003	0,004	0,003
LINEA 7	0,000	0,000	0,000
LINEA 8	0,008	0,011	0,008
LINEA 9	0,000	0,000	0,000
LINEA 10	0,000	0,000	0,000
Pérdida horaria	0,016	0,022	0,016
Pérdidas totales	0,054MW		

Fuente: Autores

En la tabla 10 se muestra que la sumatoria de las pérdidas P_0 , en todas las líneas en intervalo de estudio es de:

$$P_0 = 0,054 \text{ MW}$$

$$P_0 = 54 \text{ kW}$$

11.6. Pérdidas de energía durante el periodo pico en condiciones iniciales

Las pérdidas totales de energía en el sistema se las obtiene a partir de las pérdidas totales de potencia $P_0 = 54 \text{ kW}$ en el transcurso de las horas pico, sin embargo, la capacidad del alimentador está por debajo del límite ya que existen líneas que tienen con altos niveles de sobrecarga representando pérdidas elevadas, por lo que se pretende inyectar energía eléctrica en el transcurso de horas pico para mitigar las pérdidas en ese intervalo de tiempo.

Entonces la energía pérdida inicial será:

$$E = P * t \text{ (kWh)} \quad (4)$$

$$E = 54 \text{ kW} * 3 \text{ horas}$$

$$E_0 = 162 \text{ (kWh)/día}$$

Entonces las pérdidas iniciales generadas en todo el sistema son de; $P_0 = 54 \text{ kW}$, estas pérdidas representan un porcentaje de:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas energía}}{\text{Energía suministrada}} * 100 \%$$

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{162 \text{ (kWh)}}{6308,8 \text{ (kWh)}} * 100\%$$

$$\% \text{ pérdidas} = 2,568 \%$$

Con el valor de las pérdidas de energía en el intervalo de horas pico (3 horas) diarias y el precio por kWh que está vigente en el Pliego Tarifario ecuatoriano 2020 para la banda horaria de (18:00 – 22:00), en términos de pérdidas económicas tenemos que:

$$\text{Pérdidas económicas} = (E) * (\$/\text{kWh})$$

$$\text{Pérdidas económicas} = (162 \text{ kWh}) * (0,1037 \text{ \$/kWh})$$

$$\text{Pérdidas económicas} = \$ 16,799 / \text{Día}$$

11.7. Caso 1: BANCO DE BATERÍAS UBICACIÓN 1

Inicialmente se propone ubicar tres bancos de baterías en diferentes líneas, las cuales presentan mayores niveles de cargabilidad (ver anexo 2).

11.7.1. Selección de batería

Los sistemas de almacenamiento eléctrico son modelos que permiten flexibilidad de manejos y cumplen la función de respaldo. Sin embargo, se muchas están en dependencia de algún recurso.

Por ello, lo que propone este estudio es tomar la energía de la misma red y considerando las baterías de Litio para el almacenamiento, estas son baterías de rendimiento extremadamente alto con ahorros sustanciales en peso y tamaño, junto con una vida útil mucho más larga que las baterías convencionales.

Las baterías de iones de litio en realidad pueden ser más seguras que las baterías de plomo ácido, que no tienen protección contra fallas a tierra.

11.7.2. Dimensionar las baterías de almacenamiento

El dimensionamiento de un sistema de batería para que coincida con su sistema de energía depende de tres factores principales, el tamaño de su sistema, cuánto piensa almacenar para uso futuro y cuántas horas necesita cubrir. Una vez que tengamos esta información, podemos diseñar un banco de baterías que se adapte a sus necesidades. Entonces en base a la información adquirida podemos establecer los tres factores especificando lo siguiente:

- **Tamaño del sistema:** Demanda actual en la línea
- **Tiempo para almacenar las baterías:** 5 horas
- **Tiempo de horas para la descarga:** 3 horas

Con la recopilación de datos previa, se determinó incorporar el banco de baterías directamente en las cargas. Es por ello que se considera las baterías de litio, puesto que se aprovechará sus propiedades de almacenamiento, así como de cargas y descargas en comparación a las baterías convencionales, que ofrecen mayores niveles de descarga y descarga llegando desde los 3000 a 5000 ciclos por vida útil. Este tipo de batería está diseñada para proporcionar una larga vida útil (más de 10 años) a la vez que es segura, con una química estable y características sofisticadas de protección electrónica.

Figura 16 Cantidad de ciclos de carga y descarga del batería de Litio con respecto a la profundidad de des carga

Battery specification						
VOLTAGE AND CAPACITY	LFP-Smart 12,8/60	LFP-Smart 12,8/90	LFP-Smart 12,8/100	LFP-Smart 12,8/160	LFP-Smart 12,8/200	LFP-Smart 12,8/300
CYCLE LIFE (capacity ≥ 80% of nominal)						
80% DoD	2500 cycles					
70% DoD	3000 cycles					
50% DoD	5000 cycles					

Fuente: [31]

Con eficiencias de almacenamiento mucho mayores lo cual permite que la energía almacenada pueda ser entregada a un nivel superior de entrega.

11.7.2.1. Cálculo del banco de baterías

Se necesita los datos previstos en las matrices del alimentado N ° 3 del S/E Salcedo, señalaremos los más relevantes, energía total del día, potencia en las horas de mayor demanda, cantidad de horas en las que va a funcionar las baterías, voltaje nominal del sistema, voltaje de la batería y la corriente nominal.

Inicialmente procedemos a calcular la energía que se necesita, en el intervalo de tiempo cuando la demanda es la mayor durante todo el día (demanda máxima), este dato se lo obtuvo de la representación de la curva de consumo diaria que viene dado entre las (19:00– 22:00) horas, teniendo 3 horas para el proceso de descarga de las baterías, se utiliza la siguiente expresión para el cálculo:

- **Potencia de la batería**

$$P_{bat} = I_{car/des-recom} * V_{bat}$$

$$P_{bat} = (106 A) * (12 V)$$

$$P_{bat} = \mathbf{1,280 kW}$$

- **Energía de la batería**

$$E_{bat} = V_{bat} * C_{bat}$$

$$E_{bat} = 12,8V * 400 Ah$$

$$E_{bat} = \mathbf{5,120 kWh}$$

Donde:

E_{bat} : Energía (kWh).

V_{bat} : Voltaje nominal de la batería (V).

C_{bat} : Capacidad nominal de la batería (Ah).

- **Profundidad de descarga de la batería**

$$C = t * I_1$$

$$I_1 = \frac{C}{t}$$

$$I_1 = \frac{400 Ah}{3h}$$

$$I_1 = 133,33A$$

Donde:

C : Capacidad nominal en Ah

I_2 : Corriente necesaria de descarga profunda en A

t : Tiempo de descarga en h

Profundidad de descargar

$$\% = \frac{I_2 * 100\%}{I_1}$$

$$\% = \frac{106A * 100\%}{133.33A}$$

$$\% = 79$$

Donde:

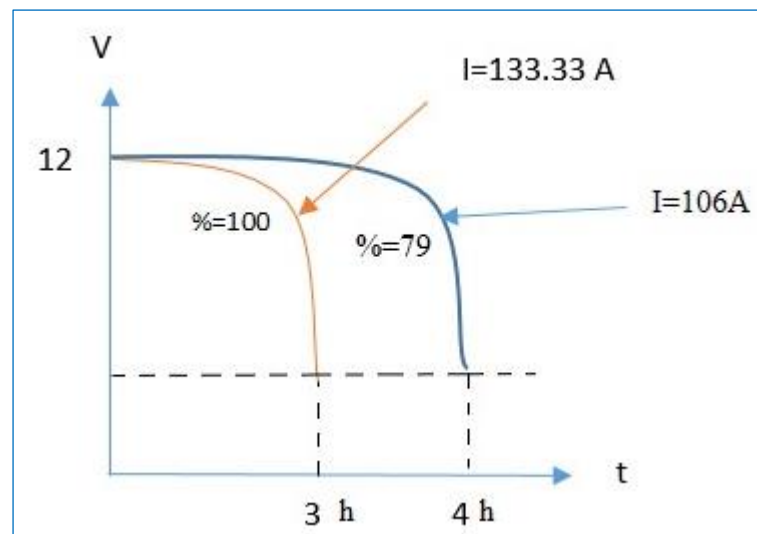
%: Porcentaje de profundidad de descarga

I_2 : Corriente necesaria de descarga profunda en A

I_1 : Corriente continúa de descarga en A

En la siguiente figura 17 se puede ver que al necesitar una corriente continua de descarga de 106A la profundidad de descarga de las baterías va a ser de un 79%.

Figura 17 curva de profundidad de descarga



Fuente: Autores

- **Rendimiento de la batería al 80 %**

$$\eta = 5,120 \text{ kWh} * (0,8)$$

$$E_{real-bat} = 4,096 \text{ kWh}$$

- **Tiempo real de descarga**

$$t_{descarga} = \frac{E_{real-bat}(kWh)}{P_{bat}(kW)}$$

$$t_{descarga} = \frac{5,120 \text{ kWh}}{1,280 \text{ kW}}$$

$$t_{descarga} = 4 \text{ horas}$$

El banco de baterías era capaz de entregar la energía a un 80% de **4,096 kWh** y el tiempo de descarga del mismo será de 4 horas. El rendimiento de los bancos esta predeterminado por el fabricante e indica un 80%, al igual que señala la cantidades de carga y descarga.

Figura 18: Datos de las Baterías (fabricante).

Shenzhen Foxell Tecnologías Co. Ltd. Especificación de la batería	
Modelo:	N-12400H
Tipo de batería:	RecargableLifepo4
Capacidad Nominal:	400Ah
Tensión Nominal:	12v 12v
Dimensión de la batería:	Diferentes tamaños, 235*320*400mm, No final 310*270*400mm
Peso de la batería:	Alrededor de 10 -30kg
Material de la Caja	Material de metal de acero
Ciclo de Vida:	Más que 2500 Veces, DOD en 80%
Cargador AC tensión de entrada	100-120V y 200-240V
Voltaje de carga de entrada	14,6 v
Entrada de corriente de carga	10A
Descarga continua de corriente	100 amperios
Descarga	Podemos personalizar, si es necesario, póngase en contacto con nosotros.
Temperatura de carga:	0 ~ 45 grados centígrados
Descarga de temperatura:	-20 ~ 60 grados centígrados
Temperatura de almacenamiento:	-20 ~ 45 grados centígrados
Ampliamente aplicaciones:	Vehículos Eléctricos, bicicleta eléctrica, triciclo, scooter, carrito de golf, carrito, sillas de ruedas, instrumento, sistema de suministro Solar, panel solar, almacenamiento de energía, herramientas eléctricas, herramientas eléctricas, instrumentos, iluminación, inversor, electrodomésticos y área de dispositivos emergentes, etc.

Fuente: Catalogo

Una vez que se obtiene la energía en cada batería, se procede a determinar el número de baterías en serie y paralelo para establecer la energía que se va a necesitar para cubrir aproximadamente el 10% de energía y reducir las pérdidas en el intervalo de mayor consumo.

- **Banco de baterías**

Voltaje nominal en voltios

$$V_{bank-1} = V_{bat} * N_s$$

$$V_{bank-1} = 12,8 V * 3$$

$$V_{bank-1} = 79,2 V$$

Donde:

V_{bank} : Voltaje nominal del banco de la batería (V).

V_{bat} : Voltaje nominal de la batería (v).

N_s : Cantidad de batería en uno o varios juegos en serie.

- **Capacidad en amperios hora**

$$C_{bank-1} = C_{bat} * N_p$$

$$C_{bank-1} = 400Ah * 5$$

$$C_{bank-1} = 2000 Ah$$

- **Energía de banco**

$$E_{bank-1} = E_{bat} * N_p * N_s$$

$$E_{bank-1} = (4,096 kWh) * 5 * 3$$

$$E_{bank-1} = 57,024 kWh$$

Podemos decir que, se pretende bajar dicha cantidad de pérdidas en el Sistema, a partir de la energía total suministrada, de tal manera que se tenga un valor parcial en cada banco de baterías, entonces;

$$\rightarrow \text{energía pérdida} \approx 162 \text{ kWh}$$

Es la cantidad requerida por los almacenadores de energía, alrededor de 3 horas.

Cuando conectamos 3 bancos de baterías en el diagrama unifilar inicial, se puede evidenciar que en determinados lugares existe un alivio de carga, puesto que las baterías están cumpliendo su función y sirven como una fuente de respaldo en las barras, de modo que la cargabilidad en la línea tiende a reducirse, ya que las baterías entregan energía cuándo la demanda está en horas de mayor consumo.

Progresivamente, los puntos más críticos empiezan a tener un comportamiento más regular ofreciendo una mayor seguridad del suministro.

