

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Electricidad

DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE

Trabajo de grado presentado ante la Ilustre Universidad Técnica del Norte previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR:

Christian Isaac Mafla Carrillo

TUTOR:

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

Ibarra-Ecuador

2024



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1003688536		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Mafla Carrillo Christian Isaac		
DIRECCIÓN:	Borrero 7-39 / Ibarra		
EMAIL:	cimaflac@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	2-953-378	TELÉFONO MÓVIL:	0982610010

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE
AUTOR (ES):	Christian Isaac Mafla Carrillo
FECHA: DD/MM/AAAA	07/02/2024
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Hernán Pérez Msc.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 07 días del mes de febrero de 2024

EL AUTOR:

Christian Isaac Mafla Carrillo



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Ing. Hernán Pérez Msc.

Certifico que después de haber examinado el trabajo de investigación desarrollado por el señor Mafla Carrillo Christian Isaac, el estudiante cumple con las normas establecidas en la elaboración del trabajo titulado: **"DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE"**. Previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobando su impresión y empastado.

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz Msc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Dedicatoria

A mi abuelita Esthela Vega, que con su ejemplo de lucha y resistencia sembró en mí el nunca desistir, por ello estoy cosechando los frutos del esfuerzo de todos mis años de estudio.

A mi abuelito Pedro Carrillo por sus sabios consejos y apoyo incondicional, me vio iniciar todo este largo proceso, pero ahora desde el cielo, mis abuelitos estarán orgullosos de verme alcanzar el objetivo de vida que me trace. Ahora estoy seguro que se hará realidad la frase que me decía “Con gran porte y modales, se abre las puertas principales”.

A mi madre quien desde el inicio de mi vida estudiantil cuando aprendía mis primeras letras estuvo pendiente empujándome a continuar adelante.

A mi padre quien ha tenido la paciencia y en todo momento me ha estado motivándome a no dejar vencer por cualquier percance suscitado en el camino y que pueda terminar lo que empecé.

Agradecimiento

Primeramente, a Dios por nunca abandonarme y demostrarme que no es a mi tiempo, si no a su tiempo perfecto.

A mi mamá y papá, por ser un apoyo en los altibajos de la carrera universitaria, su esfuerzo se refleja en la culminación de este trabajo de grado y la obtención del título de tercer nivel continuando así con la tercera generación de profesionales en las familias.

A mis hermanos, tíos, primos y demás familiares, por su gran ayuda en mi vida universitaria.

Por último, a mi mismo por no tirar la toalla, perseverar y alcanzar el objetivo propuesto. Estoy seguro que será el primero de muchos grandes sueños cumplidos en mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
ÍNDICE DE TABLAS	12
RESUMEN	13
ABSTRACT	14
INTRODUCCIÓN	15
Contextualización	15
Planteamiento del problema.....	17
Formulación del problema.....	18
Objetivo General	19
Objetivos Específicos	19
Alcance	19
Justificación.....	20
CAPÍTULO 1.....	21
Descripción del sistema de subtransmisión y el origen de las pérdidas técnicas de energía del sistema eléctrico.....	21
1.1. Subestación eléctrica.....	21
1.2. Configuraciones de diseño en subestaciones eléctricas	22
1.2.1. Configuración de Subestación de barra simple	22
1.2.2. Configuración de Subestación de Barra simple seccionada	23

1.3.	Principales equipos dentro de una subestación eléctrica.....	24
1.3.1.	El transformador.....	24
1.3.2.	Transformador de medida y de protección.....	25
1.3.3.	Seccionador.....	25
1.3.4.	Seccionador de puesta a tierra.....	26
1.3.5.	Interruptor de potencia.....	27
1.3.6.	Reconectador.....	27
1.4.	Pérdidas de Energía.....	29
1.5.	Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos.....	29
1.5.1.	Pérdidas Técnicas.....	30
1.5.2.	Clasificación de pérdidas técnicas.....	30
1.5.2.1.	Por la función del componente.....	30
1.5.2.2.	Por la causa que las originan:.....	31
1.5.2.3.	Pérdidas por histéresis magnética y corrientes parásitas.....	32
1.5.3.	Pérdidas no técnicas.....	32
1.6.	Consideraciones para el cálculo de pérdidas de Energía.....	33
1.7.	Composición del sistema de subtransmisión de EmelNorte.....	34
1.8.	Determinación de pérdidas en la Empresa Eléctrica Regional Norte.....	34
CAPÍTULO 2.....	37	
Adquirir la información de los sistemas de medición de EmelNorte referentes al sistema de subtransmisión.....	37	
2.1.	Introducción.....	37

2.2. Material para el estudio	37
2.2.1. Características técnicas de las diferentes subestaciones	38
2.2.2. Características de las centrales de generación eléctrica	40
2.3. Sistema de medición de energía eléctrica	40
2.3.1. Transformador de medida TC.....	41
2.3.2. Transformador de medida TP	42
2.4. Configuración del sistema de medición de energía eléctrica	43
2.5. Equipos de medición en los puntos de interconexión a 69kV	43
2.5.1. Medidor SEL-735.....	43
2.5.2. Medidor ION-7650	44
2.5.3. Medidor ION-8600	46
2.5.4. Medidor ION-8650	47
2.5.5. Medidor ION-9000	49
2.6. Registros mensuales de las subestaciones eléctricas de EmelNorte	50
2.6.1. Registros del mes de enero del 2022 de las subestaciones eléctricas	51
2.6.2. Registros de febrero a diciembre del 2022 de las subestaciones eléctricas	51
2.7. Registros energéticos mensuales en las centrales de generación de EmelNorte	52
2.8. Registros energéticos mensuales en los nodos de interconexión con el SNI	53
CAPÍTULO 3.....	55
Determinar las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión.....	55
3.1. Ubicación de los medidores de cabecera de la interconexión con el SNI.....	55

3.2. Medidores de cabecera con sus correspondientes Subestaciones Eléctricas.....	56
3.3. Registros anuales totales de los datos de Emelnorte y de Transelectric.....	57
3.4. Determinación de las pérdidas eléctricas del sistema de subtransmisión de EmelNorte	59
3.4.1. Resumen de las pérdidas de energía eléctrica del sistema de subtransmisión	60
3.5. Valoración del impacto económico por las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión.	61
3.6. Resultados	63
3.7. Conclusiones.....	65
3.8. Recomendaciones.....	66
ANEXOS.....	72
ANEXO A Registros mensuales de consumo del año 2022	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Tipos de Subestaciones Eléctricas</i>	21
Figura 2 <i>Diagrama unifilar de Subestación de barra Simple. SE Cotacachi</i>	23
Figura 3 <i>Esquema de configuración de Subestación de barra simple seccionada</i>	24
Figura 4 <i>Transformador de alto voltaje de subestación eléctrica</i>	25
Figura 5 <i>Seccionador dentro de un centro de transformación</i>	26
Figura 6 <i>Interruptor de potencia de gas SF6 con tanque muerto High Voltaje</i>	27
Figura 7 <i>Reconectador automático</i>	28
Figura 8 <i>Taxonomía de las pérdidas eléctricas</i>	29
Figura 9 <i>Diagrama unifilar Emelnorte</i>	34
Figura 10 <i>Medidor de calidad de energía y facturación SEL-735</i>	43
Figura 11 <i>Medidor de calidad de potencia y energía Power Logic ION-7650</i>	45
Figura 12 <i>Medidor de energía y calidad eléctrica PowerLogic™ ION8600</i>	46
Figura 13 <i>Medidor PowerLogic™ ION8650A</i>	48
Figura 14 <i>Medidor PowerLogic ION9000</i>	49
Figura 15 <i>Esquema Diagrama unifilar de EMELNORTE S.A. con medidores de cabecera</i>	55
Figura 16 <i>Perdidas del año 2022 totales medidas en kWh</i>	61

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 Pérdidas técnicas y no técnicas de EmelNorte	35
TABLA 2.1 Características técnicas de las subestaciones del área de concesión de EmelNorte	38
TABLA 2.2 Características técnicas de las centrales de generación eléctrica del área de concesión de EmelNorte	40
Tabla 2.3 Subestaciones eléctricas con el medidor de alto voltaje SEL-735_V1.	44
Tabla 2.4 Subestaciones eléctricas con el medidor de calidad de potencia y energía Power Logic ION-7650	45
Tabla 2.5 Subestaciones eléctricas Medidor de energía y calidad eléctrica PowerLogic™ ION8600A	47
Tabla 2.6 Subestaciones eléctricas con el medidor PowerLogic™ ION8650A.....	48
Tabla 2.7 Subestaciones eléctricas con el medidor PowerLogic ION9000.....	50
Tabla 2.8 Mediciones totales de consumo energético de enero 2022 en las Subestaciones eléctricas ...	51
Tabla 2.9 Mediciones de las centrales de generación eléctrica de Enero a Diciembre del 2022	52
Tabla 2.10 Mediciones de Transelectric del consumo energético de Enero a Junio del 2022	53
Tabla 2.11 Mediciones de Transelectric del consumo energético de Julio a Diciembre del 2022.....	54
Tabla 3.1 Subestaciones eléctricas asociadas a los medidores de alto voltaje.....	56
Tabla 3.2 Mediciones totales de consumo energético Anual en los nodos de interconexión con el SNI ..	57
Tabla 3.3 Mediciones totales de consumo energético Anual en las Subestaciones eléctricas	58
Tabla 3.4 Determinación de pérdidas totales del año 2022	59
Tabla 3.5 Resumen mensual de las pérdidas de energía eléctrica del año 2022	60
Tabla 3.6 Detalle de las pérdidas de energía eléctrica totales del año 2022.....	62

RESUMEN

Las pérdidas técnicas de energía en el sistema de subtransmisión son inherentes al proceso de transformación y transporte de energía eléctrica, se originan principalmente por las pérdidas por efecto Joule debido a la resistencia eléctrica disipada en forma de calor en los conductores y las pérdidas en el hierro de los transformadores debido a dos fenómenos: corrientes de Foucault e histéresis magnética. Estas pérdidas son normales en empresas de distribución de energía eléctrica, si bien su eliminación total es impracticable, la reducción significativa es viable mediante la optimización de la infraestructura de la red. Para cuantificar la energía perdida a (69kV), se accedió a los Sistemas de Medición de EmelNorte en nodos de interconexión con el SNI. Se llevó a cabo un análisis comparativo entre los registros del sistema SIMEC del CENACE y los de EmelNorte. Se identificaron pérdidas más significativas en el medidor ENORDA07, abarcando las subestaciones Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe 1 y 2, Cananvalle y La Esperanza, las pérdidas en total del sistema de subtransmisión en 2022 fue del 2,85%, con un impacto económico de 730,933.04 dólares en pérdidas anuales que podrían ser mitigadas con la implementación operativa de la subestación Cajas. Se destaca que la reducción de pérdidas no solo conlleva beneficios económicos sino también una menor huella ambiental al disminuir el consumo de recursos energéticos.

Palabras clave: Pérdidas, subtransmisión, energía eléctrica, subestación, medidor eléctrico, transformador, EmelNorte.

ABSTRACT

The technical energy losses in the subtransmission system are inherent to the process of transforming and transporting electrical energy, primarily originating from Joule losses due to electrical resistance dissipated as heat in conductors, and losses in transformer iron due to two phenomena: Foucault currents and magnetic hysteresis. While complete elimination of these losses is impractical, significant reduction is achievable through the optimization of the network infrastructure. To quantify the lost energy at (69kV), access was granted to EmelNorte Measurement Systems at nodes interconnected with the SNI. A comparative analysis was conducted between the records of CENACE SIMEC system and those of EmelNorte. More substantial losses were identified in the ENORDA07 meter, covering substations Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe 1 and 2, Cananvalle, and La Esperanza, The total losses of the subtransmission system in 2022 was 2.85%, with an economic impact of \$730,933.04 in losses annual that could be mitigated with the operational implementation of the Cajas substation. It is noteworthy that reducing losses not only brings economic benefits but also a smaller environmental footprint by decreasing energy resource consumption.

Keywords: Losses, Subtransmission, Electrical Energy, Substation, Electric Meter, Transformer, EmelNorte.

INTRODUCCIÓN

Contextualización

En América Latina y el Caribe, las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y subtransmisión representan un problema generalizado que afecta la gestión eficiente del sector eléctrico (Alarcón et al., 2018).

Por poner un ejemplo, en el año 2016 las pérdidas eléctricas en la región de América latina y el Caribe fueron más de 240 Tera-watts-hora (TWh), prácticamente tres veces el consumo de energía eléctrica en Centroamérica ese año. (Alarcón et al., 2018)

Sudamérica pierde aproximadamente el 17% de energía eléctrica, lo que contrasta al promedio internacional de países con mayores ingresos que rondan de entre 6% a 9% de la producción total de electricidad y son principalmente de carácter técnico, resultado del transporte de energía (Jiménez et al., 2019)

Las mencionadas pérdidas de energía eléctrica están compuestas por las nombradas pérdidas técnicas que se originan por la energía disipada durante el transporte y la distribución en la desde las centrales de generación eléctrica hacia los abonados consumidores y las pérdidas no técnicas constituyen el remanente de las pérdidas de energía que no ha sido facturada, es decir el hurto de energía eléctrica, errores en la digitación de datos y fallas administrativas. Cuando los datos expuestos sean considerablemente elevados, señalan claramente que el sistema es ineficiente. Por ende, repercute directamente un alto costo económico, que tienen que asumir las empresas eléctricas de distribución eléctrica. (Jiménez et al., 2019)

Debido aquello, la mayoría de los países de América Latina y el Caribe han consolidado la normativa jurídica, mediante la formación de organismos e inclusión de estrategias de eficiencia en energía. Un caso ilustrativo es el de Chile que implemento acciones en 4 ejes

importantes que son: la modernización de las redes de transmisión y subtransmisión, mejora del mantenimiento a los equipos del sistema eléctrico, combate al robo de energía y por último educación a los consumidores, logrando reducir las pérdidas de energía eléctrica del 15% en 2005 al 7% en 2022. (Comisión Nacional de Energía, 2022)

Las pérdidas de energía eléctrica en Ecuador son un problema importante que afecta la eficiencia del sector eléctrico. En 2022, las pérdidas del sistema eléctrico ecuatoriano fueron del 12,9%, lo que representa una pérdida de aproximadamente 500 millones de dólares (Ministerio de Energía y Minas, 2020). Se han aplicado medidas correctivas como el cambio de la matriz energética y transformación de la matriz productiva, medidas que han ayudado a reducir las pérdidas de energía eléctrica en Ecuador en los últimos años. En 2010, las pérdidas del sistema eléctrico ecuatoriano eran del 22%. Sin embargo, aún queda trabajo por hacer para reducir las pérdidas a niveles comparables a los de otros países de América Latina y el Caribe. (Alarcón et al., 2018)

Para determinar las pérdidas técnicas en energía eléctrica EmelNorte utiliza el método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica del MSEE Mentor Poveda, basado en la naturaleza de las pérdidas. (Pérez y Rocha, 2021)

Entre los principales tipos de pérdidas se tiene las:

- Pérdidas resistivas, se obtienen de la relación cuadrática entre la demanda horaria y la demanda máxima, en cada subsistema.
- Pérdidas en el núcleo del transformador no están relacionadas con las variaciones de la demandada de la carga
- Pérdidas no técnicas con un perfil de demanda similar a la de la carga ya que presenta carga no registrada, en este caso el método utiliza los perfiles de carga registrados en los medidores modernos.

Planteamiento del problema

Las pérdidas de energía eléctrica constituyen uno de los principales problemas de las empresas eléctricas de distribución, estas pérdidas forman un indicador dentro de la eficiencia con las que se maneja esta actividad, su control resulta de gran importancia para incrementar la rentabilidad y su planificación a mediano y largo plazo.

EmelNorte a partir del año 2015 hasta el 2019 sus pérdidas totales de energía iban decrecentándose de 9.25% a 9.20%, sin embargo, en el 2020, año en el que inició la emergencia sanitaria a nivel mundial sus pérdidas se incrementa a un valor de 9.81%; si bien es cierto en este año hubo un incremento de consumo de abonados residenciales, gran parte del sector industrial se paralizó como resultado de esto hubo un decremento de consumo de energía eléctrica en tiempo de pandemia, no obstante sus pérdidas se incrementaron a un valor de 10.03% en el año 2021. (Pérez y Rocha, 2021)

Las pérdidas que actualmente presenta el sistema eléctrico de EmelNorte es superior a las metas que se plantearon en el plan maestro de electrificación por lo que se requiere establecer en si las pérdidas que se presentan en el sistema de subtransmisión; EmelNorte obtiene las pérdidas de energía eléctrica de la diferencia de la energía requerida por el Sistema eléctrico y la energía facturada por EmelNorte, la Dirección de Planificación realiza mensualmente la comparación de los registros obtenidos del sistema SIMEC del Operador Nacional de Electricidad CENACE y de la descarga por parte de EmelNorte de los medidores de los puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, observando prácticamente que no existen diferencias en cuanto al requerimiento de energía.

EmelNorte obtiene las pérdidas de potencia de las modelaciones del sistema de subtransmisión y de sus alimentadores primarios en el programa Cymdist las pérdidas de energía únicamente en alimentadores primarios mediante la metodología de cálculo del Ing. Mentor Poveda, se requiere establecer cuáles son las pérdidas de energía en su sistema de subtransmisión, actualmente en el sistema de subtransmisión se cuenta con un sistema de medición tanto en los puntos de interconexión con el (Sistema Nacional Interconectado) SNI y en los transformadores de potencia de las subestaciones de distribución, por lo que se aprovecharan estos sistemas para establecer un balance energético y determinar las pérdidas en el sistema de subtransmisión.

Formulación del problema

¿Cómo determinar las pérdidas de energía eléctrica del sistema subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte EmelNorte?

Objetivos

Objetivo General

Determinar las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión, mediante la información proporcionada de su sistema de medición, para valorar su impacto económico dentro de las diferentes etapas funcionales de la red eléctrica.

Objetivos Específicos

- Describir el sistema de subtransmisión y el origen de las pérdidas técnicas de energía del sistema eléctrico.
- Adquirir la información de los sistemas de medición de EmelNorte referentes al sistema de subtransmisión.
- Determinar las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión.

Alcance

Se llevará a cabo la recopilación bibliográfica de las partes que conforman un sistema de subtransmisión, sistema nacional interconectado, puntos de interconexión, sistema eléctrico comercial y pérdidas eléctricas de potencia y energía, su clasificación, aspectos técnicos, así como también un estudio detallado del comportamiento histórico de las mismas, en el sistema de subtransmisión en toda el área de concesión de EmelNorte.

EmelNorte cuenta con un sistema de medición en cada punto de conexión con el Sistema Nacional interconectado (SIN), y en cada uno de los transformadores de potencia de sus subestaciones de distribución dentro de su área de concesión.

Mediante el procesamiento de la información proporcionada por el área de planificación de la empresa EmelNorte proveniente del sistema de medición en cada una de las 17

subestaciones de la distribuidora, y mediciones adicionales complementarias producidas en las centrales de generación eléctrica “El Ambi” y “San Miguel de Car” mediciones que serán tomadas durante un mes en intervalos de 15 minutos, permitirá contrastar la información de los registros obtenidos del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), del Operador Nacional de Electricidad CENACE y de la descarga por parte de EmelNorte en los medidores de los puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado. Estableciendo la metodología para la determinación de pérdidas de energía eléctrica adaptada al sistema de EmelNorte.

Justificación

Las subestaciones eléctricas son piezas clave dentro de un sistema eléctrico de potencia, ya que son las encargadas de transmitir la potencia eléctrica del SNI (Sistema Nacional Interconectado) variando los parámetros de corriente y voltaje de acuerdo a las necesidades del sistema, por lo tanto, las pérdidas presentadas en este sistema de subtransmisión ya sea pérdidas técnicas o no técnicas, deben ser evaluadas periódicamente para tener un sistema rentable es decir que la energía eléctrica suministrada a la distribuidora resulte ser coherente con la energía eléctrica facturada. (ARCERNNR, 2019)

Con un análisis en la determinación de las pérdidas en el sistema de subtransmisión se tendrá un control desglosado, diferenciando las pérdidas técnicas de las pérdidas no técnicas, así como llevar un registro histórico de los balances de pérdidas energéticas, para permitir una proyección a futuro objetiva acorde a las proyecciones del plan maestro de electrificación planteadas entre muchos objetivos con la reducción de pérdidas de energía del sistema eléctrico ecuatoriano.

La culminación del trabajo de grado permitirá tener un registro claro y detallado de las pérdidas en energía eléctrica, así como también llevar un balance energético de la red de 69KVA de toda el área de concesión de la empresa de distribución EMELNORTE S.A.