Al ubicar y banco de baterías en la línea 2, 5 y 8 respectivamente (caso 1), se produce una energía total de 159,667 kWh, se señala en la tabla 11 en función de las corrientes que circulan y los voltajes nominales, las potencias requeridas por los bancos son las siguientes;

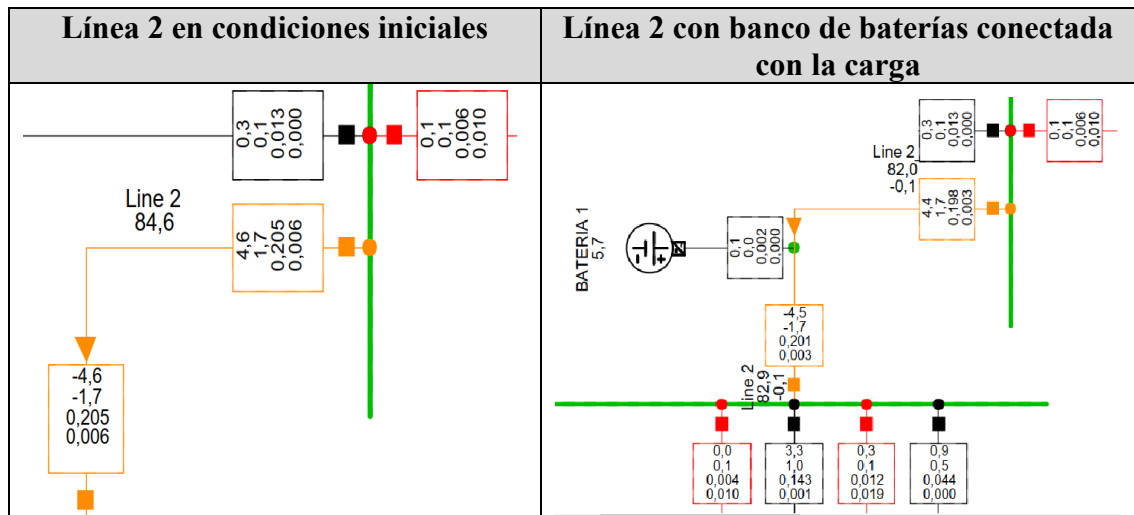
Tabla 11: Capacidad de los almacenadores de energía caso 1

Banco	Línea	N_s	N_p	V_{bat} (V)	$I_{car/des}$ (Amp.)	t_{des} (h)	Temp.	Energía (80%) kWh
1	2	3	5	79,2	900	4	20 °C	57,024
2	6	3	5	79,2	900	4	20 °C	57,024
3	8	3	4	79,2	720	4	20 °C	45,619
Energía de Bancos								159,667

Fuente: Autores

11.7.3. Flujo del sistema

En la tabla 19, se observa el sistema inicial y al lado el comportamiento del sistema al incorporar el banco de batería en la línea 8.

Figura 19 Flujo del sistema caso 1.

Fuente: Autores

En función al código de colores que se estableció para identificar la condición de las líneas se pueden observar que, en la gráfica del sistema inicial la línea 2 se encuentra con un color rojo mientras que, en la gráfica, al colocar el banco de baterías, se observa la misma línea en un color naranja demostrando que el nivel de cargabilidad es menor en la línea 2 y que al introducir potencia, la condición en la línea 2, pasó de un estado crítico a un estado admisible.

11.7.4. Rangos de voltaje

Uno de los criterios de considerar para establecer un dimensionamiento adecuado del banco de baterías es en estabilizar las variaciones de voltaje que existen en las barras, sin embargo, la indica la teoría, los rangos de voltaje en sistema los sistemas eléctricos de potencia se mantienen constantes al ubicar el banco de baterías ya que este pequeño sistema se convierte

en un prototipo de un compensador síncrono, por esta razón al inyectar o absorber potencia activa, los valores de voltaje se mantienen iguales en las barras.

$$PV - PQ$$

V= CONSTANTE EN TODAS LAS BARRAS

Por lo tanto, el tema de rangos de voltaje se mantiene igual a las de las condiciones iniciales en cada uno de los casos de estudio.

11.7.5. Variaciones de cargabilidad

Los resultados de variaciones de cargabilidad, al incorporar el banco de baterías en las líneas 5, 2 y 8 se evidencian en la tabla 12, en comparación con las cargabilidad de las líneas cuándo se encuentran sin las baterías se puede observar que el nivel de cargabilidad se reduce en un determinado porcentaje aliviando la sobrecarga en las líneas mencionadas.

Tabla 12 Variación en cargabilidad en las líneas

ESTADO CON 3 BATERÍAS EN LAS LÍNEAS 2, 6 Y 8				
LÍNEAS	CARGABILIDAD SIN BATERÍAS	CODIGO DE COLORES	CARGABILIDAD CON BATERÍAS	CODIGO DE COLORES
Línea 1	5.2%	Estable	5.2%	Estable
Línea 2	84.6%	Admisible	82,00%	Admisible
Línea 3	18,30%	Estable	18,30%	Estable
Línea 4	8,20%	Estable	8,20%	Estable
Línea 5	60,60%	Admisible	58,90%	Admisible
Línea 6	55,40%	Admisible	53,10%	Admisible
Línea 7	7,10%	Estable	7,10%	Estable
Línea 8	48,20%	Estable	47,20%	Estable
Línea 9	18,70%	Admisible	18,60%	Admisible
Línea 10	15,10%	Estable	15,10%	Estable

Fuente: Autores

Entonces, para el caso tomado, en la tabla 12 se puede determinar que la cargabilidad en la línea 2 se reduce con la introducción de los bancos de la siguiente manera;

$$(Línea 2) \rightarrow CARGABILIDAD s/b = 84,6\% > CARGABILIDAD c/b = 82\%$$

11.7.6. Pérdidas al ubicar los almacenadores de energía en las líneas 2, 6 y 8

Para incorporación de bancos de baterías se ha partido de una ubicación en determinados puntos, donde la cargabilidad de las líneas se encuentran sobrecargadas, así como también en una consideración de cargabilidad estable o moderado, por ello se establece dos escenarios, en los cuales se pueda comparar un punto óptimo, donde se produzcan menores pérdidas para ubicación adecuada de dichos bancos.

Entonces, las pérdidas producidas P_1 en el sistema del alimentador número tres al incorporar las baterías en la línea 2, 6 y 8, se tiene las pérdidas de potencias totales de $P_1 = 27 kW$.

Tabla 13 Pérdidas producidas al incorporar los bancos en las líneas (2-6-8)

LINEAS	Pérdidas de 19-20 horas (MW)	Pérdidas de 20-21 horas (MW)	Pérdidas de 21-22 horas (MW)
LINEA 1	0,000	0,000	0,000
LINEA 2	0,002	0,003	0,002
LINEA 3	0,000	0,000	0,000
LINEA 4	0,000	0,000	0,000
LINEA 5	0,001	0,001	0,001
LINEA 6	0,001	0,002	0,001
LINEA 7	0,000	0,000	0,000
LINEA 8	0,004	0,005	0,004
LINEA 9	0,000	0,000	0,000
LINEA 10	0,000	0,000	0,000
Pérdida horaria	0,008	0,011	0,008
Pérdidas totales			0,027 MW

Fuente: Autores

Las sumatoria de pérdidas en las líneas en las cuales se ubicaron los almacenadores de energía

es: $\sum \text{Pérdidas}_{(2-6-8)} = 7 kW$

Entonces;

$$P_0 > P_{\text{Caso 1}}$$

$$54 kW > 27 kW$$

$$E_0 > E_{\text{Caso 1}}$$

$$162 kWh > 81 kWh$$

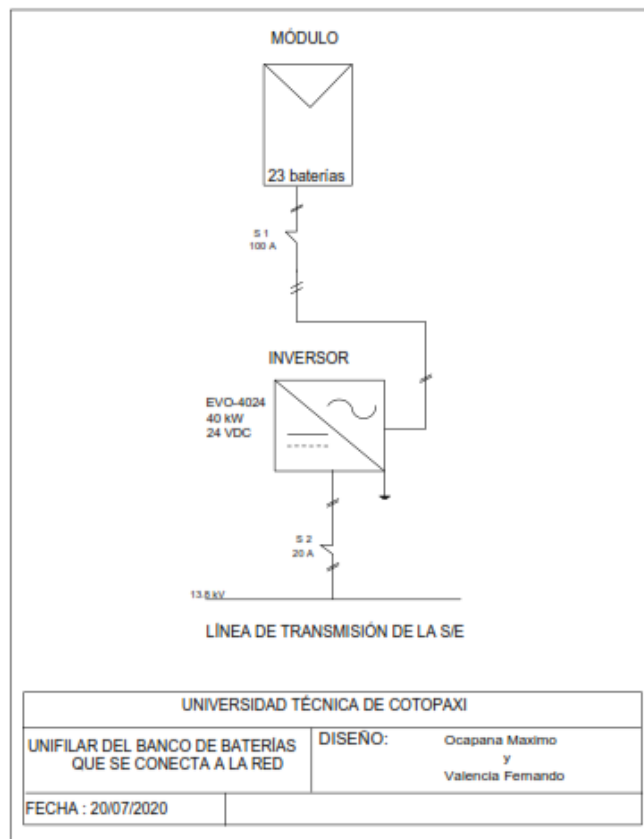
De modo que el nuevo porcentaje de pérdidas será:

$$\% \text{pérdidas} - 1 = 0,428\%$$

11.7.7. Diagrama unifilar de conexión

El acoplamiento de los almacenadores de energía se lo realiza con una conexión directa en la línea de transmisión en el esquema siguiente se observa el tipo de conexión y características que presentan el banco de baterías. En cada uno de los bancos que tengan una capacidad de 15.206 kW a 19.008 kW llevarán un conductor #6 AWG. La longitud aproximada de los conductores será de 4 a 5 metros dependiendo de la robustez de cada módulo.

Figura 20 Conexión del banco de baterías.



11.8. Caso 2: BANCO DE BATERÍAS UBICACIÓN 2

La ubicación adecuada de los almacenadores de energía están en función de las cavidades y estados en los que se encuentran las líneas para ello se ha considerado un segundo caso, el cual consiste en ubicar el banco de baterías en lugares en los que se puedan verificar cambios de las magnitudes presentes en el sistema permitiendo así comparar una ubicación adecuada (ver anexo 3).

Tabla 14: Capacidad de bancos de baterías caso 2

Batería	N_s	N_p	V_{bat}	$I_{car/des}$	t_{des} (h)	Temp.	Energía (80%) kWh
1	6	7	158,4	1260	3	20 °C	53,222
Energía de Banco							159,667

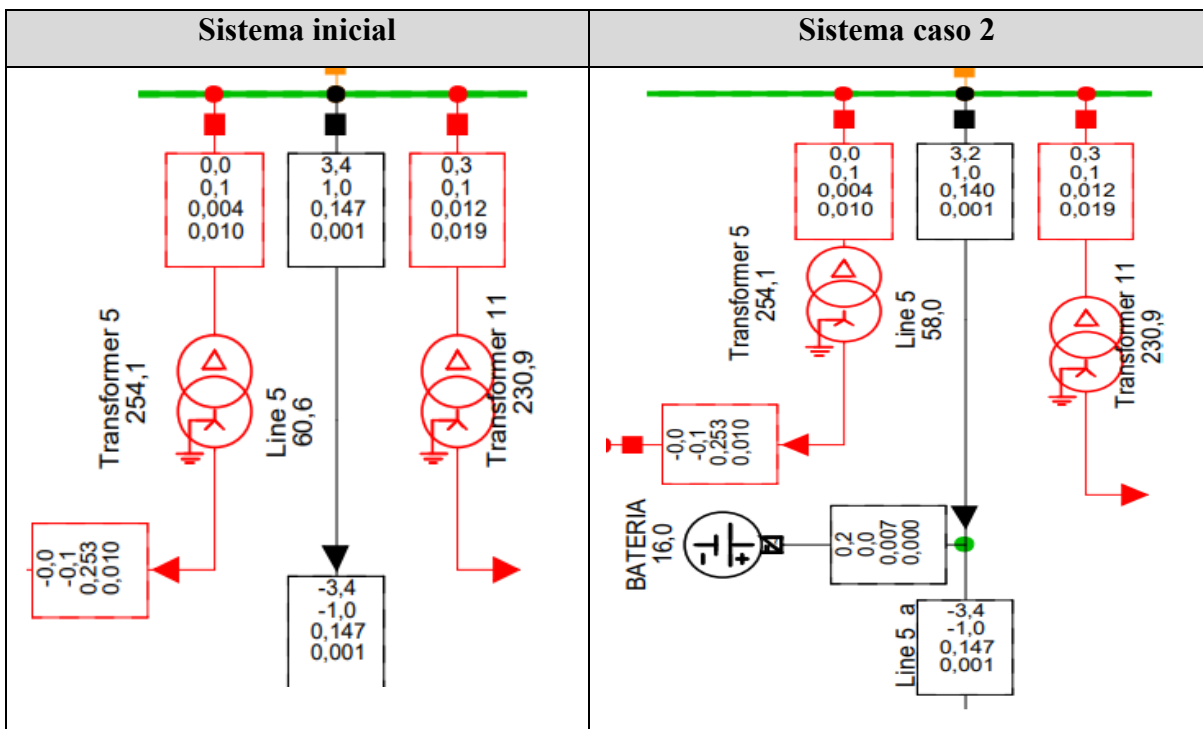
Fuente: Autores

Para el dimensionamiento de las baterías en el caso 2, se le realiza con el procedimiento inicial, en función de las corrientes y voltajes nominales en los cuales opera el sistema, los almacenadores de energía se muestran en la tabla 14, además los valores de potencia requeridas por cada una de las baterías en las líneas 5. Esta capacidad de potencia requerida es necesaria para suplir y reducir las pérdidas en dichas líneas.

11.8.1. Flujo del sistema

En el caso 2 el flujo del sistema se presenta de manera diferente a la primera puesto que la ubicación realizada está en líneas donde los casos se consideraban admisibles y la relevancia de cambios es menor.

Tabla 15: Flujo del Sistema al cambiar de ubicación los almacenadores



Fuente: Autores

11.8.2. Variación de cargabilidad en las líneas

Al incorporar las baterías en el segundo escenario, se determinó la variación de cargabilidad que se presentan en las líneas 5 consecuentemente y se puede constatar en la tabla 16 que el valor de cargabilidad tiende a ser más bajo al incorporar en estas líneas, puesto que presentan mayor cargabilidad inicial en ausencia de los bancos de baterías.

(Línea 5) → **CARGABILIDAD con/b** = 60,6% > **CARGABILIDAD sin/b** = 58%

Tabla 16 Variaciones obtenidas de cargabilidad

BATERIAS EN LAS LÍNEAS 5				
LÍNEAS	Cargabilidad sin baterías	Código de colores	Cargabilidad con baterías	Código de colores
Línea 1	5.2%	Estable	5.2%	Estable
Línea 2	84.6%	Admisible	82,00%	Estable
Línea 3	18,30%	Estable	18,30%	Estable
Línea 4	8,20%	Estable	8,20%	Estable
Línea 5	60,60%	Admisible	58,00%	Admisible
Línea 6	55,40%	Admisible	55,40%	Admisible
Línea 7	7,10%	Estable	7,10%	Estable
Línea 8	48,20%	Estable	48,20%	Admisible
Línea 9	18,70%	Admisible	18,70%	Estable
Línea 10	15,10%	Estable	15,10%	Estable

Fuente: Autores

11.8.3. Pérdidas al ubicar los almacenadores de energía en la línea 5

De igual manera, al proceder con una reubicación del banco de baterías en el segundo escenario se ubicó en la línea 5, se partió de la potencia requerida por los bancos para estas líneas y en función de su cargabilidad analizada anteriormente en condiciones iniciales.

Realizando el pertinente cálculo para determinar las pérdidas de potencia, se determinó que las pérdidas totales al incorporar 3 baterías en las líneas donde presentan mayores problemas de sobrecarga, tenemos unas pérdidas de potencia de $P2 = 22,240kW$.

Tabla 17 Pérdidas producidas al incorporar los bancos en la línea 5

Pérdidas en las líneas con una batería en la línea 5			
LINEAS	Pérdidas de 19-20 horas (MW)	Pérdidas de 20-21 horas (MW)	Pérdidas de 21-22 horas (MW)
LINEA 1	0,000	0,000	0,000
LINEA 2	0,004	0,005	0,004
LINEA 3	0,000	0,000	0,000
LINEA 4	0,000	0,000	0,000
LINEA 5	0,000	0,001	0,000
LINEA 6	0,003	0,004	0,003
LINEA 7	0,000	0,000	0,000
LINEA 8	0,008	0,005	0,004
LINEA 9	0,000	0,000	0,000
LINEA 10	0,000	0,000	0,000
Pérdida horaria	0,015	0,015	0,011
Pérdidas totales	0,041 MW		

Fuente: Autores

Las sumatoria de pérdidas en las líneas en las cuales se ubicaron los almacenadores de energía es: $\sum \text{Pérdidas}_{(8)} = 41 \text{ kW}$

Entonces;

$$P_0 > P_{\text{Caso 2}}$$

$$54 \text{ kW} > 41 \text{ kW}$$

$$E_0 > E_{\text{Caso 2}}$$

$$162 \text{ kWh} > 123 \text{ kWh}$$

De modo que el nuevo porcentaje de pérdidas será:

$$\% \text{ pérdidas} = 1,950 \%$$

11.9. Caso 3: BANCO DE BATERÍAS JUNTO A LA CARGA

Se pretende incorporar el banco de baterías lo más cerca de la carga para determinar el comportamiento y verificar la factibilidad de la ubicación con respecto al banco de baterías, por ello, se proponen en el tercer caso, la ubicación junto a la carga con mayor consumo (**ver anexo 4**). Se realiza el dimensionamiento en función de las pérdidas producidas a partir de la carga que abastece la línea 8.

Tabla 18: Capacidad de bancos de baterías caso 3

Batería	N_s	N_p	V_{bat}	$I_{car/des}$	t_{des} (h)	Temp.	Energía (80%) kWh
1	6	6	158,4	1080	3	20 °C	45,619
Energía de Banco							136,858

Fuente: Autores

11.9.1. Cargabilidad en las líneas

La cargabilidad es uno de los parámetros que termine interviene en el cambio de conductor, puesto tiende a variar el porcentaje de carga nominal en el cual se encuentran la línea 8.

Tabla 19 Variación en cargabilidad en las líneas

BATERIAS EN LAS LÍNEAS 8				
LÍNEAS	CARGABILIDAD SIN BATERÍAS	CODIGO DE COLORES	CARGABILIDAD CON BATERÍAS	CODIGO DE COLORES
Línea 1	5.2%	Estable	5,20%	Estable
Línea 2	84.6%	Admisible	82,00%	Admisible
Línea 3	18,30%	Estable	18,30%	Estable
Línea 4	8,20%	Estable	8,20%	Estable
Línea 5	60,60%	Admisible	57,90%	Admisible
Línea 6	55,40%	Admisible	51,80%	Admisible
Línea 7	7,10%	Estable	7,26%	Estable
Línea 8	48,20%	Admisible	44,70%	Estable
Línea 9	18,70%	Estable	18,60%	Estable
Línea 10	15,10%	Estable	15,10%	Estable

Fuente: Autores

11.9.2. Pérdidas producidas

Las pérdidas producidas al incorporar el banco de baterías más cerca de la carga se puede evidenciar en el esquema, que se mantiene una elevada cantidad de pérdidas en el sistema ya que la compensación de energía es pequeña en comparación a la demanda que exige en otras zonas de consumos críticos.

Tabla 20 Pérdidas en las líneas

Perdidas en las líneas con una batería en la línea 8

LINEAS	Pérdidas de 19-20 horas (MW)	Pérdidas de 20-21 horas (MW)	Pérdidas de 21-22 horas (MW)
LINEA 1	0,000	0,000	0,000
LINEA 2	0,004	0,005	0,004
LINEA 3	0,000	0,000	0,000
LINEA 4	0,000	0,000	0,000
LINEA 5	0,001	0,001	0,001
LINEA 6	0,003	0,004	0,003
LINEA 7	0,000	0,000	0,000
LINEA 8	0,003	0,005	0,003
LINEA 9	0,000	0,000	0,000
LINEA 10	0,000	0,000	0,000
Pérdida horaria	0,011	0,015	0,011
Pérdidas totales			37kW

Fuente: Autores

Las sumatoria de pérdidas en las líneas en las cuales se ubicaron los almacenadores de energía es: $\sum \text{Pérdidas}_{(8)} = 37 \text{ kW}$

Entonces;

$$P_0 > P_{\text{Caso 3}}$$

$$54 \text{ kW} > 37 \text{ kW}$$

$$E_0 > E_{\text{Caso 3}}$$

$$162 \text{ kWh} > 111 \text{ kWh}$$

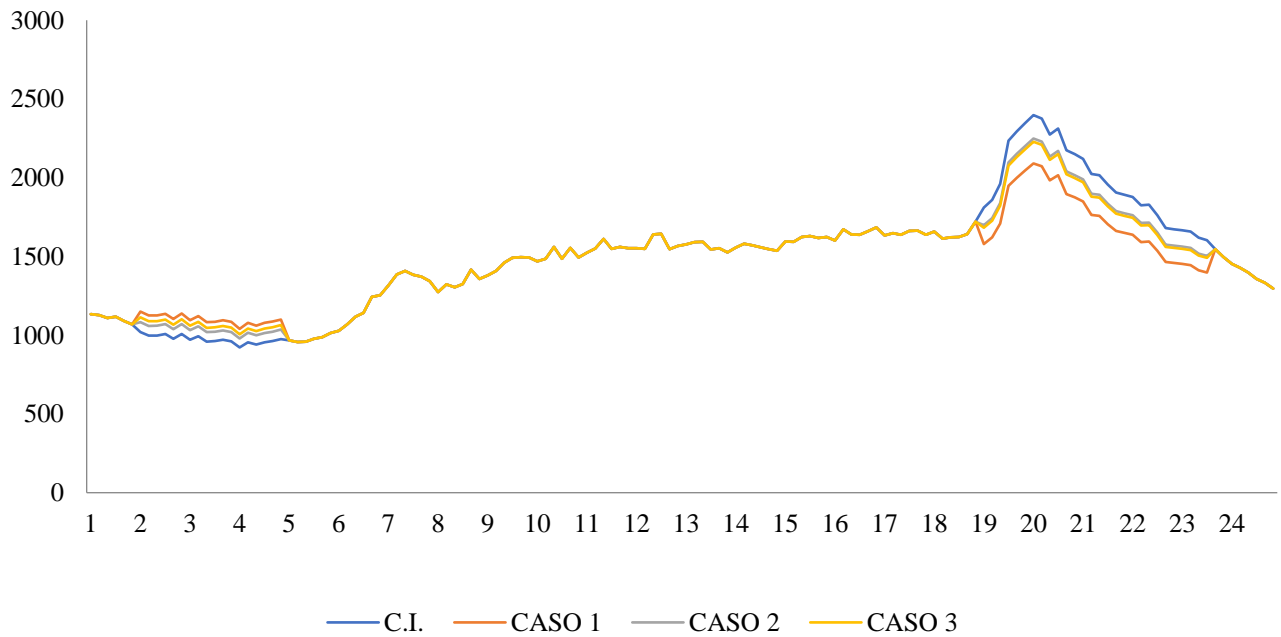
De modo que el nuevo porcentaje de pérdidas será:

$$\% \text{ pérdidas} = 1,015 \%$$

11.10. REDUCCIÓN DE LA CURVA DE CONSUMO

El análisis de la curva inicial consiste en evidenciar el lugar en el cual la curva empieza a crecer, hasta llegar a sus valores picos, para ellos se establece comparaciones entre cada uno de los casos previamente estudiados.

También se toma intervalo de tiempo en el cual predomina el mayor consumo energético (19:00-22:00). En la figura 21 se observa de color azul la energía suministrada al sistema y la comparación de la curva diaria con respecto a cada una de las gráficas, por lo que las curvas tienden a bajar.

Figura 21: Curva diaria

Fuente: Autores

La energía que los bancos de baterías inyectan al sistema en las horas pico se ve reflejado el tiempo en el cual el sistema se carga, como indica en la hoja de datos del fabricante, el tiempo de carga requerido con respecto a la corriente de descarga es de tres horas las cuales se tomaron de las horas de menor consumo u horas valle.

A continuación, se muestran los valores de energía que se necesita para cargar las baterías en cada uno de los casos.

$$E_{Caso\ 1} = 159,667\ kWh$$

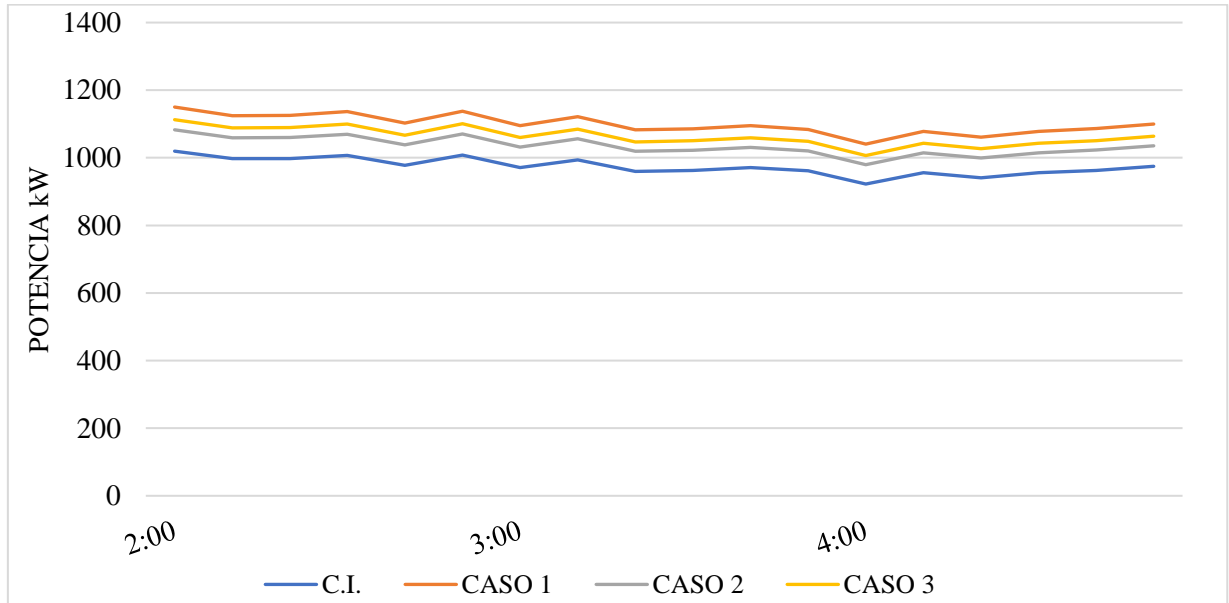
$$E_{Caso\ 2} = 121,651\ kWh$$

$$E_{Caso\ 3} = 121,651\ kWh$$

En la figura 22, se muestra el comportamiento de las curvas en cada uno de los casos de estudio, las baterías se cargan en las horas de menor consumo (2:00 – 5:00) am, se refleja que el caso 1

es donde más energía consumen las baterías, puesto que requiere mayor potencia en las horas pico y se relaciona directamente con las tres ubicaciones diferentes para dicho caso.

Figura 22 Curvas de carga de las baterías en los tres casos.