Capítulo 1

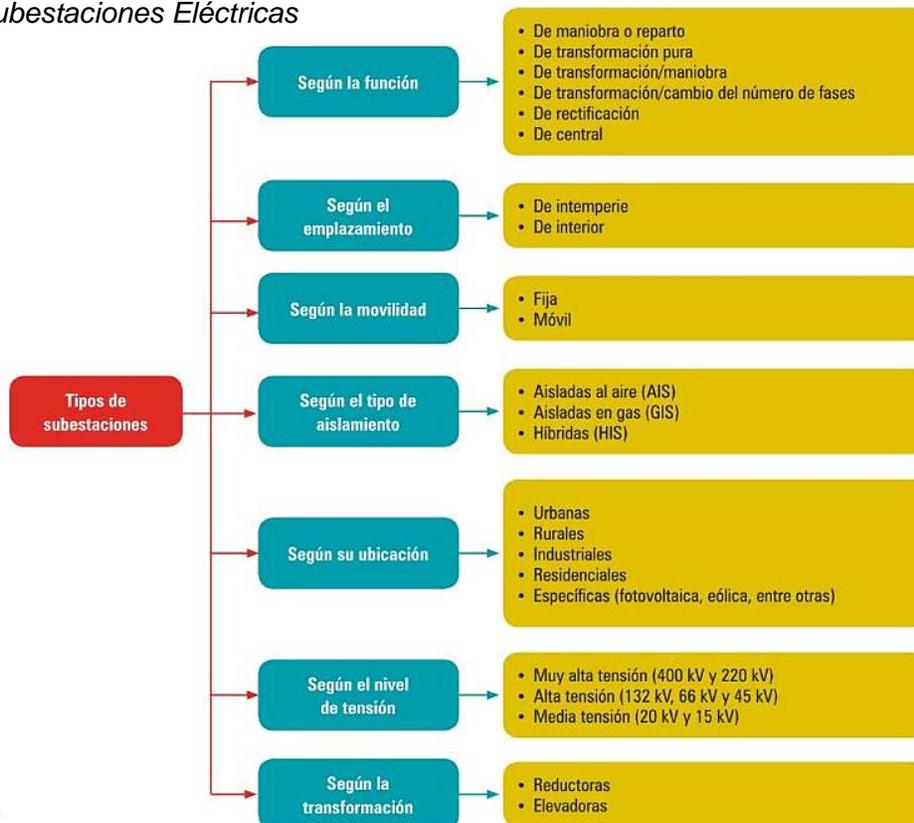
Descripción del sistema de subtransmisión y el origen de las pérdidas técnicas de energía del sistema eléctrico.

1.1. Subestación eléctrica

Según (Trashorras Montecelos, 2015) una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas aparatos y circuitos, cuya finalidad es llevar a cabo una o varias de las siguientes funciones: transformación de la tensión, ajuste de la frecuencia, modificación del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos. Esta definición no incluye los centros de transformación. En la **Figura 1** se muestra la clasificación de las diferentes subestaciones existentes.

Figura 1

Tipos de Subestaciones Eléctricas



Nota. De Subestaciones Eléctricas (p. 46), por J.Trashorras Montecelos, 2015, Paraninfo.

La palabra "subestación" tiene su origen en los días en que el sistema de distribución de energía eléctrica no estaba compuesto por una red interconectada, sino mas bien por sistemas radiales aislados. En aquellos tiempos, las primeras subestaciones se encontraban conectadas únicamente a una estación generadora. (Núñez, 2019, p. 210)

1.2. Configuraciones de diseño en subestaciones eléctricas

Existen criterios de diseño al momento de realizar una configuración en una subestación, entre ellos están:

- Garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.
- Proporcionar flexibilidad en la operación de la subestación.
- Facilitar el mantenimiento de los equipos eléctricos para asegurar su buen funcionamiento.
- Maximizar la eficiencia, considerando tanto la cantidad como el costo del equipamiento eléctrico.

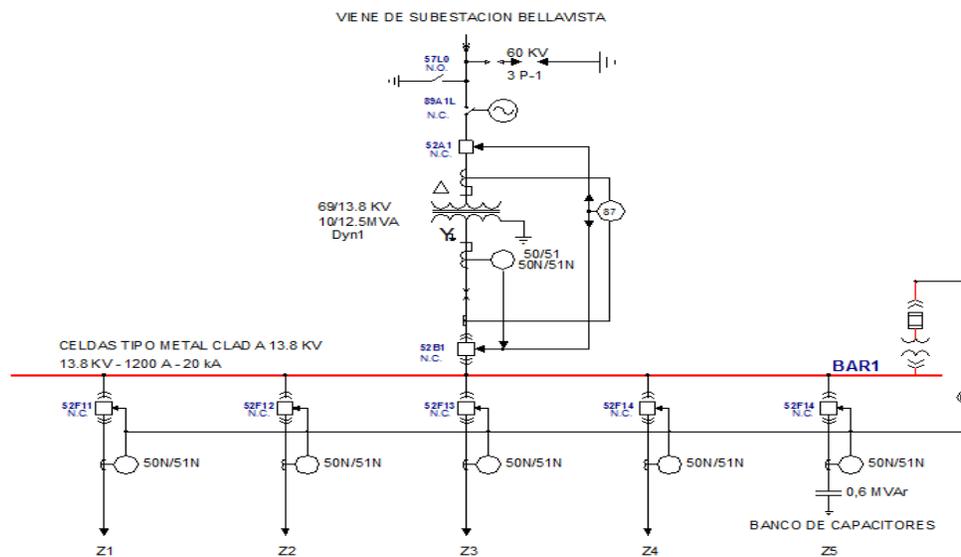
1.2.1. Configuración de Subestación de barra simple

Es la configuración más simple y económica de una subestación eléctrica como su nombre lo indica. Sin embargo, esta configuración también es la menos segura y no es utilizada en subestaciones de gran tamaño. Esto se debe a que la dependencia de una única barra en la subestación puede resultar en interrupciones prolongadas del servicio eléctrico en todos los puntos de conexión a la barra, en caso de falla de la barra misma o de un interruptor. (Vargas J. , 2020).

Cuando se requiere llevar a cabo labores de mantenimiento o en proyectos de ampliación de la subestación, es necesario desconectar por completo la alimentación eléctrica de la subestación. En la **Figura 2** se muestra cómo se encuentra constituida una subestación de barra simple.

Figura 2

Diagrama unifilar de Subestación de barra Simple. SE Cotacachi



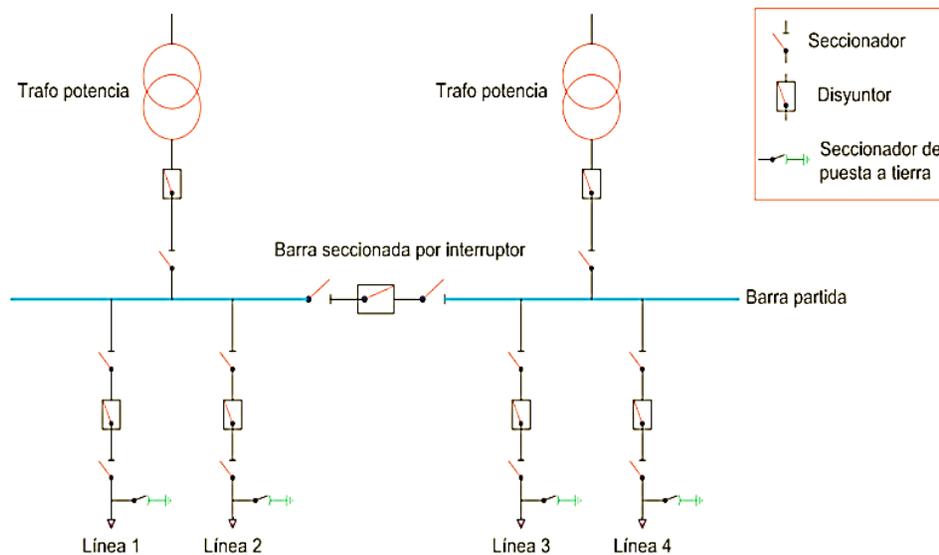
Nota. Tomado de departamento de Estudios Eléctricos EmelNorte 2021

1.2.2. Configuración de Subestación de Barra simple seccionada

En esta configuración la barra principal de la subestación se divide en dos secciones mediante seccionadores o disyuntores como se aprecia en la **Figura 3**. En el caso de existir un desperfecto o se realice un mantenimiento en una de la sección de la barra, la otra sección puede seguir operando sin interrupciones. Además, si la subestación tiene múltiples líneas de salida que alimentan la misma carga, estas líneas se pueden distribuir alternativamente en cada sección de la barra, asegurando un suministro eléctrico más fiable (Trashorras Montecelos, 2015).

Figura 3

Esquema de configuración de Subestación de barra simple seccionada



Nota. De Subestaciones Eléctricas (p. 54), por J.Trashorras Montecelos, 2015, Paraninfo.

1.3. Principales equipos dentro de una subestación eléctrica.

Se cuenta con una variedad de dispositivos especializados que se utilizan para conectar y desconectar circuitos eléctricos, además de proporcionar protección a los mismos. (Barrero González, 2004). Estos dispositivos desempeñan un papel crucial en el funcionamiento seguro y eficiente de los sistemas eléctricos, ya que ayudan a controlar el flujo de energía y a salvaguardar los equipos y las instalaciones ante posibles sobrecargas, cortocircuitos u otros eventos adversos.

1.3.1. El transformador

Es una máquina estática, sin partes móviles, que se utiliza para transformar señales de corriente alterna de una tensión o intensidad determinada en otra con valores diferentes (Baselga Carreras, 2017). Se puede decir que el transformador mostrado en la **Figura 4** es el corazón de una subestación eléctrica debido a su papel fundamental en el sistema de distribución eléctrica.

Figura 4

Transformador de alto voltaje de subestación eléctrica



Nota. Tomado de (CELEC EP, 2023)

1.3.2. Transformador de medida y de protección

Estos transformadores se emplean con el propósito de disminuir las magnitudes de tensión e intensidad en un punto específico hasta alcanzar valores más bajos, como por el orden de los 100 voltios y 5 amperios respectivamente. Esto se realiza para realizar mediciones precisas de las magnitudes eléctricas relevantes y también para suministrar las señales necesarias a los relés (Barrero González, 2004, p. 13).

1.3.3. Seccionador

Los seccionadores, como su nombre lo indica, son dispositivos eléctricos diseñados para seccionar circuitos eléctricos, es decir, abrir o cerrar dichos circuitos sin carga eléctrica. Cuando se encuentran en posición abierta, los seccionadores cumplen dos funciones en los circuitos eléctricos:

- Aislamiento de una parte del circuito: Gracias a su destacada capacidad de corte y aislamiento, los seccionadores permiten aislar eficientemente una porción del circuito eléctrico.

- Proporcionar un corte visible: Los seccionadores, al estar en posición abierta, ofrecen una señal visual clara de que el circuito se encuentra desconectado.

Estos dispositivos ilustrados en la **Figura 5** son ampliamente empleados en instalaciones eléctricas de media y alta tensión, destacándose por garantizar una significativa distancia de aislamiento. Esta característica resulta fundamental para separar uno o varios elementos de la red eléctrica, permitiendo su desconexión o facilitando la realización de trabajos de mantenimiento con máxima seguridad (Rodríguez, 2020).

Figura 5

Seccionador dentro de un centro de transformación



1.3.4. Seccionador de puesta a tierra

Este seccionador especializado se utiliza para conectar a tierra segmentos específicos de los circuitos eléctricos dentro del centro de transformación, cumpliendo un requisito esencial de seguridad durante trabajos, reparaciones y mantenimiento de la subestación eléctrica (Rodríguez, 2020).

1.3.5. Interruptor de potencia

Es un dispositivo mecánico de conmutación capaz de cortar corrientes en condiciones nominales, así como de interrumpir corrientes durante situaciones anormales como cortocircuitos. Se clasifican según el medio de interrupción utilizado, que puede ser electromagnético, vacío, sople de aire, aceite o como se muestra en la **Figura 6** de gas SF6 (Merla, 2021).

Figura 6

Interruptor de potencia de gas SF6 con tanque muerto High Voltaje



Nota. Tomado de (Mitsubishi Electric Power Products Inc., s.f.)

1.3.6. Reconectador

Es un dispositivo conocido también como interruptor automático, su función es interrumpir y cerrar circuitos de corriente alterna automáticamente, siguiendo una secuencia de aperturas y cierres. Equipado con automatismos de reenganche para restablecer el servicio tras faltas pasajeras y protecciones instantáneas y temporizadas, con tiempos de apertura determinados por curvas características Tiempo-Corriente proporcionadas del fabricante y en caso de fallas

persistentes, el reconectador mantiene sus contactos abiertos. Su accionar según (Sánchez Moncayo, 2023) es programable incluye hasta cuatro aperturas y tres reconexiones.

Este dispositivo que se observa en la **Figura 7** es esencial para asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico, interviniendo automáticamente en situaciones de falla y reduciendo los tiempos de interrupción del servicio. Este sistema está configurado para realizar interrupciones tanto en una sola fase como de manera simultánea en tres fases.

Su aplicación principal se encuentra en la cabecera de las líneas de subestaciones y en puntos críticos de la red eléctrica. Por lo tanto, su intención principal es respaldar y complementar las funciones de los interruptores ubicados en la cabecera de las líneas (Trashorras Montecelos, 2015).

Figura 7

Reconectador automático



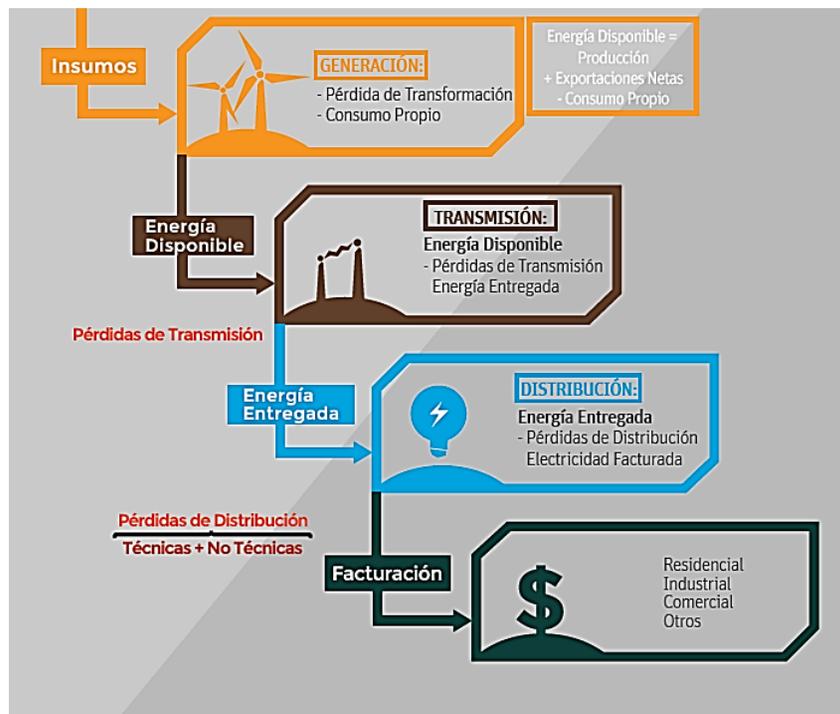
Nota. Tomado de (Tavrida Electric, s.f.)

1.4. Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía eléctrica ocurren debido a causas inherentes al transporte o transformación del proceso como se indica en la **Figura 8**, junto con la energía que no se registra o se registra incorrectamente por parte de la empresa encargada de su suministro. También puede ser definida como la diferencia resultante al comparar la energía demandada con la energía facturada (Las Pérdidas de Energía Eléctrica, 2018).

Figura 8

Taxonomía de las pérdidas eléctricas



Nota. De Electricidad perdida, por Jiménez et al., 2019, Banco Interamericano de Desarrollo.

1.5. Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos.

Las pérdidas eléctricas se dividen en dos amplios grupos:

- **Pérdidas técnicas**

- **Pérdidas No técnicas**

1.5.1. Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas reflejan la energía que se disipa en forma de calor en los sistemas eléctricos. Sin embargo, en un análisis exhaustivo, los valores reales y actualizados de este tipo de pérdidas en el sistema de subtransmisión a menudo no están debidamente contabilizados, razón por la que se llevara a cabo el presente trabajo de titulación para la determinación de pérdidas eléctricas en el sistema de subtransmisión.

La presencia de este tipo de pérdidas es una situación normal en cualquier empresa de distribución de energía y su eliminación total resulta impracticable. No obstante, es posible reducirlas significativamente mediante la optimización de la infraestructura de la red. Para lograr una efectiva estrategia de control y reducción de estas pérdidas técnicas, es crucial implementar un plan adecuado. (E.O.S. Tecnologías, 2021)

1.5.2. Clasificación de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas del sistema corresponden a las pérdidas debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. Existen varias clasificaciones de pérdidas técnicas entre las principales están:

1.5.2.1. Por la función del componente

- **Pérdidas por transporte**

En el proceso de transportar la electricidad desde las subestaciones elevadoras de las centrales de generación hasta los puntos de consumo se generan pérdidas en los conductores debido a su longitud que estos poseen debido a dos factores principales:

La resistencia eléctrica de los conductores: Debido a las propiedades intrínsecas de los materiales utilizados en los conductores eléctricos, se origina una resistencia al flujo de electricidad, lo que resulta en el calentamiento de dichos conductores debido al efecto Joule.

Factor de potencia: Un factor de potencia bajo, que fluctúa entre 0 y 1, requiere un aumento en la corriente que circula por las líneas eléctricas, lo que conlleva a caídas excesivas en el nivel de voltaje y a mayores pérdidas (Rodríguez, 2020).

- **Pérdidas por transformación**

Las pérdidas por transformación de energía eléctrica se deben a pérdidas en:

El cobre: producidas debido al efecto Joule

El Hierro: pérdidas en el núcleo debido a dos efectos Corrientes de Foucault e Histéresis magnética (González et al., 2020).

1.5.2.2. Por la causa que las originan:

- **Pérdidas por efecto Joule**

Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia 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 “ (Planas, 2021)

$$Q = n * I^2 * R * t \text{ (Watt)}$$

donde:

Q = Energía calorífica producida por la corriente. En el sistema internacional de medidas se expresa en julios (J)

n = Número de conductores cargados a la línea de transmisión

I = Intensidad de la corriente que circula expresada en amperios (A)

R = Resistencia eléctrica del conductor expresada en ohmios.

t = Tiempo, en segundos (s)

1.5.2.3. Pérdidas por histéresis magnética y corrientes parásitas

Hay una potencia que se utiliza meramente para magnetizar el núcleo, esta potencia no tiene otra aplicación práctica, por lo que se la puede considerar como potencia perdida en la imantación del núcleo del transformador y es llamada pérdida por histéresis.

Por otro lado, los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductor que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan de Foucault y son corrientes que generan pérdidas (Area Tecnología, 2018).

1.5.3. Pérdidas no técnicas

No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto, todas las empresas distribuidoras del servicio de electricidad registran pérdidas en la energía que administran y tienen disponible para su venta. Es decir, una proporción de la energía se queda por eléctrico. Para la obtención de las pérdidas de energía no técnicas se compara los registros de energía eléctrica suministrados, con respecto a los registros de energía eléctrica facturados.

La diferencia entre estos valores representa las pérdidas no técnicas. Por ende, las pérdidas no técnicas (Arias, 2018).

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios:

- **Pérdidas en las mediciones:**

Son aquellas que ocurren en los equipos y dispositivos utilizados para medir la electricidad, incluyendo los transformadores de medición cuando se realiza una medición indirecta. (Ortuño Borroto, 2021)

- **Hurto de energía.**

Cuando se realizan acometidas a la red de distribución no autorizadas

- **Error en la contabilización de energía.**

Equivocación en registrar el consumo mensual de los abonados

- **Manipulación del medidor**

Alteración de la conexión normal del medidor o puenteado

- **El medidor está defectuoso.**

Medidor que ha excedido su vida útil

1.6. Consideraciones para el cálculo de pérdidas de Energía

Para evaluar las pérdidas de energía durante un período de tiempo se pueden utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a usuarios, luminarias, y servicios ocasionales, así:

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada}$$

medidores de los puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, observando prácticamente que no existen diferencias en cuanto al requerimiento de energía. (Pérez y Rocha, 2021)

EmelNorte obtiene las pérdidas de energía técnicas, de las modelaciones del sistema de subtransmisión y del sistema de distribución en los programas Cymdist y la metodología de cálculo del Ing. Mentor Poveda y las pérdidas no técnicas de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, en la **TABLA 1.1** se muestra el valor de las pérdidas técnicas y no técnicas totales de Emelnorte

TABLA 1.1

Pérdidas técnicas y no técnicas de EmelNorte.

Año	Energ. Requerida	Energ. Facturada	Pérdidas	Perd. Tec	Pérd. No Tec	Perd. Tec	Perd. No Tec.	Pérd. Total
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	%	%
2018	625.703.085	558.289.360	57.914.194	39.523.800	18.390.394	6,32%	2,94%	9,26%
2019	648.978.381	581.262.810	59.030.626	40.285.714	18.744.912	6,21%	2,89%	9,10%
2020	640.588.690	569.633.180	62.813.244	42.867.178	19.946.066	6,69%	3,11%	9,81%
2021	694.587.967	616.671.244	69.656.376	42.477.353	27.179.024	6,12%	3,91%	10,03%

De la TABLA 1.1 se infiere que las:

Pérdidas Totales: Las pérdidas totales a partir del año 2018 tenían una tendencia de disminución, sin embargo, en el año 2020, año en el que inició la emergencia sanitaria a nivel mundial se incrementa a un valor de 9.81%, si bien es cierto en este año hubo un incremento de consumo de abonados residenciales, gran parte del sector industrial se paralizó como resultado de esto hubo un decremento de consumo en tiempo de pandemia como se puede observar en la tabla 1, en el año 2021 las pérdidas totales alcanzan un valor de 10.03%.

Las pérdidas técnicas se mantienen en un promedio de 6,33%, incluso en el 2021 decrecieron en un -0,58% a excepción del año 2020 que alcanzó un valor de 6,69%, esto es debido a que las pérdidas técnicas son función del consumo de energía eléctrica y en este año se incrementó el consumo de abonados residenciales y por ende las pérdidas técnicas en bajo voltaje aumentan.