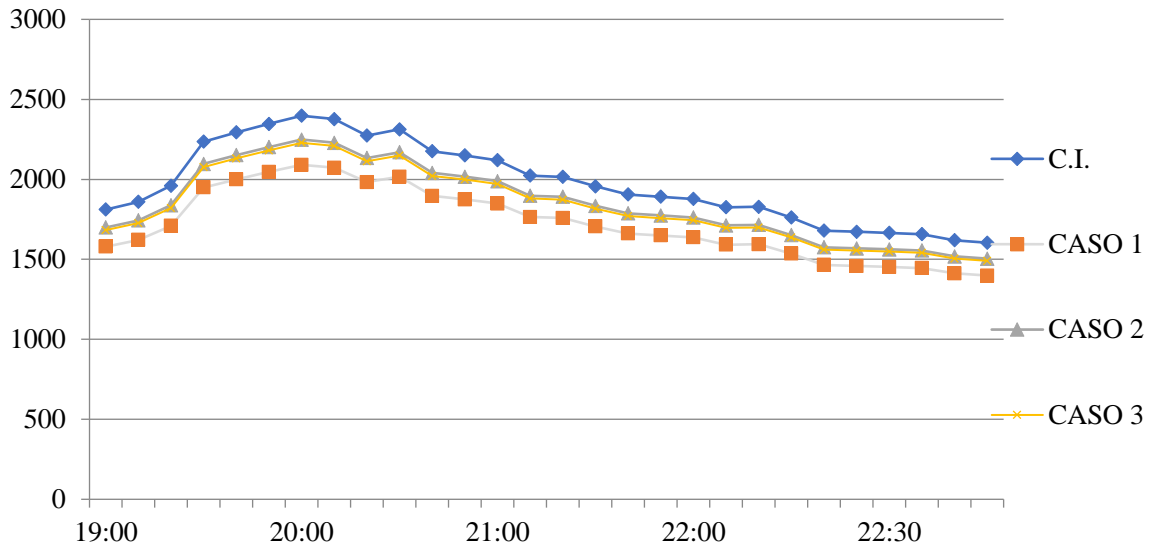
Fuente: Autores

La energía inicial respecto a cada uno de los casos se muestra mayor, evidencia que en cualquiera de los casos de estudio se tiene una reducción en pérdidas de energía, ya sea al incorporar almacenadores de energicos o la repotenciación de las líneas en estado crítico.

$$E_0 = 162 \text{ (kWh)} \quad > \quad \begin{aligned} E_{Caso 1} &= 81 \text{ kWh} \\ E_{Caso 2} &= 123 \text{ kWh} \\ E_{Caso 3} &= 111 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Al hacer la ampliación de la zona en la cual se presenta mayor demanda hora pico, podemos visualizar de manera cercana el comportamiento de cada una de las curvas, así como la reducción en cada una de ellas en el intervalo de (19:00-22:30).

Figura 23: Representación de pérdidas en los casos de estudios



Fuente: Autores

12. IMPACTOS (TÉCNICOS Y ECONÓMICOS)

La propuesta que se establece inicialmente consta de tres posibles opciones en la ubicación del banco de baterías, para interpretar económicamente los datos se toma en comparación el caso 1 con el caso 2 y el caso tres respectivamente.

Las líneas que intervienen al incorporar los almacenadores de energía en paralelo con la carga son las del caso 1, para ello se toma datos de un fabricante, con la hoja de datos de cada batería se estableció poner determinados números de baterías en un banco para obtener la cantidad de potencia necesaria que sea capaz de reducir las pérdidas en dichas líneas, esta cantidad se relaciona con el precio individual de cada batería para obtener un costo total en todo el primer caso de estudio.

Por otro lado, en términos económicos también se ha considerado el tercer caso, que consiste en la ubicación de un solo banco de batería que se conecta mucho más cerca a la carga y determinar el comportamiento del sistema con las variables técnicas y económicas.

Se identifica los precios unitarios por metro de cada línea y la cantidad de baterías que se necesita para compensar la demanda requerida en la misma, además, el costo referencial total sirve para realizar una comparación entre los 3 casos de estudios y determinar cuál de estas opciones propuestas es viable económicamente o viable en términos de reducción de pérdidas.

12.1. Estudio del TIR y VAN

Para el análisis de la tasa interna de retorno y el valor agregado neto, se ha tomado como referencia los precios que involucran la carga y descarga de los bancos almacenadores de energía, considerando que existen poco estudios relacionados con almacenamientos de energía dentro de la misma red, se propone un estudio básico de los costos para determinar la viabilidad del proyecto.

12.1.1. Valor actual neto van

$$VAN = -I + \sum_{i=0}^N \frac{Q_i}{(1+i)^n}$$

Donde:

I : Inversión del proyecto

Q_i : Tasa de retorno

i : Tasa de interés

n : Tiempo

12.1.2. Tasa interna de retorno TIR

$$TIR = -I + \sum_{i=0}^N \frac{Q_i}{(1+k)^n}$$

Donde:

I : Inversión del proyecto

Q_i : Tasa de retorno

n : Tiempo

12.1.3. Cálculos del TIR y VAN de los proyectos a estudiar

PROYECTOS

CASO 1: Se evalúa los precios de la incorporación de los bancos de baterías en diferentes ubicaciones, (línea 2, línea 6 y línea 8), tiene una inversión de \$11283.54 y se espera un retorno anual de \$ 786.94, con una tasa de interés del 10%, tomado del Banco Central “TASA DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PUBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO”.

Tabla 21 Ingresos y egresos anuales del primer caso

CASO 1			
EGRESOS		INGRESOS	
DETALLE	VALOR	DETALLE	VALOR
costo de Mantenimiento de las baterías de un ingeniero electricista en general según el ministerio de trabajo	\$ 50.00	Ahorro diario al ingresar las baterías al sistema	\$ 2.70
		Ahorro anual al ingresar las baterías al sistema	\$ 985.5

Fuente: Autores

CASO 2: Tiene una inversión de \$ 6637.54 y se espera un retorno anual de \$ 529.5, con una tasa de interés del 10%.

Tabla 22 Ingresos y egresos anuales del segundo caso

CASO 2			
EGRESOS		INGRESOS	
DETALLE	VALOR	DETALLE	VALOR
costo de Mantenimiento de las baterías de un ingeniero electricista en general según el ministerio de trabajo	\$ 50.00	Ahorro diario al ingresar las baterías al sistema	\$ 1.45
		Ahorro anual al ingresar las baterías al sistema	\$ 529.5

Fuente: Autores

CASO 3: Tiene una inversión de \$ 6637.54 y se espera un retorno anual de \$ 124.1

Tabla 23 Ingresos y egresos anuales del tercer caso

CASO 3			
EGRESOS		INGRESOS	
DETALLE	VALOR	DETALLE	VALOR
			\$ 0.34

costo de Mantenimiento de las baterías de un ingeniero electricista en general según el ministerio de trabajo	\$ 50.00	Ahorro diario al ingresar las baterías al sistema	
		Ahorro anual al ingresar las baterías al sistema	\$ 124.1

Fuente: Autores

Con respecto a los ingresos y egresos en cada uno de los casos obtenemos una tabla en el cual se puede evaluar los dos proyectos y determinar los valores de la tasa interna de retorno TIR y del valor actual neto VAN. Para ellos se toma como proyección a ocho años en función de la vida útil de las baterías de Ion Litio, como lo indica el fabricante en su catálogo.

$$vida\ útil\ de\ baterías = \frac{n^{\circ}\ ciclos\ total}{n^{\circ}\ ciclos\ anuales} = \frac{3000}{365} \cong 8\ años$$

Tabla 24 Proyectos a evaluar

TASA 10 %			
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Inversión	-11283.54	-6637.54	-6637.54
AÑO 1	835.5	470	74.1
AÑO 2	835.5	470	74.1
AÑO 3	835.5	470	74.1
AÑO 4	835.5	470	74.1
AÑO 5	835.5	470	74.1
AÑO 6	835.5	470	74.1
AÑO 7	835.5	470	74.1
AÑO 8	835.5	470	74.1
VAN	-6826.21	-4130.12	-6242.22
TIR	-10.36%	-11%	-35%

Fuente: Autores

CASO 1

$$VAN = -11283.54 + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^1} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^2} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^3} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^4} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^5} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^6} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^7} + \frac{985.5 - 50}{(1 + 0.10)^8}$$

$$VAN = \$ - 6826.21$$

$$TIR = -11283.54 + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^1} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^2} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^3} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^4} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^5} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^6} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^7} + \frac{985.5 - 50}{(1+k)^8}$$

TIR = -10.36%

CASO 2

$$VAN = -6637.54 + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^1} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^2} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^3} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^4} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^5} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^6} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^7} + \frac{529.5 - 50}{(1+0.10)^8}$$

VAN = \$ - 4130.12

$$TIR = -6637.54 + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^1} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^2} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^3} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^4} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^5} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^6} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^7} + \frac{529.5 - 50}{(1+k)^8}$$

TIR = -11%

CASO 3

$$VAN = -6637.54 + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^1} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^2} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^3} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^4} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^5} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^6} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^7} + \frac{124.1 - 50}{(1+0.10)^8}$$

VAN = \$ - 6242.22

$$TIR = -6637.54 + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^1} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^2} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^3} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^4} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^5} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^6} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^7} + \frac{124.1 - 50}{(1+k)^8}$$

TIR = -35%

12.1.4. Decisión

Al analizar los tres proyectos considerando una tasa de interés de un 15%, y al tener claros los conceptos de TIR y VAN, se establece que:

Tabla 25 Análisis del proyecto

VALOR	SIGNIFICADO	DECISION A TOMAR
VAN= -6826.21	La inversión no produciría ganancias	El proyecto no es aceptable
VAN= -4031.12	La inversión no produciría ganancias	El proyecto no es aceptable
VAN =-6242.22	La inversión no producirá	El proyecto no es aceptable

ganancias

Fuente: Autores

13. PRESUPUESTO PARA LA PROPUESTA DEL PROYECTO

Recursos	PRESUPUESTO PARA LA ELABORACIÓN			
	Cantidad	Personas	V. Unitario	Valor Total
Transporte	7 (veces)	2	2.50	\$70,00
Programas para simulación	2	2	20,00	\$40,00
Material Bibliográfico y fotocopias.				\$ 30,00
Gastos Varios Bebidas, comidas		2	10	\$20.00
Otros Recursos Asesoramiento por terceros		2	50	\$100.00
Sub Total				\$260.00
TOTAL				\$260.00

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se concluye que:

- Las condiciones iniciales del sistema presentan una sumatoria total de pérdidas de **162 kWh** en las horas pico, demostrando que; las líneas 2, 6 y 8 son las que mayores pérdidas presentan, con un porcentaje de pérdidas de 2,568%.
- Los sistemas de almacenamiento permiten reducir las pérdidas en cada uno de los casos, sin embargo, en el caso 1 se presentan reducción en cargabilidad de cada línea que se ubica los módulos siendo, la cargabilidad condiciones iniciales de **84.6%** reduciendo la **82,00%** en el caso 1.
- El uso de sistemas de almacenamiento de energía como métodos de respaldo, permiten una flexibilidad y aprovechamiento de la energía al consumirla en horas valle (20:00-06:00) e inyectar la misma energía en horas pico (18:00 – 22:00), según el Pliego Tarifario ecuatoriano 2020, haciendo que las líneas tengan menores pérdidas y su cargabilidad sea menor.
- Las representaciones en curvas de cada uno de los casos versus la curva en condiciones iniciales demuestran que; el porcentaje de pérdidas tiende a reducirse mayormente en el caso 1 con 1.284% y en los casos restantes se asemejan entre **1,95%** y **1.75%** respectivamente.

- La energía que necesitan consumir los bancos de baterías en horas valle para el caso 1 es de **159,667 kWh**, tomando en consideración el **79%** de profundidad de descarga de las baterías.
- La ubicación de los bancos de baterías genera una reducción de pérdidas de energía, sin embargo, los costos adquisitivos y de operación de los almacenadores de energía superan los costos de retorno.
- No obstante, los bancos de almacenadores de energía son sistemas que poseen una diferencia en los costos iniciales de puesta en marcha tomando en cuenta esta consideración la implementación de este sistema conlleva un gasto considerable, sin embargo, se cumple con el objetivo principal al obtener una reducción de pérdidas considerables desde el caso inicial.

Se recomienda;

- Realizar la carga de los bancos de baterías en las horas de menor consumo denominadas horas valle para evitar que la curva exceda los niveles nominales de consumo y la energía pueda ser aprovechada en su mayoría.
- Para un análisis adecuado de las condiciones iniciales del sistema, se recomienda relacionar las posibles variaciones en las magnitudes con una normativa vigente para establecer un adecuado criterio e identificar la manera correcta de reducir de pérdidas de potencia.
- Es recomendable utilizar baterías con características de almacenamiento, que puedan operar en bajas o elevadas temperaturas sin que la variación de temperatura pueda interferir en la función de entregar energía de manera adecuada a la red para ello realizar pruebas de funcionamiento considerando futuras contingencias.
- Para la ubicación de las baterías de almacenamiento, como manera de estudio se recomienda el acoplamiento en las líneas ya que al introducir potencia directamente estas presentan un mayor aprovechamiento de la energía suministrada por los bancos, no obstante, otra posibilidad es el acoplamiento en las barras, sin embargo, esta opción se la descarta puesto que la función de las baterías es desaprovechada y llega menor cantidad de potencia en la línea afectada por lo que la energía en su mayoría es consumida aguas abajo.
- Se recomiendan un adecuado dimensionamiento del banco de baterías, puesto la función principal de este sistema es entrar en operación cuando la curva de