Las pérdidas no técnicas en el año 2020 sufren un incremento del 0,23% y en el año 2021 llegan a 3,91% incrementándose en 0,8%. La Dirección Comercial debe analizar el motivo del incremento del 0.8% de las Pérdidas No técnicas, ya que son estas las que se han elevado en el 2021 en un valor de 10,03% en las totales.

Todas las pérdidas de energía tienen efectos adversos para las empresas de distribución. Debido a ellas, se encuentran obligadas a comprar energía adicional para satisfacer la demanda aparente, con lo cual se incrementan los costos. La reducción de las pérdidas no técnicas, por lo tanto, reduce el volumen de energía que las empresas de distribución deben adquirir para satisfacer la demanda aparente que no puede facturar, e incrementa el volumen de energía eléctrica efectivamente vendida.

Capítulo 2

Adquirir la información de los sistemas de medición de EmelNorte referentes al sistema de subtransmisión.

2.1. Introducción

Para recopilar la información necesaria para el estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte es necesario la utilización de los registros obtenidos del sistema SIMEC del Operador Nacional de Electricidad CENACE y en la cabecera de las líneas de alto voltaje en la interconexión entre el SNI y EmelNorte.

Se tomará los registros mensuales a partir de enero del 2022 hasta diciembre del 2022 tanto de los registros propios de la empresa como los externos proporcionados por el SIMEC.

2.2. Material para el estudio

- Información de los sistemas de medición.
- Configuración y características técnicas de los sistemas de medición.
- Registros horarios cada 5 minutos de los medidores ubicados en la cabecera de las líneas de subtransmisión y las centrales de generación de EmelNorte.
- Registros cada cuarto horario (15 minutos) de los medidores ubicados en los nodos de transición con el Sistema Nacional Interconectado.

2.2.1. Características técnicas de las diferentes subestaciones

La empresa de distribución eléctrica EmelNorte cuenta con un área de concesión que abarca toda la provincia del Carchi e Imbabura, también suministra de energía eléctrica al norte de Pichincha (Cayambe y Pedro Moncayo) y el cantón Sucumbíos de la provincia del mismo nombre (EmelNorte, 2023); para llevar a cabo esta gran tarea cuenta con 17 subestaciones eléctricas mostradas en la **TABLA 2.1**

TABLA 2.1

Características técnicas de las subestaciones del área de concesión de EmelNorte

Subestación	Inicio de operación	Nivel de voltaje de operación	Ubicación (Provincia / Ciudad)	Punto de interconexión (69KV)	Potencia nominal
Ajavi	23/03/2013	69/13.8/6.8 KV	Imbabura / Ibarra	S.E. ALPACHACA	10 MVA
Alpachaca	09/09/2011	69 / 13.8 KV	Imbabura / Ibarra	S.E. IBARRA TRANSELECTRIC	20 MVA
Atuntaqui	01/06/2015	69 / 13.8 KV	Imbabura / Antonio Ante	S.E. IBARRA TRANSELECTRIC	20 MVA
Cananvalle	26/06/2021	69 / 13.8 KV	Pichincha / Pedro Moncayo	S.E. CAYAMBE	20 MVA
Cayambe	01/01/1994	69 /13.8 KV	Pichincha / Cayambe	S.E. OTAVALO	20 MVA
Chota	01/01/1994	69 /13.8 KV	Imbabura / Ambuquí	S.E. ALPACHACA	10 MVA
Cotacachi	01/01/2004	69 / 13.8 KV	Imbabura / Cotacachi	S.E. IBARRA TRANSELECTRIC	10 MVA

Subestación	Inicio de operación	Nivel de voltaje de operación	Ubicación (Provincia / Ciudad)	Punto de interconexión (69KV)	Potencia nominal
El Ángel	01/01/1994	69 / 13.8 KV	Carchi / El Ángel	S.E. CHOTA	2.5 MVA
El Retorno	01/01/1989	69 / 13.8 KV	Imbabura / Ibarra	S.E. SAN AGUSTÍN	10 MVA
El Rosal	01/11/2019	69 / 13.8 KV	Carchi / Tulcán	S.E. TULCÁN	20 MVA
La Carolina	01/01/2012	69 / 13.8 KV	Imbabura / Ibarra	S.E. EL CHOTA	5 MVA
La Esperanza	01/01/2006	69 / 13.8 KV	Pichincha / Pedro Moncayo	S.E. CANANVALLE	10 MVA
Otavalo	01/01/1990	69 / 13.8 KV	Imbabura / Otavalo	S.E. SAN VICENTE	10 MVA
San Agustín	01/01/2000	69 / 13.8 KV	Imbabura / Ibarra	S.E. IBARRA TRANSELECTRIC	10 MVA
San Gabriel	01/01/1994	69 / 13.8 KV	Carchi / San Gabriel	S.E. TRANSELECTRIC TULCAN	10 MVA
San Vicente	24/10/2010	69 / 13.8 KV	Imbabura / Otavalo	S.E. ATUNTAQUI	10 MVA
Tulcán	01/01/1994	69 / 13.8 KV	Carchi / Tulcán	S.E. TRANSELECTRIC TULCAN	10 MVA

2.2.2. Características de las centrales de generación eléctrica

Emelnorte no solo obtiene energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) también cuenta con 4 centrales de generación eléctrica propia que se muestran en la **TABLA 2.2**

TABLA 2.2

Características técnicas de las centrales de generación eléctrica del área de concesión de EmelNorte

Central de Generación Eléctrica	Inicio de operación	Nivel de voltaje de operación	Ubicación (Provincia / Ciudad)	Punto de interconexión	Potencia nominal
Ambi	01/01/1968	4.16 / 34.5 KV	Imbabura / Antonio Ante	S.E. ALPACHACA (34.5KV)	10 MVA
Buenos Aires	30/07/2012	6.3 / 13.8 KV	Imbabura / Urcuquí	S.E. LA CAROLINA (13.8KV)	1.25 MVA
La Playa	01/01/1957	6.3 / 13.8 KV	Carchi / Tulcán	S.E. EL ROSAL (13.8KV)	1.50 MVA
San Miguel de Car	01/01/1987	4.16 / 34.5 KV	Carchi / Tulcán	S.E. EL ROSAL (34.5KV)	5 MVA

Nota. Solo se considerarán "El Ambi" y "San Miguel de Car", ya que son las únicas centrales que suministran energía al sistema de subtransmisión de 69 kV. De las cuatro centrales de generación eléctrica, estas dos serán objeto de estudio para determinar las pérdidas de energía en el sistema.

2.3. Sistema de medición de energía eléctrica

En las empresas eléctricas de distribución, es fundamental tener un monitoreo y supervisión en tiempo real para asegurar que el servicio llegue de manera continua y con la mejor

calidad posible a los usuarios finales. De igual forma es importante salvaguardar la vida útil de los equipos que conforman sus redes eléctricas.

Para lograr este objetivo, las empresas eléctricas utilizan sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Estos sistemas permiten recopilar y concentrar información proveniente de diversos dispositivos de medición instalados en subestaciones representando los datos obtenidos mediante gráficos indicaciones de alarma, entre otros (Balcells et al., 2011). La información es transmitida y centralizada mediante los de canales de comunicación especializados, lo que brinda a los operadores una visión completa y actualizada del estado del sistema eléctrico en tiempo real.

Las funciones principales de un SCADA, son adquirir datos supervisar y controlar parámetros cruciales como la tensión, la corriente, la frecuencia y otras variables eléctricas en diferentes puntos de la red (Gallardo Vázquez, 2019). De esta manera, se pueden detectar posibles problemas o fallas y tomar medidas correctivas, como órdenes de conexión y desconexión de determinados interruptores, evitando así interrupciones prolongadas del suministro eléctrico y reduciendo los tiempos de respuesta ante eventualidades. (Balcells et al., 2011)

Este sistema juega un papel esencial en la gestión efectiva de la red eléctrica, permitiendo optimizar la operación, mantener altos niveles de confiabilidad y brindar un servicio eléctrico seguro y estable a los usuarios finales. Asimismo, el uso del SCADA contribuye a mejorar la eficiencia y la planificación a largo plazo de la empresa distribuidora, lo que es fundamental en el contexto de un suministro eléctrico moderno y fiable.

2.3.1. Transformador de medida TC

El transformador de corriente o TC en subestaciones eléctricas es un equipo esencial para medir la corriente del sistema eléctrico. Se conecta en serie y convierte la corriente primaria

a un nivel más bajo, proporcionando así las mediciones precisas de corriente a dispositivos secundarios como protecciones y medidores.

Existen dos tipos de núcleos de transformadores de corriente: núcleos de medida y núcleos de protección. Los núcleos de medida se utilizan para equipos de medición, como controladores o medidores de facturación. Se caracterizan por su rápida saturación frente a fallas y su función constante en condiciones normales. (Vargas J. , 2021)

2.3.2. Transformador de medida TP

El transformador de potencial es un dispositivo que se utiliza para transformar un voltaje de alto valor a uno más bajo, con el propósito de llevarlo a un nivel considerado seguro. Tiene una potencia nominal baja, lo que le permite medir el voltaje utilizando instrumentos incorporados al sistema de potencia. Las aplicaciones del transformador de potencial incluyen la protección de alimentadores y circuitos, mediciones precisas, respaldo de generadores, sincronización de alimentadores, comunicación en líneas eléctricas y transformación de voltajes.

Este transformador cuenta con un enrollado primario conectado en paralelo al circuito de potencia y un enrollado secundario que se conecta a los dispositivos de protección. Se emplea en circuitos normalizados de tipo seco o moldeado para tensiones por debajo de los 23 kV y para tensiones más altas requiere de transformadores en baño líquido. Comúnmente es utilizado en sistemas monofásicos y trifásicos y se clasifica en tres tipos según sus funciones: Capacitivo, Electromagnético y Protección. Cada tipo tiene su aplicación específica, como mediciones, relevadores, protección y comunicaciones en líneas eléctricas (Power Rent, 2022)

2.4. Configuración del sistema de medición de energía eléctrica

EmelNorte maneja equipos de medición en todas las subestaciones y puntos de interconexión con el sistema nacional interconectado (SNI). A continuación, se detalla los dispositivos de medida que tiene la empresa en cada una de las subestaciones:

2.5. Equipos de medición en los puntos de interconexión a 69kV

2.5.1. Medidor SEL-735

El medidor SEL-735 mostrado en la **Figura 10** de calidad de energía y facturación cumple con la norma de calidad IEC 61000-4-30 Clase A, proporcionando una medición confiable que permite a los operadores detectar y aislar anomalías en el sistema de potencia. Además, presenta aplicaciones de medición y facturación precisa. Este medidor es especialmente adecuado para aplicaciones en generación, intercambio, transmisión y distribución (Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2021).

Figura 10

Medidor de calidad de energía y facturación SEL-735



Nota. Tomado de (Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2021)

Algunas de sus características técnicas incluyen:

- Registro de datos de disturbios por años, incluyendo eventos y capturas de formas de onda
- Registro de VSSI con reportes CBEMA/ITI, componentes simétricas, mediciones a intervalos de ciclos de 3-segundos, 10-minutos y 2-horas, y ángulos de armónicos para el voltaje y la corriente hasta el armónico 63.

En **Tabla 2.3** se muestra las subestaciones que tienen instalados el medidor SEL-735

Tabla 2.3

Subestaciones eléctricas con el medidor de alto voltaje SEL-735_V1.

Subestación	Medidor
El Retorno	SEL735_V1
La Carolina	SEL735_V1
Otavalo	SEL735_V1
San Gabriel	SEL735_V1

Nota. Tomado de departamento de SCADA EmelNorte 2023.

2.5.2. Medidor ION-7650

El medidor ION 7650 expuesto en la **Figura 11** es una solución integral que abarca análisis avanzados de calidad de energía y un amplio espectro de funciones esenciales para la gestión eléctrica eficiente.

Este dispositivo sobresale al evaluar:

- Índice de armónicos,
- Detectar anomalías como huecos y picos de tensión

- Capturar el espectro de ondas sinusoidales de corriente para un diagnóstico preciso.

Tiene la capacidad de medir armónicos hasta el armónico 63 y una variedad de parámetros eléctricos, desde corriente y tensión hasta potencias activa y reactiva (Schneider Electric Global, 2019)

Figura 11

Medidor de calidad de potencia y energía Power Logic ION-7650



Nota. Tomado de (Schneider Electric Global, 2019)

En la **Tabla 2.4** se muestra las subestaciones que tienen instalados el medidor

Tabla 2.4

Subestaciones eléctricas con el medidor de calidad de potencia y energía Power Logic ION-7650

Subestación	Medidor
Ajavi	7650
El Rosal	7650
San Vicente	7650

Nota. Tomado de departamento de SCADA EmelNorte 2023.

2.5.3. Medidor ION-8600

El medidor ION8600A es un modelo discontinuado, esta ilustrado en la **Figura 12** y ofrece una solución avanzada en el ámbito de la medición eléctrica, se destaca por su capacidad para monitorear y medir con precisión la energía en una amplia gama de aplicaciones eléctricas.

Diseñado especialmente para proveedores de energía eléctrica, subestaciones y productores independientes de energía, este medidor ofrece una medición bidireccional confiable y funciones esenciales para el control y monitoreo eficiente de la energía.

Sus características abarcan desde la medición de tarifas hasta el análisis de la calidad de energía, pasando por el monitoreo de cumplimiento normativo y la detección de eventos anómalos. Además, su integración con sistemas de gestión energética y comunicación facilita el control integral de la red eléctrica (Schneider Electric., 2009)

Figura 12

Medidor de energía y calidad eléctrica PowerLogic™ ION8600



Nota. Tomado de (Schneider Electric., 2009)

La **Tabla 2.5** presenta las Subestaciones eléctricas que cuentan con Medidor de energía y calidad eléctrica PowerLogic™ ION8600.

Tabla 2.5

Subestaciones eléctricas Medidor de energía y calidad eléctrica PowerLogic™ ION8600A

Subestación	Medidor
Alpachaca	8600A
Atuntaqui	8600A
Cayambe	8600A
Cotacachi	8600A
San Agustín	8600A
Tulcán	8600A

Nota. Tomado de departamento de SCADA EmelNorte 2023.

2.5.4. Medidor ION-8650

El medidor PowerLogic serie ION8650A, que se ve en la **Figura 13** es altamente versátil, se escoge como una solución integral para productores independientes de energía y mediciones de calidad y cantidad de energía.

Su arquitectura modular basada en la tecnología ION permite una personalización específica para diversas aplicaciones, concediendo acceso a análisis energéticos y calidad eléctrica.

Además de sus capacidades de registro y sincronización avanzadas, estos medidores ofrecen una amplia gama de conexiones y comunicaciones. Su integración con aplicaciones como EcoStruxure Power Operations, junto con su capacidad para gestionar acuerdos de

suministro de energía con requisitos de calidad, confirma su papel central en la eficiencia y calidad en el sector eléctrico. (Schneider Electric (SE), 2021)

Figura 13

Medidor PowerLogic™ ION8650A



Nota. Tomado de (Schneider Electric (SE), 2021)

La **Tabla 2.6** señala las subestaciones que cuentan con el medidor PowerLogic™ ION8650A

Tabla 2.6

Subestaciones eléctricas con el medidor PowerLogic™ ION8650A

Subestación	Medidor
Chota	8650A
El Ángel	8650A

Nota. Tomado de departamento de SCADA EmelNorte 2023.

2.5.5. Medidor ION-9000

El PowerLogic ION9000 representado en la **Figura 14** es un medidor de calidad de energía de vanguardia que opera las 24 horas del día, los 7 días de la semana, proporcionando información más allá de los meros datos. Este instrumento líder en calidad de energía, posee certificación IEC 62586-1, garantizando un rendimiento confiable y preciso en aplicaciones de oferta y demanda. Con una exactitud verificada en laboratorio de terceros a Clase 0.1S, es altamente personalizable y modular gracias a la tecnología ION y a los módulos opcionales instalables en el campo. (Schneider Electric México., 2020)

Presenta una funcionalidad robusta que abarca la supervisión de la potencia, medición de WAGES (potencia activa, reactiva, aparente y energía), así como voltaje medio y alto voltaje con un registro RMS de 1/2 ciclo. En términos de medición de corriente, este dispositivo se ajusta a demandas individuales y picos de corriente. Permite la captura de ondas de corriente, la detección de interferencias y la evaluación de distorsión armónica hasta el armónico 63.

Figura 14

Medidor PowerLogic ION9000



Nota. Tomado de (Schneider Electric México., 2020)

En la **Tabla 2.7** se observa las subestaciones con el medidor PowerLogic ION9000

Tabla 2.7

Subestaciones eléctricas con el medidor PowerLogic ION9000

Subestación	Medidor
Cananvalle	9000
La Esperanza	9000

Nota. Tomado de departamento de SCADA EmelNorte 2023.

2.6. Registros mensuales de las subestaciones eléctricas de EmelNorte

La gestión eficiente de la energía eléctrica en las subestaciones es esencial para garantizar el funcionamiento óptimo de todo el sistema eléctrico. En este contexto, la empresa eléctrica emplea una serie de sistemas de medición, tal como se describió anteriormente. Estos sistemas están diseñados estratégicamente para recopilar datos precisos y actualizados a intervalos regulares de cinco minutos a lo largo de un período de un mes completo.

Cada uno de los sistemas de medición captura una variedad de parámetros, incluida la potencia activa, la potencia reactiva, la corriente, el voltaje y otros aspectos cruciales de la energía eléctrica, para posteriormente realizar un análisis detallado del consumo energético.

Sin embargo, el análisis no se limita a las pérdidas eléctricas en sí mismas. También se evalúan las implicaciones económicas de estas pérdidas en cada etapa funcional del sistema eléctrico.

A continuación, se expone el consumo de energía eléctrica del año 2022 de las subestaciones eléctricas de toda el área de concesión de EmelNorte.

2.6.1. Registros del mes de enero del 2022 de las subestaciones eléctricas

Tabla 2.8

Mediciones totales de consumo energético de enero 2022 en las Subestaciones eléctricas

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.545.895,00	-	2.545.895,00
Atuntaqui	3.076.237,09	-	3.076.237,09
San Vicente	2.839.288,00	-	2.839.288,00
Otavalo	3.533.329,93	-	3.533.329,93
Cayambe 1	3.584.387,00	-	3.584.387,00
Cayambe 2	3.576.745,10	-	3.576.745,10
Cananvalle	4.226.599,86	-	4.226.599,86
La Esperanza	2.928.657,00	-	2.928.657,00
El Retorno	3.165.645,00	-	3.165.645,00
San Agustín	3.883.355,00	-	3.883.355,00
Alpachaca	6.505.340,68	-	6.505.340,68
Ajavi	3.729.353,86	-	3.729.353,86
La Carolina	109.855,00	269.006,00	-159.151,00
Chota 1	600.110,00	2,00	600.108,00
Chota 2	1.265.938,95	-	1.265.938,95
El Ángel	925.495,00	-	925.495,00
Tulcán	2.411.796,23	-	2.411.796,23
El Rosal 1	1.271.445,95	-	1.271.445,95
San Gabriel	3.162.479,12	-	3.162.479,12
Lafarge	665.453,4	-	665.453,4

2.6.2. Registros de febrero a diciembre del 2022 de las subestaciones eléctricas

Los registros mensuales de consumos eléctricos de los meses de febrero a diciembre se encuentran en el **ANEXO A**

2.7. Registros energéticos mensuales en las centrales de generación de EmelNorte

Tabla 2.9

Mediciones de las centrales de generación eléctrica de Enero a Diciembre del 2022

ENERO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	2.192.626,52
El Ambi 2	1.382.609,07
San Miguel de Car	2.028.920,27

FEBRERO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.661.868,45
El Ambi 2	1.298.039,54
San Miguel de Car	1.952.481,22

MARZO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.999.346,76
El Ambi 2	1.511.698,84
San Miguel de Car	2.155.530,62

ABRIL	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.987.396,16
El Ambi 2	1.438.626,87
San Miguel de Car	2.088.733,93

MAYO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.054.144,66
El Ambi 2	1.021.161,84
San Miguel de Car	2.108.777,28

JUNIO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.428.864,86
El Ambi 2	756.415,49
San Miguel de Car	1.922.101,65

JULIO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	2.248.383,66
El Ambi 2	1.358.985,46
San Miguel de Car	2.163.643,03

AGOSTO	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.656.270,49
El Ambi 2	1.454.555,26
San Miguel de Car	1.761.657,37

SEPTIEMBRE	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	0,00
El Ambi 2	2.347.026,52
San Miguel de Car	1.118.862,39

OCTUBRE	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	678.243,13
El Ambi 2	1.965.944,16
San Miguel de Car	0,00

NOVIEMBRE	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.802.446,24
El Ambi 2	1.575.570,01
San Miguel de Car	0,00

DICIEMBRE	
Central	kWh Tot Generados
El Ambi 1	1.397.391,26
El Ambi 2	2.545.244,27
San Miguel de Car	0,00

2.8. Registros energéticos mensuales en los nodos de interconexión con el SNI

Tabla 2.10

Mediciones de Transelectric del consumo energético de Enero a Junio del 2022

ENERO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.566.390,64
Otavallo	26.241.329,35
El Retorno	7.096.566,70
Alpachaca	8.516.171,45
Tulcán	5.903.545,80
Lafarge	666.669,11

FEBRERO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.259.952,64
Otavallo	23.396.498,19
El Retorno	6.481.077,73
Alpachaca	7.996.624,99
Tulcán	5.380.082,20
Lafarge	1.730.564,26

MARZO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.602.288,34
Otavallo	25.237.348,58
El Retorno	7.196.222,49
Alpachaca	8.854.693,22
Tulcán	5.924.906,59
Lafarge	872.591,51