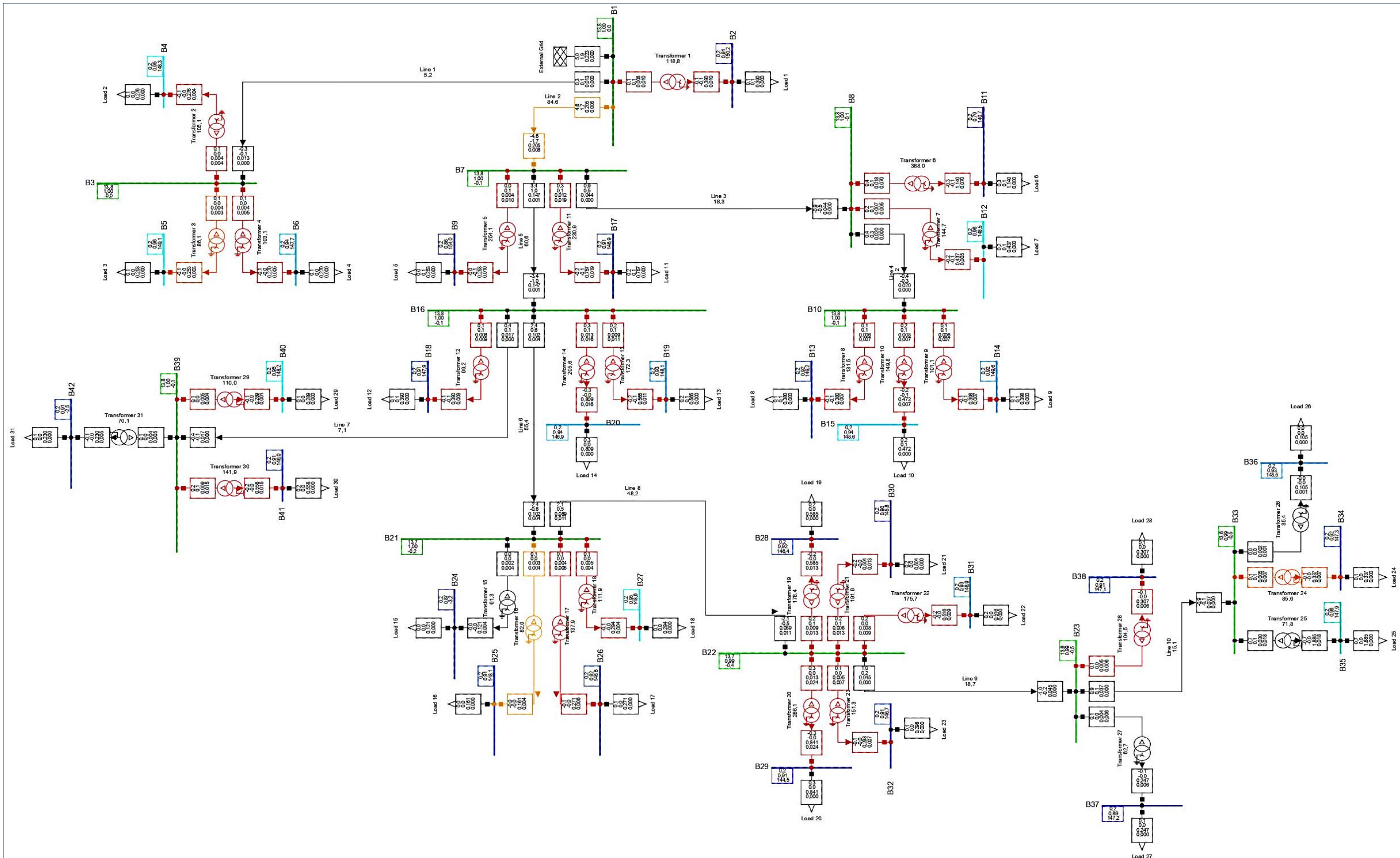
consumo del alimentador este por encima de los límites de su capacidad nominal, ya que, si esto no se cumple, se podría cambiar en la dirección del flujo del sistema de potencia ocasionando un desbalance en la operación general del alimentador.

15. BIBLIOGRAFÍA

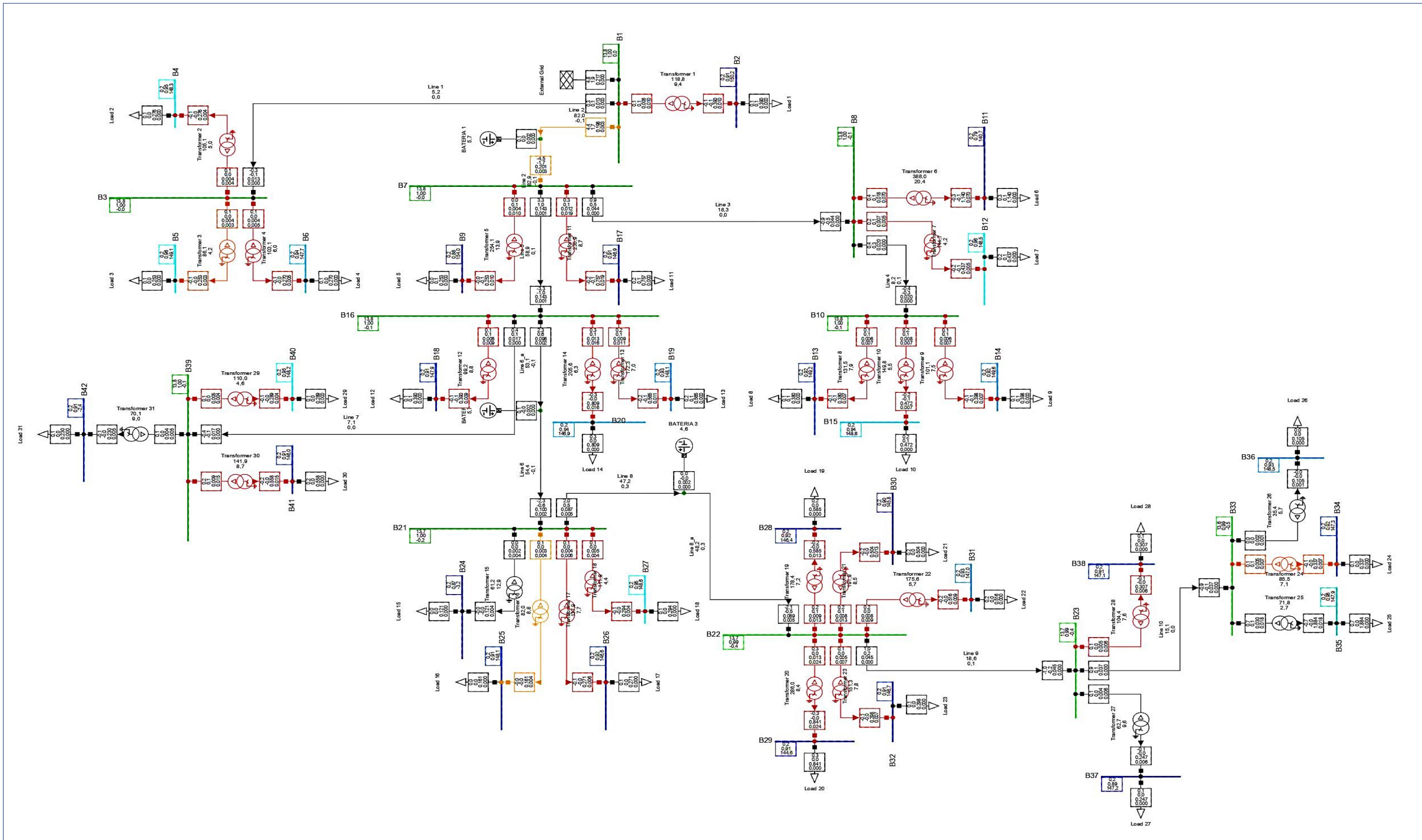
- [1] W. S. John Grainger, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Mexico: McGraw, 1985.
- [2] M. Cristian, «Flujo de Potencia Trifásico Para Sistemas de Distribución,» P.U.C.CH. Departamento de Ingeniería, Santiago de Chile, 1989.
- [3] J. I. FRANCO, «ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA,» FIME, San Nicolás de los Garza, 2002.
- [4] G. F. d. Mauro, J. A. Suárez y a. O. Anaut, «Pérdidas Joule en alimentadores que transportan corrientes armónicas en baja tensión,» *SCIELO*, vol. Vol. 13, nº no. 2, pp. 5-6, 2013.
- [5] R. MATOS, «Sector ELECTRICIDAD,» 24 Julio 2014. [En línea]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/9602/distribucion-de-energia-electrica/>. [Último acceso: 02 01 2020].
- [6] J. D. J. C., «Sistemas de distribución de Energía Eléctrica,» Primera Edición, México, 1995.
- [7] E. A. UD, «REDES DE DISTRIBUCIÓN,» Transporte de Energía, 24 septiembre 2014. [En línea]. Available: <https://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>. [Último acceso: 16 12 2019].
- [8] N. S. R., «FORMACIÓN PARA LA INDUSTRIA 4.0,» *Redes radiales y en anillo.*, pp. 7-9, 30 Junio 2019.
- [9] E. D. D. L. A. D. REGULACIÓN, *CALIDAD DEL PRODUCTO*, Quito: ARCONEL, 2018.
- [10] G. J. M. CH., «SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO,» DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA, Valladolid, 2016.
- [11] E. A. G y A. S. A, «EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL FUTURO,» COPYRIGHT DE ESTA EDICIÓN, Madrid, 2017.
- [12] J. R. Morante, «El almacenamiento de la electricidad,» 1ª edición Fundación Gas Natural Fenosa, Barcelona, 2014.
- [13] C. d. E. CEAC, «CEAC,» planeta formacion y Universidades, 29 enero 2013. [En línea]. Available: <https://www.ceac.es/blog/efecto-corona-en-lineas-de-transmision>. [Último acceso: 22 enero 2019].
- [14] Norvento, «AMBIENTUM,» INFOSALD, 16 Julio 2018. [En línea]. Available: <https://www.ambientum.com/ambientum/energia/que-es-la-energia-distribuida-2.asp>. [Último acceso: 14 Diciembre 2019].
- [15] J. G. M. T., F. J. G. Q. y S. S. S., «Reportaje,» *Revista Transición Energética*, vol. Vol. 2, nº No. 04, pp. 15-20, 2018.
- [16] R. M. PALOMINO, «GENERACIÓN RENOVABLE, ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y REDES INTELIGENTES,» WorkShop, México, 2017.
- [17] L. H. C, «Microrredes,» Workshop Internacional, Montevideo, 2019.

- [18] V. S. A. R., «DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN PROTOTIPO DE BATERÍA RECARGABLE,» Sr. RODRIGO PALMA BEHNKE, Santiago de Chile, 2010.
- [19] T. R. C, « Iberdrola, S.A.,» Newsletter, 2019. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente>. [Último acceso: 02 01 2020].
- [20] A. Fenick y G. Mallea, «Efectos en la operación del sistema de la incorporación de energías renovables con bajo factor de planta y alta volatilidad,» Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [21] E. Urresta, «Aire comprimido para almacenar energía,» *EL TELEGRAFO*, n° 2, p. 15, 2018.
- [22] C. S. ESP, «ENEL CODENSA,» CODENSA, 01 octubre 2009. [En línea]. Available: https://likinormas.micodensa.com/Especificacion/otros/etat_912_cargador_banco_baterias_48_vcc. [Último acceso: 15 noviembre 2019].
- [23] J. Marcano, «Bancos y Cargadores de,» Departamento de Conversión y Transporte de Energía, Sartenejas, 2017.
- [24] J. F. B. Pulgarín, «Recuperación de cobalto y litio,» M.Sc y D.Sc en Ingeniería Metalúrgica , Medellín, 2016.
- [25] S. H. Valenzuela, «EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE BATERÍAS,» Manuel Díaz R., Santiago de Chile, 2017.
- [26] S. H. VALENZUELA, «EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE BATERÍAS,» Manuel Díaz R, Santiago_Chile, 2017.
- [27] J. A. R., «SecuraME,» SecuraME, 26 Marzo 2014. [En línea]. Available: <https://www.securame.com/blog/baterias-de-li-ion-ventajas-desventajas-y-mantenimiento/>. [Último acceso: 15 12 2019].
- [28] I. MÁRTIL, «CD Comunicación EC,» Material Eléctrico, 21 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/02/21/funcionamiento-de-una-bateria-de-ion-litio-pros-y-contras/>. [Último acceso: 09 Diciembre 2019].
- [29] R. A. J. Antonio, «Baterías de litio,» DISCOS DUROS MAGNÉTICOS, México, 2018.
- [30] RELATED PRODUCTS, «PORTATIL MOVIL,» 24 Febrero 2017. [En línea]. Available: https://www.portatilmovil.com/blog/54_carga-baterias-li-ion.html. [Último acceso: 17 Diciembre 2019].
- [31] G. R., «BATERÍAS DE IONES DE LITIO, VENTAJAS,» Logística Sostenible, Barcelona, 2018.
- [32] G. Mendez, «sector ELECTRICIDAD,» sector ELECTRICIDAD, 06 enero 2013. [En línea]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/3272/efecto-corona-en-lineas-de-transmision-y-transformadores/>. [Último acceso: 21 enero 2019].