ABRIL	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.512.965,26
Otavallo	25.107.423,07
El Retorno	6.996.997,07
Alpachaca	8.634.033,67
Tulcán	5.622.474,09
Lafarge	219.350,46

MAYO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.566.499,67
Otavallo	25.660.233,86
El Retorno	7.600.926,42
Alpachaca	10.073.048,53
Tulcán	5.917.733,83
Lafarge	1.474.339,87

JUNIO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.453.306,44
Otavallo	23.729.905,32
El Retorno	7.505.850,57
Alpachaca	9.179.909,60
Tulcán	5.876.982,50
Lafarge	1.889.974,42

Tabla 2.11*Mediciones de Transelectric del consumo energético de Julio a Diciembre del 2022*

JULIO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.575.383,42
Otavallo	25.837.551,58
El Retorno	7.363.735,91
Alpachaca	9.139.779,86
Tulcán	5.941.730,11
Lafarge	2.049.890,32

AGOSTO	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.517.420,92
Otavallo	26.468.875,69
El Retorno	7.211.737,42
Alpachaca	9.861.833,84
Tulcán	6.672.878,86
Lafarge	2.227.469,12

SEPTIEMBRE	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.452.921,04
Otavallo	26.071.669,28
El Retorno	7.080.003,70
Alpachaca	10.406.434,10
Tulcán	7.233.599,87
Lafarge	2.861.694,04

OCTUBRE	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.550.165,90
Otavallo	26.849.798,54
El Retorno	7.318.686,46
Alpachaca	10.583.257,14
Tulcán	8.557.306,12
Lafarge	4.035.504,54

NOVIEMBRE	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.210.503,73
Otavallo	26.416.358,61
El Retorno	7.158.592,91
Alpachaca	9.591.851,65
Tulcán	8.181.715,81
Lafarge	4.222.959,31

DICIEMBRE	
Subestación	kWh Tot Entregados
Cotacachi	2.023.553,37
Otavallo	27.519.707,72
El Retorno	7.434.443,24
Alpachaca	10.382.494,51
Tulcán	8.571.577,15
Lafarge	4.044.564,26

Capítulo 3

Determinar las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión.

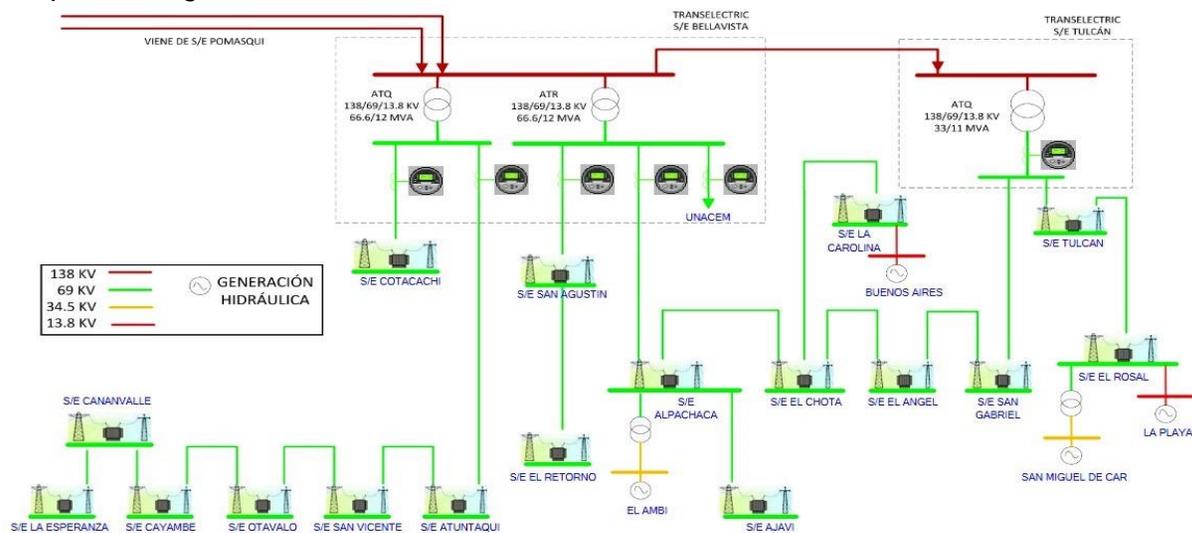
Como se detalló en el anterior capítulo EmelNorte obtiene mediciones de consumo y producción eléctrica por cada subestación eléctrica y por cada central de generación, a través de los medidores de cabecera que son contrastados con los datos del Sistema Nacional Interconectado (SNI) es así que la diferencia de los valores que arrojan mensualmente cada cuarto horario a lo largo del mes los mencionados medidores, se recopilan y analizan para determinar las pérdidas mensuales que se tiene en el sistema de subtransmisión a 69KV del área de concesión de la distribuidora de energía EmelNorte.

3.1. Ubicación de los medidores de cabecera de la interconexión con el SNI

En la **Figura 15** se muestran los medidores de alto voltaje AV que en total suman 6 se encuentran ubicados en los nodos de transición entre el SNI y las subestaciones del área de concesión de EmelNorte

Figura 15

Esquema Diagrama unifilar de EMELNORTE S.A. con medidores de cabecera



Nota. Tomado de departamento de SCADA EmelNorte 2023

3.2. Medidores de cabecera con sus correspondientes Subestaciones Eléctricas

En la **Figura 15** se observa que algunos medidores de alto voltaje están asociados con varias subestaciones eléctricas. Los 6 medidores de AV se distribuyen entre 17 subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Norte y son catalogados con códigos como se muestra en la **Tabla 3.1** anexados a ellos una o varias subestaciones.

Tabla 3.1

Subestaciones eléctricas asociadas a los medidores de alto voltaje.

Medidor	Subestación
ENORDA06	Cotacachi
	Atuntaqui
	San Vicente
ENORDA07	Otavalo
	Cayambe 1
	Cayambe 2
	Cananvalle
	La Esperanza
ENORDA08	El Retorno
	San Agustín
ENORDA09	Alpachaca
	Ajavi
	La Carolina
	El Chota 1
TUL069-TU01	El Chota 2
	El Ángel
	Tulcán
	El Rosal
LAFARGE	San Gabriel
	Lafarge

Nota. Códigos de los medidores (AV) junto con las subestaciones asociadas a los mismos.

3.3. Registros anuales totales de los datos de Emelnorte y de Transelectric

Los registros de los medidores en el punto de interconexión con el SNI arrojan los datos totales mostrados en la **Tabla 3.2** tomados en un intervalo de 15 minutos durante el año 2022.

Tabla 3.2

Mediciones totales de consumo energético Anual en los nodos de interconexión con el SNI

MEDIDORES EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN CON EL SNI		
MEDIDOR	Subestación	DATOS SNI
		kWh Totales Anuales
ENORDA06	COTACACHI	29.291.351,37
ENORDA07	ATUNTAQUI	308.536.699,79
	SAN VICENTE	
	OTAVALO	
	CAYAMBE 1	
	CAYAMBE 2	
	CANANVALLE	
	LA ESPERANZA	
ENORDA08	EL RETORNO	86.444.840,62
	SAN AGUSTÍN	
ENORDA09	ALPACHACA	113.220.132,56
	AJAVÍ	
	LA CAROLINA	
	EL CHOTA 1	
	EL CHOTA 2	
TUL069-TU01	EL ANGEL	79.784.532,93
	TULCAN	
	EL ROSAL	
	SAN GABRIEL	
LAFARGE	LAFARGE	26.295.571,22
GENERACION		54.063.567,28
TOTALES		697.636.695,77

Nota. Datos del SNI obtenidos del procesamiento de las mediciones a lo largo de un año exactamente del año 2022. Se tomará en cuenta para la determinación de las pérdidas de energía eléctrica solamente la columna de los kWh anuales proporcionados por Transelectric.

En la **Tabla 3.3** se aprecian los datos de un año de los medidores localizados en las subestaciones menos la energía producida en las centrales de generación eléctrica.

Tabla 3.3

Mediciones totales de consumo energético Anual en las Subestaciones eléctricas

MEDIDORES EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN						
MEDIDOR	REGISTRO ANUAL DE LAS SUBESTACIONES DE EMELNORTE					
	Nombre Sub.	kWh Consumidos	kWh Generados	kWh Total Consumidos	kWh Total Generados	kW netos
ENORDA06	COTACACHI	29.126.457,00		29.126.457,00	-	29.126.457,00
ENORDA07	ATUNTAQUI	41.513.521,07		292.164.486,39	-	292.164.486,39
	SAN VICENTE	32.867.678,00				
	OTAVALO	41.149.223,21				
	CAYAMBE 1	40.430.208,00				
	CAYAMBE 2	43.250.222,14				
	CANANVALLE	53.713.078,08				
	LA ESPERANZA	34.309.207,00				
ENORDA08	EL RETORNO	40.166.574,18		85.973.899,93	-	85.973.899,93
	SAN AGUSTÍN	45.807.325,75				
ENORDA09	ALPACHACA	78.315.657,54		113.396.518,22	1.422.532,42	111.973.985,80
	AJAVÍ	44.714.816,52				
	LA CAROLINA	4.489.198,75	1.422.256,38			
	EL CHOTA 1	7.448.543,00	276,04			
	EL CHOTA 2	15.191.161,92				
TUL069-TU01	EL ANGEL	11.029.599,00		78.211.255,82		78.211.255,82
	TULCAN	29.155.725,53				
	EL ROSAL	17.871.280,85				
	SAN GABRIEL	37.455.358,21				
LAFARGE	LAFARGE	26.206.610,98		26.206.610,98		26.206.610,98
GENERACION	EI Ambi 1	18.106.982,19		54.063.567,28		54.063.567,28
	EI Ambi 2	18.655.877,32				
	San Miguel de Car	17.300.707,77				
TOTALES				679.142.795,61	1.422.532,42	677.720.263,19

3.4. Determinación de las pérdidas eléctricas del sistema de subtransmisión de EmelNorte

Para la determinación de las pérdidas totales en el sistema de subtransmisión se toma los datos totales de kWh netos de las mediciones anuales arrojadas de la **Tabla 3.2** y **Tabla 3.3**. La diferencia entre dichos valores de las tablas resulta en las pérdidas de energía eléctrica en cada punto específico de los medidores a 69KV como se muestra en la **Tabla 3.4**.