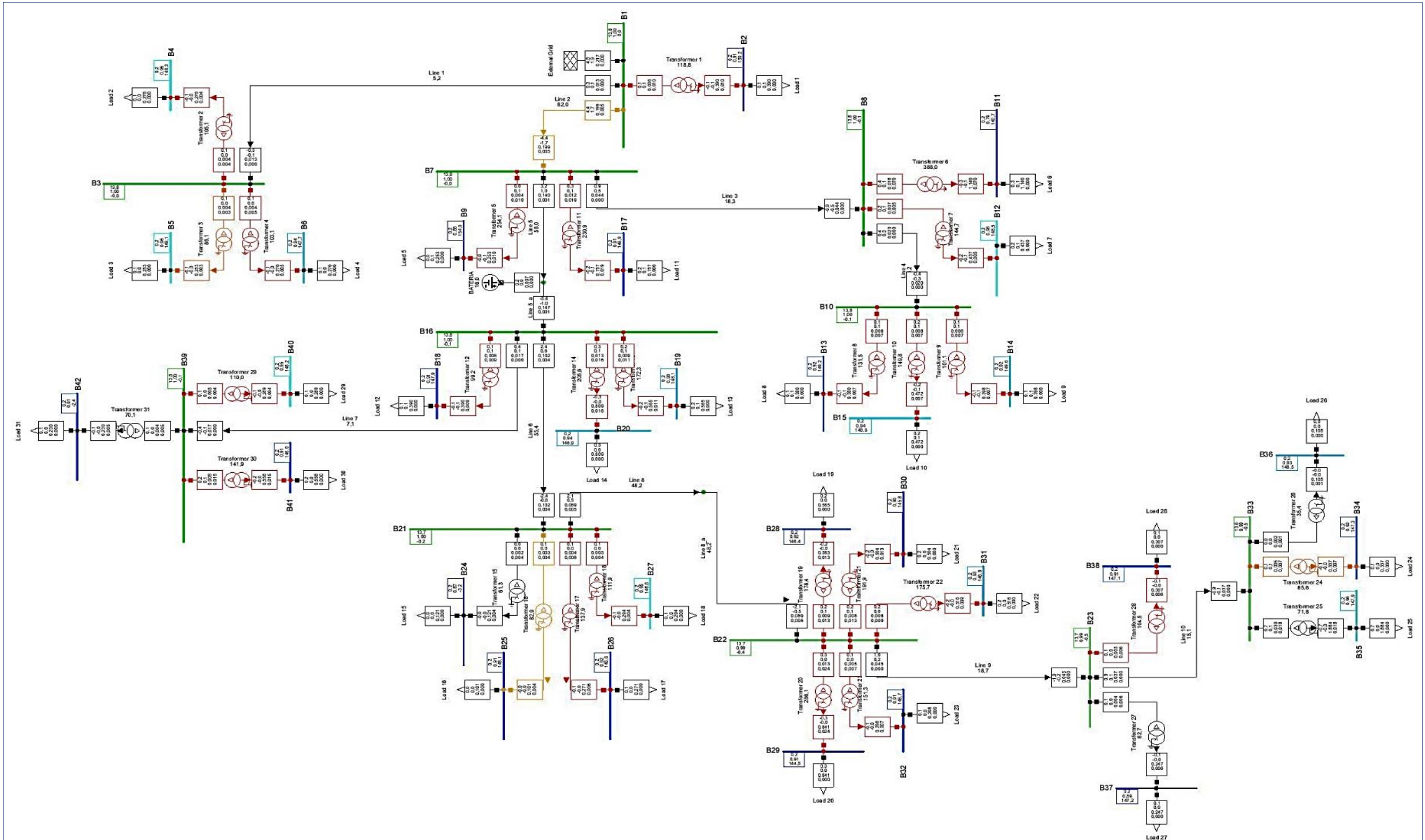
- [33] M. d. E. y. E. Renovable, «Plan Maestro de electricificación,» de *Plan Maestro de electricificación*, Quito, Media Naranja Publicidad , 2017, pp. 87-90.
- [34] C. Maiquiza y C. Alexander, «“ANÁLISIS DEL NIVEL DE VOLTAJE DEL ALIMENTADOR “SALCEDO – CENTRO”, DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO”,» Ingeniería Eléctrica, Latacunga, 2017.



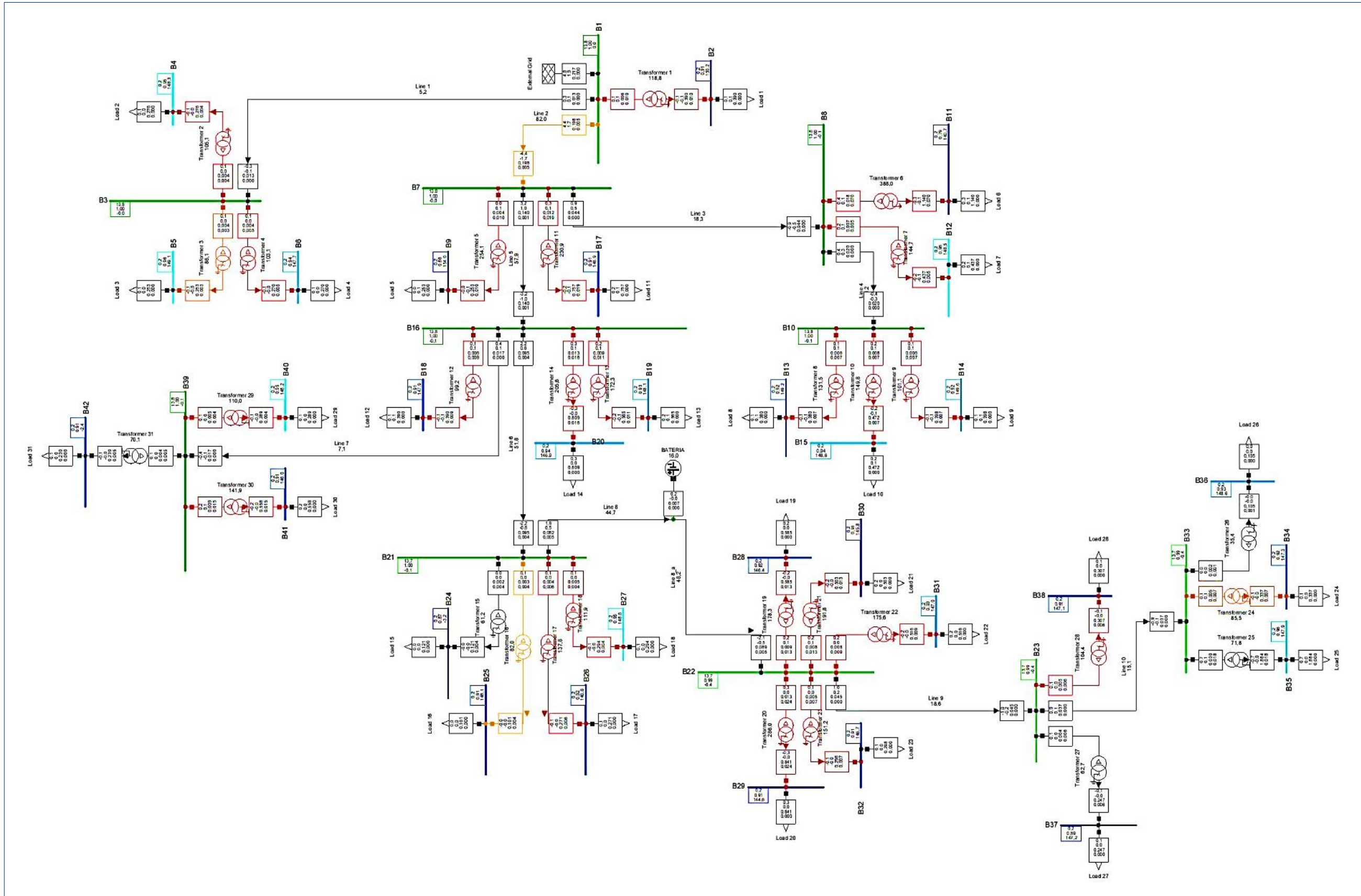
Anexo 1 Diagrama Unifilar en Condiciones Iniciales



Anexo 2 Diagrama Unifilar con tres bancos de batería Caso 1



Anexo 3 Diagrama Unifilar con un banco de baterías cerca de la barra slack Caso 2



Anexo 4 Diagrama Unifilar con un banco de baterías lejos de la barra slack Caso 3

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No		
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		Nodes		1,00 kVA		
Consider Reactive Power Limits		Model Equations				0,10 %		
			DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:			
					Date: 7/12/2020			
Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
Line 1	Lne	5,24	B1	0,279	0,119	0,92	0,013	0,052
Line 10	Lne	15,14	B3	-0,279	-0,119	-0,92	0,013	0,052
			B23	0,857	0,125	0,99	0,037	0,151
Line 2	Lne	84,63	B33	-0,857	-0,124	-0,99	0,037	0,151
			B7	-4,597	-1,660	-0,94	0,205	0,846
Line 3	Lne	18,32	B1	4,603	1,666	0,94	0,205	0,846
			B7	0,936	0,494	0,88	0,044	0,183
Line 4	Lne	8,17	B8	-0,936	-0,493	-0,88	0,044	0,183
			B8	0,371	0,291	0,79	0,020	0,082
Line 5	Lne	60,64	B10	-0,371	-0,291	-0,79	0,020	0,082
			B7	3,365	0,970	0,96	0,147	0,606
Line 6	Lne	55,41	B16	-3,364	-0,968	-0,96	0,147	0,606
			B21	-2,352	-0,595	-0,97	0,102	0,554
Line 7	Lne	7,07	B16	2,356	0,600	0,97	0,102	0,554
			B16	0,386	0,131	0,95	0,017	0,071
Line 8	Lne	48,24	B39	-0,386	-0,131	-0,95	0,017	0,071
			B21	2,061	0,464	0,98	0,089	0,482
Line 9	Lne	18,65	B22	-2,051	-0,451	-0,98	0,089	0,482
			B22	1,046	0,216	0,98	0,045	0,187
			B23	-1,045	-0,215	-0,98	0,045	0,187

Anexo 1: Resumen en condiciones iniciales

Load Flow Calculation					Edge Elements			
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence		No			
Automatic Tap Adjust of Transformers			Max. Acceptable Load Flow Error for		1,00 kVA			
Consider Reactive Power Limits			Nodes		0,10 %			
			Model Equations					
					DiGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:		
						Date: 7/20/2020		
Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
BATERIA 1	Genstat	5,70	Terminal	0,057	0,000	1,00	0,002	0,057
BATERIA 2	Genstat	5,70	Terminal(1)	0,057	-0,000	1,00	0,002	0,057
BATERIA 3	Genstat	4,56	Terminal(2)	0,046	-0,000	1,00	0,002	0,046
Line 1	Lne	5,24	B1	0,279	0,119	0,92	0,013	0,052
			B3	-0,279	-0,119	-0,92	0,013	0,052
Line 10	Lne	15,14	B23	0,857	0,124	0,99	0,037	0,151
			B33	-0,857	-0,124	-0,99	0,037	0,151
Line 2	Lne	82,94	B7	-4,494	-1,659	-0,94	0,201	0,829
			Terminal	4,497	1,662	0,94	0,201	0,829
Line 3	Lne	18,32	B7	0,936	0,494	0,88	0,044	0,183
			B8	-0,936	-0,493	-0,88	0,044	0,183
Line 4	Lne	8,17	B8	0,371	0,291	0,79	0,020	0,082
			B10	-0,371	-0,291	-0,79	0,020	0,082
Line 5	Lne	58,92	B7	3,262	0,969	0,96	0,143	0,589
			B16	-3,260	-0,967	-0,96	0,143	0,589
Line 6	Lne	54,38	B21	-2,306	-0,595	-0,97	0,100	0,544
			Terminal(1)	2,308	0,597	0,97	0,100	0,544
Line 7	Lne	7,07	B16	0,386	0,131	0,95	0,017	0,071
			B39	-0,386	-0,131	-0,95	0,017	0,071
Line 8	Lne	47,21	B21	2,015	0,463	0,97	0,087	0,472
			Terminal(2)	-2,010	-0,457	-0,98	0,087	0,472
Line 9	Lne	18,65	B22	1,046	0,216	0,98	0,045	0,186
			B23	-1,045	-0,215	-0,98	0,045	0,186

Anexo 2: Resumen del sistema la incorporar 3 bancos de baterías CASO 1

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No				
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		Nodes		1,00 kVA		
Consider Reactive Power Limits		Model Equations				0,10 %		
		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:				
				Date: 7/20/2020				
Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
BATERIA	Genstat	15,97	Terminal(1)	0,160	0,000	1,00	0,007	0,160
Line 1	Lne	5,24	B1	0,279	0,119	0,92	0,013	0,052
			B3	-0,279	-0,119	-0,92	0,013	0,052
Line 10	Lne	15,14	B23	0,857	0,124	0,99	0,037	0,151
			B33	-0,857	-0,124	-0,99	0,037	0,151
Line 2	Lne	82,03	B7	-4,437	-1,659	-0,94	0,199	0,820
			B1	4,443	1,666	0,94	0,199	0,820
Line 3	Lne	18,32	B7	0,936	0,494	0,88	0,044	0,183
			B8	-0,936	-0,493	-0,88	0,044	0,183
Line 4	Lne	8,17	B8	0,371	0,291	0,79	0,020	0,082
			B10	-0,371	-0,291	-0,79	0,020	0,082
Line 5	Lne	57,98	B7	3,205	0,970	0,96	0,140	0,580
			Terminal(1)	-3,205	-0,969	-0,96	0,140	0,580
Line 6	Lne	55,40	B21	-2,352	-0,595	-0,97	0,102	0,554
			B16	2,356	0,600	0,97	0,102	0,554
Line 7	Lne	7,07	B16	0,386	0,131	0,95	0,017	0,071
			B39	-0,386	-0,131	-0,95	0,017	0,071
Line 8	Lne	48,24	B21	2,061	0,464	0,98	0,089	0,482
			Terminal	-2,056	-0,457	-0,98	0,089	0,482
Line 9	Lne	18,65	B22	1,046	0,216	0,98	0,045	0,187
			B23	-1,045	-0,215	-0,98	0,045	0,187

Anexo 3: Resumen del sistema con un banco de baterías en la línea 5 CASO 2

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Automatic Model Adaptation for Convergence			No
Consider Reactive Power Limits				No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes			1,00 kVA
					Model Equations			0,10 %
				DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:		
						Date: 7/20/2020		
Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima			Annex: / 1	
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
BATERIA	Genstat	15,97	Terminal	0,160	-0,000	1,00	0,007	0,161
Line 1	Lne	5,24	B1	0,279	0,119	0,92	0,013	0,052
			B3	-0,279	-0,119	-0,92	0,013	0,052
Line 10	Lne	15,14	B23	0,857	0,124	0,99	0,037	0,151
			B33	-0,857	-0,124	-0,99	0,037	0,151
Line 2	Lne	81,99	B7	-4,436	-1,658	-0,94	0,198	0,820
			B1	4,441	1,664	0,94	0,198	0,820
Line 3	Lne	18,32	B7	0,936	0,494	0,88	0,044	0,183
			B8	-0,936	-0,493	-0,88	0,044	0,183
Line 4	Lne	8,17	B8	0,371	0,291	0,79	0,020	0,082
			B10	-0,371	-0,291	-0,79	0,020	0,082
Line 5	Lne	57,95	B7	3,204	0,968	0,96	0,140	0,579
			B16	-3,202	-0,966	-0,96	0,140	0,579
Line 6	Lne	51,84	B21	-2,192	-0,594	-0,97	0,095	0,518
			B16	2,195	0,598	0,96	0,095	0,518
Line 7	Lne	7,07	B16	0,386	0,131	0,95	0,017	0,071
			B39	-0,386	-0,131	-0,95	0,017	0,071
Line 8	Lne	44,66	B21	1,901	0,463	0,97	0,082	0,447
			Terminal	-1,896	-0,457	-0,97	0,082	0,447
Line 9	Lne	18,64	B22	1,046	0,216	0,98	0,045	0,186
			B23	-1,045	-0,215	-0,98	0,045	0,186

Anexo 4: Resumen del sistema con un banco de baterías en la línea 8 CASO 3

Load Flow Calculation				Edge Elements					
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Automatic Model Adaptation for Convergence			No	
Consider Reactive Power Limits				No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes			1,00 kVA	
					Model Equations			0,10 %	
				DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:			
						Date: 7/12/2020			
Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima			Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]	
Load 1	Lod		B2	0,090	0,100	0,67	0,390	1,104	
Load 10	Lod		B15	0,150	0,079	0,89	0,472	1,061	
Load 11	Lod		B17	0,250	0,081	0,95	0,757	1,098	
Load 12	Lod		B18	0,120	0,063	0,89	0,390	1,099	
Load 13	Lod		B19	0,180	0,087	0,90	0,565	1,078	
Load 14	Lod		B20	0,285	0,044	0,99	0,809	1,069	
Load 15	Lod		B24	0,035	0,019	0,88	0,121	1,154	
Load 16	Lod		B25	0,048	0,029	0,86	0,161	1,101	
Load 17	Lod		B26	0,093	0,021	0,97	0,271	1,088	
Load 18	Lod		B27	0,098	0,042	0,92	0,294	1,051	
Load 19	Lod		B28	0,200	0,043	0,98	0,585	1,090	
Load 2	Lod		B4	0,094	0,032	0,95	0,276	1,053	
Load 20	Lod		B29	0,290	0,013	1,00	0,841	1,104	
Load 21	Lod		B30	0,170	0,035	0,98	0,504	1,105	
Load 22	Lod		B31	0,180	0,035	0,98	0,516	1,073	
Load 23	Lod		B32	0,099	0,030	0,96	0,298	1,097	
Load 24	Lod		B34	0,110	0,042	0,93	0,337	1,089	
Load 25	Lod		B35	0,690	0,030	1,00	1,885	1,040	
Load 26	Lod		B36	0,031	0,021	0,83	0,105	1,073	
Load 27	Lod		B37	0,075	0,038	0,89	0,247	1,119	
Load 28	Lod		B38	0,100	0,038	0,94	0,307	1,095	
Load 29	Lod		B40	0,100	0,031	0,96	0,289	1,051	
Load 3	Lod		B5	0,080	0,046	0,87	0,253	1,045	
Load 30	Lod		B41	0,190	0,038	0,98	0,558	1,099	
Load 31	Lod		B42	0,072	0,034	0,90	0,230	1,101	
Load 4	Lod		B6	0,093	0,027	0,96	0,270	1,064	
Load 5	Lod		B9	0,018	0,081	0,22	0,253	1,164	
Load 6	Lod		B11	0,340	0,060	0,98	1,140	1,259	
Load 7	Lod		B12	0,150	0,053	0,94	0,437	1,046	
Load 8	Lod		B13	0,100	0,087	0,75	0,380	1,088	
Load 9	Lod		B14	0,099	0,099	0,71	0,398	1,084	

Anexo 5: Análisis del programa Power Factory de las cargas

Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima			Annex: / 2	
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.- factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
External Grid	Xnet		B1	4,982	1,895	0,93	0,223	0,003
Transformer 1	Tr2	118,81	B1	0,100	0,110	0,67	0,006	1,188
			B2	-0,090	-0,100	-0,67	0,390	1,188
Transformer 10	Tr2	149,83	B10	0,157	0,087	0,87	0,008	1,498
			B15	-0,150	-0,079	-0,89	0,472	1,498
Transformer 11	Tr2	230,89	B7	0,269	0,104	0,93	0,012	2,309
			B17	-0,250	-0,081	-0,95	0,757	2,309
Transformer 12	Tr2	99,18	B16	0,129	0,073	0,87	0,006	0,992
			B18	-0,120	-0,063	-0,89	0,390	0,992
Transformer 13	Tr2	172,31	B16	0,191	0,099	0,89	0,009	1,723
			B19	-0,180	-0,087	-0,90	0,565	1,723
Transformer 14	Tr2	205,63	B16	0,301	0,064	0,98	0,013	2,056
			B20	-0,285	-0,044	-0,99	0,809	2,056
Transformer 15	Tr2	61,26	B21	0,039	0,024	0,85	0,002	0,613
			B24	-0,035	-0,019	-0,88	0,121	0,613
Transformer 16	Tr2	82,04	B21	0,052	0,033	0,84	0,003	0,820
			B25	-0,048	-0,029	-0,86	0,161	0,820
Transformer 17	Tr2	137,87	B21	0,099	0,029	0,96	0,004	1,379
			B26	-0,093	-0,021	-0,97	0,271	1,379
Transformer 18	Tr2	111,95	B21	0,102	0,046	0,91	0,005	1,119
			B27	-0,098	-0,042	-0,92	0,294	1,119
Transformer 19	Tr2	178,42	B22	0,213	0,059	0,96	0,009	1,784
			B28	-0,200	-0,043	-0,98	0,585	1,784
Transformer 2	Tr2	105,07	B3	0,098	0,037	0,94	0,004	1,051

Grid: Unifilar		System Stage: Unifilar		Study Case: Dem maxima			Annex: / 3	
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.- factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
Transformer 20	Tr2	286,09	B4	-0,095	-0,032	-0,95	0,276	1,051
			B22	0,314	0,042	0,99	0,013	2,861
Transformer 21	Tr2	191,94	B29	-0,290	-0,013	-1,00	0,841	2,861
			B22	0,183	0,051	0,96	0,008	1,919
Transformer 22	Tr2	175,67	B30	-0,170	-0,035	-0,98	0,504	1,919
			B22	0,189	0,046	0,97	0,008	1,757
Transformer 23	Tr2	151,31	B31	-0,180	-0,035	-0,98	0,516	1,757
			B22	0,106	0,038	0,94	0,005	1,513
Transformer 24	Tr2	85,56	B32	-0,099	-0,030	-0,96	0,298	1,513
			B33	0,117	0,050	0,92	0,005	0,856
Transformer 25	Tr2	71,81	B34	-0,110	-0,042	-0,93	0,337	0,856
			B33	0,708	0,052	1,00	0,030	0,718
Transformer 26	Tr2	35,39	B35	-0,690	-0,030	-1,00	1,885	0,718
			B33	0,032	0,023	0,82	0,002	0,354
Transformer 27	Tr2	62,71	B36	-0,031	-0,021	-0,83	0,105	0,354
			B23	0,081	0,045	0,87	0,004	0,627
Transformer 28	Tr2	104,46	B37	-0,075	-0,038	-0,89	0,247	0,627
			B23	0,106	0,045	0,92	0,005	1,045
Transformer 29	Tr2	110,03	B38	-0,100	-0,038	-0,94	0,307	1,045
			B39	0,104	0,036	0,95	0,005	1,100
Transformer 3	Tr2	86,06	B40	-0,100	-0,031	-0,96	0,289	1,100
			B3	0,083	0,049	0,86	0,004	0,861
Transformer 30	Tr2	141,86	B5	-0,080	-0,046	-0,87	0,253	0,861
			B39	0,205	0,055	0,97	0,009	1,419
Transformer 31	Tr2	70,10	B41	-0,190	-0,038	-0,98	0,558	1,419
			B39	0,077	0,040	0,89	0,004	0,701
Transformer 4	Tr2	103,07	B42	-0,072	-0,034	-0,90	0,230	0,701
			B3	0,098	0,033	0,95	0,004	1,031
Transformer 5	Tr2	254,13	B6	-0,093	-0,027	-0,96	0,270	1,031
			B7	0,028	0,092	0,29	0,004	2,541
Transformer 6	Tr2	387,99	B9	-0,018	-0,081	-0,22	0,253	2,541
			B8	0,410	0,143	0,94	0,018	3,880
Transformer 7	Tr2	144,75	B11	-0,340	-0,060	-0,98	1,140	3,880
			B8	0,155	0,059	0,93	0,007	1,447
Transformer 8	Tr2	131,48	B12	-0,150	-0,053	-0,94	0,437	1,447
			B10	0,107	0,096	0,74	0,006	1,315
Transformer 9	Tr2	101,14	B13	-0,100	-0,087	-0,75	0,380	1,315
			B10	0,106	0,108	0,70	0,006	1,011
			B14	-0,099	-0,099	-0,71	0,398	1,011

Anexo 6: Análisis de los transformadores otorgados por el programa Power Factory

Nombre/clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/hilo de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR	Resistencia nominal c.c. a 20°C		Capacidad de corriente	
	Aluminio		Acero		Total								
Code word	Total mass						Stress at 1 % extension of each steel wire		Rated strength ACSR		Nominal d.c. Resistance at 20 °C		Ampacity
	Aluminum		Steel		Total								
	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	kg/km	lb/1000 ft	Mínimo MPa	Minimum ksi	kgf	kips	Ω/ km	Ω/1000ft	A*
Petrel	143	96,06	234,9	157,9	377,9	253,9	1275	185	4717	10,4	0,56	0,171	234
Minorca	155,7	104,63	255,9	171,9	412	276,6	1275	185	5126	11,3	0,5142	0,157	244
Leghorn	189,1	127,06	310,7	208,8	500	335,9	1275	185	6169	13,6	0,4234	0,129	269
Guinea	223,4	150,13	367,2	246,7	591	396,8	1275	185	7258	16,0	0,3584	0,109	291
Dotterel	248,5	167,01	408,4	274,5	657	441,5	1241	180	7847	17,3	0,3221	0,098	306
Dorking	268,1	180,14	440,6	296	709	476,2	1241	180	8482	18,7	0,2986	0,091	317
Brahma	285,6	191,9	719,5	483,5	1005	675,4	1275	185	12882	28,4	0,2803	0,085	319
Dog	288,2	193,69	105,9	71,13	394	264,8	1310	190	3438	7,58	0,2724	0,083	354
Cochin	296,8	199,42	487,7	327,7	784	527,1	1241	180	9390	20,7	0,2698	0,082	332
Wren	22,90	15,38	10,8	7,26	33,7	22,6	1310	190	340	0,75	3,43	1,046	80
Turkey	36,50	24,51	17,2	11,57	53,7	36,1	1310	190	540	1,19	2,152	0,6561	106
Thrush	46,20	31,06	21,8	14,67	68,0	45,7	1310	190	676	1,49	1,699	0,5178	122
Swan	58,00	39	27,4	18,42	85,5	57,4	1310	190	844	1,86	1,353	0,4123	140
Swanate	58,00	38,97	41,6	27,97	99,6	66,9	1275	185	1070	2,36	1,354	0,4127	140
Swallow	73,30	49,25	34,6	23,26	108	72,5	1275	185	1043	2,30	1,071	0,3265	161
Sparrow	92,40	62,07	43,6	29,31	136	91,4	1275	185	1293	2,85	0,8499	0,2591	184
Sparate	92,40	62,08	66,1	44,44	159	106,5	1241	180	1651	3,64	0,8498	0,259	181
Robin	116,4	78,25	55,0	36,95	171	115,2	1275	185	1610	3,55	0,6742	0,2055	211
Raven	147,0	98,79	69,4	46,66	216	145,5	1241	180	1987	4,38	0,534	0,1628	242
Quail	185,1	124,4	87,4	58,73	272	183,1	1172	170	2404	5,30	0,4242	0,1293	276
Pigeon	233,4	156,8	110,2	74,06	344	230,9	1172	170	3003	6,62	0,3364	0,1025	315
Auk	283,8	190,7	217,4	146,1	501	336,8	1310	190	5216	11,5	0,2794	0,0852	339
Penguin	294,4	197,8	139,0	93,42	433	291,2	1172	170	3787	8,35	0,2667	0,0813	359
Coyote	365,3	245,5	168,4	113,1	534	358,6	1310	190	5080	11,2	0,2192	0,0668	450
Waxwing	372,7	250,4	58,4	39,23	431	289,6	1241	180	3121	6,88	0,2127	0,0648	449
Owl	371,7	249,8	137,6	92,46	509	342,2	1310	190	4404	9,71	0,2112	0,0644	457
Partridge	374,8	251,9	172,1	115,7	547	367,0	1310	190	5126	11,3	0,2136	0,0651	457
Phoebe	419,6	282	65,7	44,17	485	326,2	1241	180	3511	7,74	0,1889	0,0576	483
Ostrich	421,4	283,1	193,2	129,8	615	412,9	1310	190	5761	12,7	0,190	0,0579	493
Piper	422,5	283,9	277,1	186,2	700	470,1	1275	185	7121	15,7	0,190	0,058	498
Merlin	470,2	316	73,7	49,50	544	365,5	1241	180	3937	8,68	0,1686	0,0514	519
Linnet	472,2	317,3	216,4	145,4	689	462,8	1310	190	6396	14,1	0,170	0,0517	529

Anexo 7: Tabla de resistencias para conductores ACSR

MANUAL ELEMENTAL DEL SOFTWARE POWER FACTORY 15.1

El software Power Factory 15.1 de DIGSILENT es una herramienta especializada en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, la cual permite realizar simulaciones digitales y cálculo de redes eléctricas, los modelos matemáticos bajo los cuales se efectúan los cálculos están en normas y teorías mundialmente aceptadas como son las ANSI, IEEE y IEC.

Power Factory abarca funciones predeterminadas pero conociendo el lenguaje de programación de DPL (DIGSILENT Programming Language), es posible crear nuevas funciones y nuevos elementos.

Este software es utilizado para investigación y análisis en entidades como CENACE y TRANSELECTRIC, al igual que por consultores y profesionales del área, lo que lo hace competitivo en el área de ingeniería eléctrica a nivel de Ecuador y Sudamérica.

A continuación se detallan los módulos probados y disponibles en Power Factory.

Flujo de potencia

- Flujos de potencia balanceados y desbalanceados
- Análisis de sensibilidad
- Análisis modal
- Curvas de operación de generadores
- Controles secundarios de potencia – frecuencia
- Perfil de carga
- Controles secundarios de voltaje

Despacho de potencia activa y reactiva

- Minimización de pérdidas
- Minimización de costos de combustibles
- Despacho en base a límites de voltaje de barra y límites de potencia activa y reactiva
- Cálculo del despacho bajo límites de corriente del estator

Transitorios electromagnéticos

- Modelos de red detallados
- Saturación de transformadores
- Análisis con parámetros conectados y distribuidos
- Cargas dependientes de tiempo y la frecuencia

- Gran capacidad de definición de eventos transitorios

Confiabilidad

- Fallas en líneas, transformadores y barras
- Falla de modo común
- Fallas en los sistemas de protección
- Seccionamiento de carga

DPL (DIgSILENT Programming Language)

Lenguaje de programación que permite incorporar nuevos modelos de análisis

El lenguaje de programación utiliza funciones similares a las de programación en C++

Introducción al manejo de Power Factory 15.1

En esta guía introductoria al software Power Factory 15.1, se indica en forma resumida los primeros pasos que debe dar el usuario para empezar a utilizar el programa

Inicio de sesión y ventana de registro

Power Factory asegura la información en base a la creación de usuarios, los cuales pueden compartir la información a través del usuario denominado administrador. Al iniciar el programa


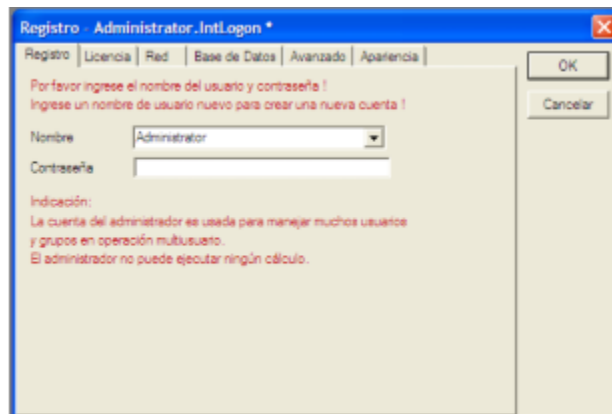
con el icono  aparece una ventana de identificación:

Figura 24 Ventana de registro



Ventana de licencia

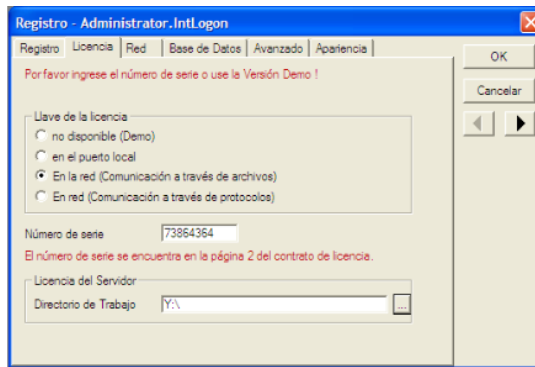
Mediante esta ventana se indica al programa en donde buscar la llave física o la licencia según sea el caso, se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Seleccionar “en el puerto local” si se tiene la llave física individual lista para colocarse en el computador.
- Seleccionar “en la red (comunicación a través de archivos)” si la licencia esta en un

servidor. En esta opción se debe indicar la dirección en donde se encuentra la licencia en la sección directorio del trabajo.

- Seleccionar “en la red (comunicación a través de protocolos)” si la licencia está en un servidor de red; si se selecciona esta opción se debe indicar la dirección IP del servidor.

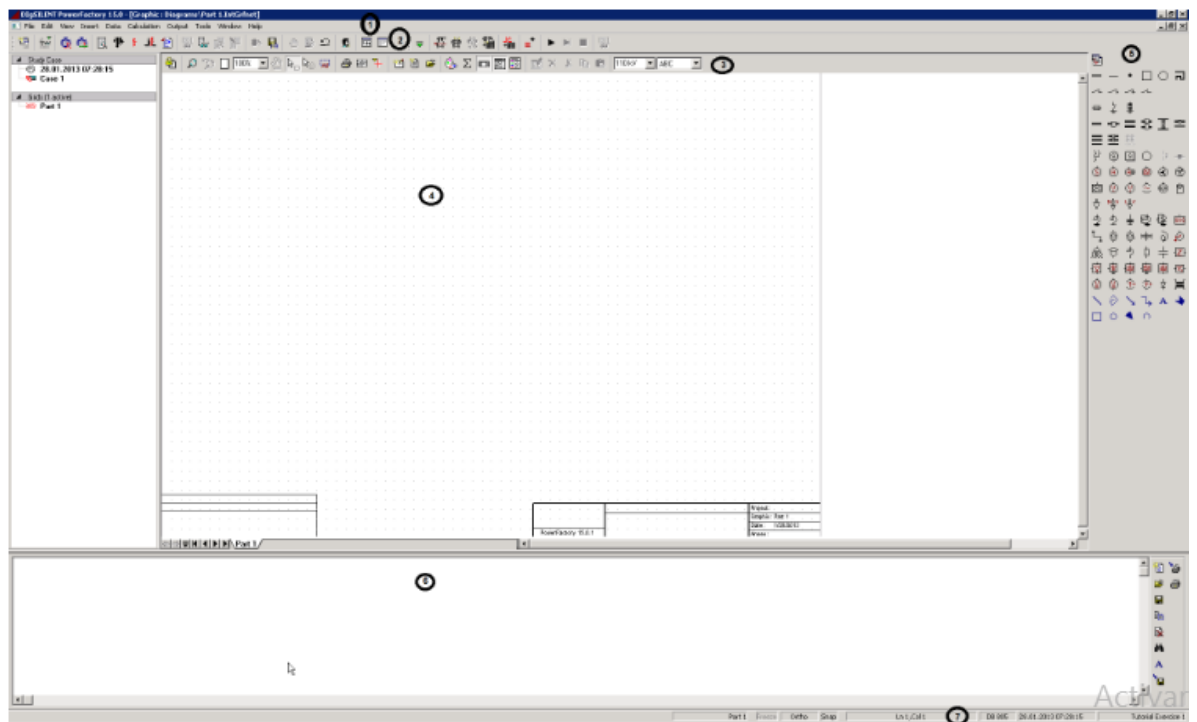
Figura 25 Ventana de título



Entorno de Power Factory

Al hacer clic en OK en la ventana de registro, se ha iniciado la sesión y se observa la siguiente ventana:

Figura 26 Pantalla principal de Power Factory



Dónde:

- Barra de título
- Barra de menús
- Barra de herramientas

- Área de trabajo
- Área de resultados
- Barra de estado

Herramientas de área de resultados

Todas las barras positivas por Power Factory 15.1 tienen la misma función que en cualquier programa básico de computación, por esta razón se menciona el uso del área de trabajo y área de resultados.

Área de trabajo: muestra las hojas de trabajo en las cuales se está implementando el proyecto, también hojas con resultados u hojas con diagrama de control y área de resultados: muestra los resultados de la simulación efectuada, o errores en caso de control.

Administrador de la base de datos

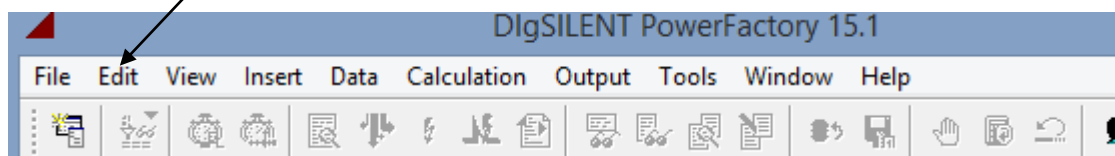
La función de la base de datos es organizar la información existen en proyectos, casos de estudio, bibliotecas, archivos de resultados, etc. además permite abrir, guardar, compartir, copiar, cortar, editar archivos de información.

La base de datos es la parte más importante de este programa, ya que cuando se crea un nuevo usuario éste pasa a ser parte de un árbol jerárquico en la que el usuario viene hacer la raíz de todos los archivos que se vayan creando. Todos los usuarios tienen el mismo nivel jerárquico, así como las bibliotecas y archivos comunes para todos los usuarios.

Es posible ingresar a la base de datos, siguiendo la ruta: Archivo/ abrir un nuevo Administrador de base de datos. Otra forma directa de ingresar es haciendo clic en el primer icono de la barra de herramientas. Como se muestra en la siguiente ilustración.

Ingreso a la base de datos

Figura 27 Ingreso al administrador de base de datos




Las carpetas y bibliotecas son la parte esencial del software Power Factory, con una base de datos bien estructurada, el proceso de creación y análisis de proyectos se vuelve fácil.


Elementos de la base de datos

Antes de mencionar los elementos de la base de datos, es conveniente mencionar que existen los siguientes tipos de carpetas.



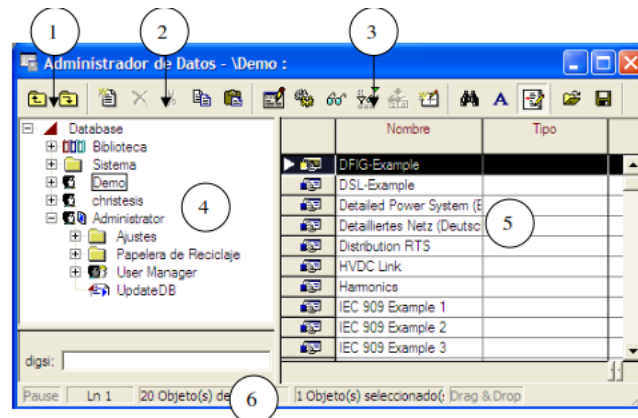
: Representa la carpeta del usuario bajo esta se pueden organizar proyectos, casos de estudio y bibliotecas.

 : Representa una carpeta normal dentro de la cual se puede almacenar un conjunto de proyectos, o un conjunto de bibliotecas.

 : Representa una carpeta de resultados en la cual los datos solicitados se encuentran tabulados y accesibles para ser tratados en cualquier otro software.

Es posible visualizar en el administrador de base de datos las siguientes herramientas:

Figura 28 Administrador de base de datos



Dónde:

Iconos de desplazamiento: Permiten desplazar a niveles superiores, e inferiores dentro del árbol jerárquico. Los iconos están descritos de izquierda a derecha.


Iconos de edición: Permiten crear, eliminar, cortar, copiar y pegar los elementos seleccionados en el árbol jerárquico.

Herramientas de usuario:



Permiten editar los archivos seleccionados, si selecciona una carpeta, permite cambiar su nombre, el tipo de carpeta o colocar una palabra clave para ser localizado rápidamente; si selecciona un proyecto, permite cambiar unidades, colocar una pequeña descripción.



Amplia la ventana de subcarpetas, permite observar más datos acerca del objeto seleccionado, por ejemplo se ha seleccionado el archivo DFIG Example del usuario Dema, y se ha presionado el botón  .



Permite importar un proyecto, bibliotecas o archivos de DIGSILENT.

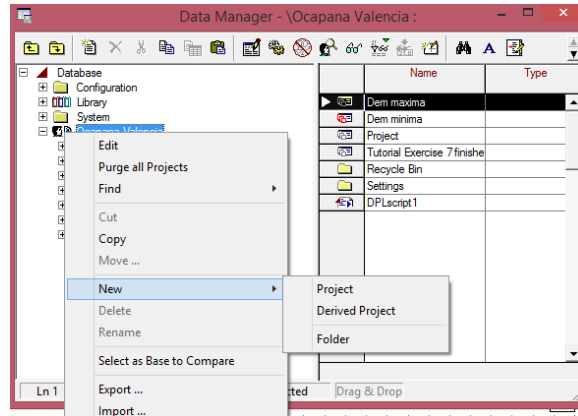


Permite exportar un proyecto o una carpeta de datos. El proyecto debe estar desactivado para que se exporte de forma correcta.

Guía para la administración de datos

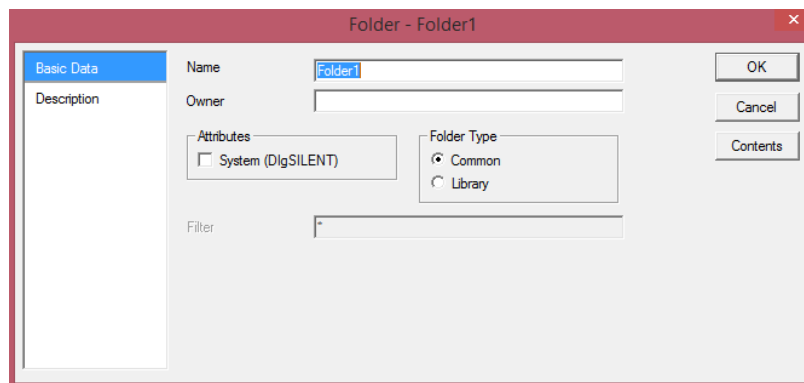
Dentro de la carpeta del usuario se procede a crear una nueva carpeta para almacenar datos de generadores, líneas o cargas, es decir una biblioteca de usuario. Esto se logra únicamente haciendo clic derecho en el nombre de usuario luego clic en nuevo y por último clic en carpeta.

Figura 29 Creación de carpetas



La siguiente ventana que aparece permite crear carpetas de biblioteca o carpeta generales, una vez llenos los campos solicitados se da clic en OK.

Figura 30 Ficha de creación de carpetas



En la siguiente ilustración permite observar el árbol jerárquico que se ha creado después de crear varios elementos y la carpeta de biblioteca.

Figura 31 Árbol jerárquico de la base de datos