Tabla 3.4

Determinación de pérdidas totales del año 2022

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS			
MEDIDOR	Subestación	kWh Totales	% Pérdidas
ENORDA06	COTACACHI	164.894,37	0,563%
ENORDA07	ATUNTAQUI	16.372.213,40	5,306%
	SAN VICENTE		
	OTAVALO		
	CAYAMBE 1		
	CAYAMBE 2		
	CANANVALLE		
	LA ESPERANZA		
ENORDA08	EL RETORNO	470.940,69	0,545%
	SAN AGUSTÍN		
ENORDA09	ALPACHACA	1.246.146,76	1,101%
	AJAVÍ		
	LA CAROLINA		
	EL CHOTA 1		
	EL CHOTA 2		
	EL ANGEL		
TUL069-TU01	TULCAN	1.573.277,11	1,972%
	EL ROSAL		
	SAN GABRIEL		
LAFARGE	LAFARGE	88.959,24	0,338%
TOTALES		19.916.431,58	2,855%

Nota. Obtenido mediante la diferencia de los registros de los puntos de interconexión y de los propios de EmelNorte de cada Subestación restando la producción de energía en las centrales eléctricas de El Ambi y San Miguel de Car.

3.4.1. Resumen de las pérdidas de energía eléctrica del sistema de subtransmisión

En el proceso de cuantificación de pérdidas eléctricas en el sistema de subtransmisión, se ha identificado una marcada disparidad entre los datos registrados por SIMEC y los registros de EmelNorte, particularmente en lo que respecta a la cifra de **19.916.431,58** kilovatios-hora (kWh) de pérdidas de energía eléctrica. Dentro de esta discrepancia, se destaca que la serie de subestaciones vinculadas con el medidor **ENORDA07** contribuye significativamente al aumento de esta cantidad. Este descubrimiento plantea interrogantes acerca de la gestión de la energía en estas subestaciones específicas.

Tabla 3.5

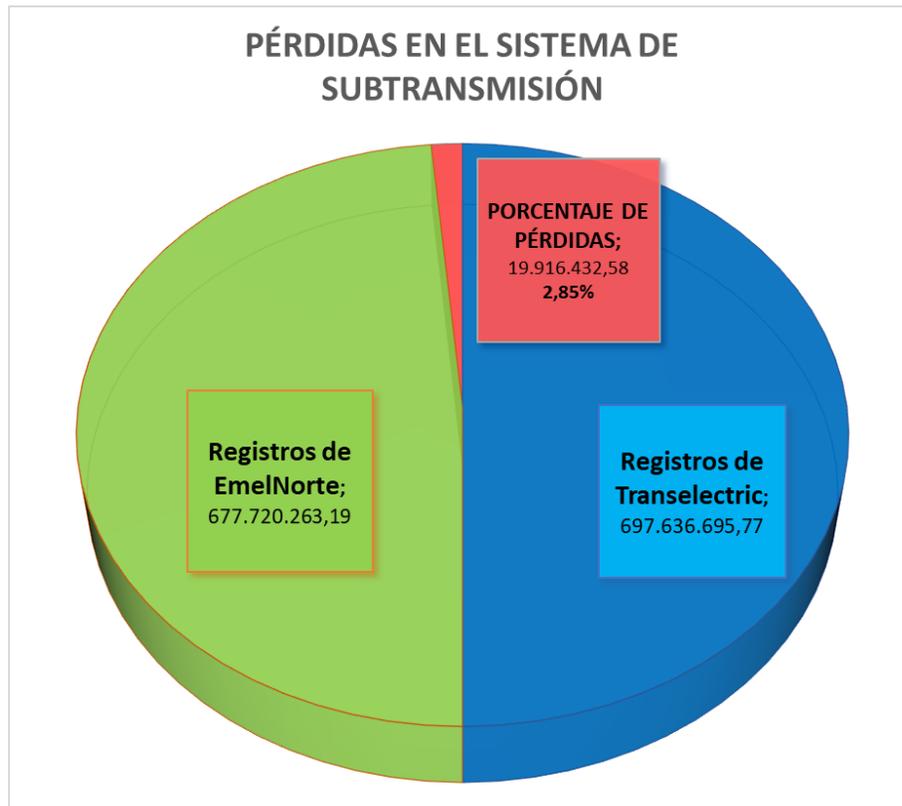
Resumen mensual de las pérdidas de energía eléctrica del año 2022

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUALES					
Mes	Entregados	Recibidos	Generados	Perdidas	% Perdidas
Enero	50.990.673,05	54.364.826,23	5.604.155,86	2.230.002,68	3,94%
Febrero	47.244.800,01	50.660.689,59	4.912.389,22	1.496.499,64	2,87%
Marzo	50.688.050,73	53.976.077,76	5.666.576,23	2.378.549,20	4,22%
Abril	49.093.243,62	53.030.209,71	5.514.756,96	1.577.790,88	2,89%
Mayo	53.292.782,18	55.857.570,33	4.184.083,78	1.619.295,63	2,82%
Junio	50.635.928,85	54.053.859,30	4.107.382,00	689.451,55	1,26%
Julio	52.908.071,20	57.105.828,44	5.771.012,15	1.573.254,91	2,68%
Agosto	54.960.215,85	58.285.291,20	4.872.483,13	1.547.407,78	2,59%
Septiembre	56.106.322,03	58.140.080,29	3.465.888,90	1.432.130,65	2,40%
Octubre	59.894.718,70	61.187.113,28	2.644.187,28	1.351.792,71	2,16%
Noviembre	57.781.982,02	59.683.346,55	3.378.016,25	1.476.651,72	2,41%
Diciembre	59.976.340,25	61.375.371,54	3.942.635,53	2.543.604,24	3,98%

En la **Figura 18** se presentan los datos anuales de registros de la empresa distribuidora en comparación con los datos obtenidos de los puntos de transición con el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Además, se muestra el cálculo de las pérdidas totales, que se obtiene restando los dos valores totales mencionados anteriormente. Esta representación gráfica brinda una visión clara y concisa de cómo se correlacionan los registros de la empresa distribuidora con los datos del SNI.

Figura 186

Pérdidas del año 2022 totales medidas en kWh.



3.5. Valoración del impacto económico por las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión.

De acuerdo con el Departamento de Estudios Eléctricos de EmelNorte, para la adquisición del kilovatio hora se establece en costo de generación y transmisión 0.0367 dólares.

Es fundamental destacar que este precio de adquisición en subtransmisión difiere del precio en distribución. En subtransmisión, este costo cubre la entrega de energía a puntos distantes dentro de la zona de consumo, mientras que, en distribución, se añade un margen que engloba los gastos operativos, de mantenimiento, control y la prestación de un servicio de alta calidad por parte de la empresa eléctrica. En la **Tabla 3.6** se ve el total de las pérdidas de energía del 2022.

Tabla 3.6

Detalle de las pérdidas de energía eléctrica totales del año 2022

MEDIDOR	kWh ANUAL
INTERCONEXIÓN CON EL SNI	697.636.695,77
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	677.720.263,19
PÉRDIDAS	19.916.431,58

En base al valor total de pérdidas de energía eléctrica se calcula el impacto económico

$$19.916.431,58 * 0,0367 = 730.933,04 \text{ USD}$$

En la determinación del impacto económico dentro del sistema de subtransmisión de EmelNorte, se ha identificado un total de **730.933,04 dólares** estadounidenses en pérdidas económicas atribuidas exclusivamente con las pérdidas eléctricas técnicas, sin la intervención de otro tipo de pérdidas eléctricas como las no técnicas.

3.6. Resultados

En este punto se describen los resultados obtenidos sobre la eficiencia y las posibles áreas de mejora en el sistema de subtransmisión eléctrica de EmelNorte.

- En primer lugar, se logró describir en detalle el sistema de subtransmisión, lo que proporcionó un conocimiento profundo de su infraestructura, funcionamiento y componentes clave. Esto fue esencial para comprender el origen de las pérdidas técnicas de energía que afectan al sistema eléctrico. Se identificaron múltiples factores contribuyentes, como las pérdidas por efecto Joule debido a la resistencia eléctrica de los conductores, pérdidas por efecto corona, pérdidas magnéticas en transformadores y equipos eléctricos, entre otros.
- La adquisición de información precisa de los sistemas de medición de EmelNorte, y de los medidores de Transelectric ubicados en las cabeceras de los nodos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), resultó fundamental para el estudio. Estos sistemas proporcionaron datos actualizados y fiables sobre el flujo de energía en el sistema de subtransmisión. Posteriormente esta información fue sometida a un análisis minucioso que permitió determinar las pérdidas de energía eléctrica de manera precisa y confiable.
- En cuanto a los resultados específicos, se observó una diferencia notable entre los registros de EmelNorte y los registros de Transelectric, particularmente en la serie de subestaciones asociadas a los medidores ENORDA07 y TUL069-TU01. Esta disparidad, que ascendió a 16.372.213,40 kWh y 1.573.277,11 kWh respectivamente, se destacaron como puntos críticos que contribuyeron porcentualmente al incremento de las pérdidas eléctricas en el sistema de subtransmisión.

- Uno de los hallazgos de mayor relevancia fue la cuantificación del impacto económico de estas pérdidas. Se determinó que las pérdidas económicas atribuibles únicamente a las pérdidas eléctricas técnicas ascendían a 730.933,04 USD. Es importante señalar que este cálculo excluyó otras formas de pérdidas en el sistema, centrándose exclusivamente en las pérdidas técnicas.

Estos resultados tienen implicaciones significativas para EmelNorte y su operación en el sector eléctrico. Identificar estas áreas críticas de pérdida de energía permite a la empresa tomar medidas correctivas para optimizar su sistema de subtransmisión y reducir las pérdidas técnicas, lo que, a su vez, conduce a una mayor eficiencia operativa y ahorros económicos sustanciales.

3.7. Conclusiones

- En el presente trabajo de grado determinó las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión de EmelNorte a través de la adquisición de información precisa de los sistemas de medición de la empresa distribuidora y de los nodos de intercambio eléctrico con el SNI, a su vez se reveló un impacto económico de 730.933,04 atribuidas únicamente a pérdidas eléctricas técnicas.
- Se describió el sistema eléctrico de subtransmisión y se identificó donde se originan las pérdidas de energía eléctrica en EmelNorte, también se llevó a cabo un minucioso levantamiento de datos abarcando tanto subestaciones eléctricas como centrales de generación, se incluyeron los registros de consumo eléctrico proporcionados por el Sistema de Medición Comercial (SIMEC) de manera mensual correspondiente al año 2022.
- Las pérdidas de energía eléctrica se calcularon mediante la diferencia de la energía suministrada por Transelectric y la energía registrada en el lado secundario de los transformadores de potencia de las subestaciones de distribución, donde se evidencio diferencias notables entre los registros de EmelNorte y los de Transelectric, especialmente en lo que respecta a las pérdidas en las subestaciones Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe 1 y 2, Cananvalle y La Esperanza, asociadas al medidor ENORDA07, en total hubo un 2.85% de pérdidas del sistema de subtransmisión en el año 2022. Este estudio proporcionó una visión profunda y cuantificable de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de subtransmisión de EmelNorte.

3.8. Recomendaciones

- Se recomienda efectuar una revisión minuciosa de la base de datos de los registros de EmelNorte es decir asegurar la correcta configuración de fechas, horas y minutos que guarden coherencia de los valores de consumo energético normal. Esta revisión preliminar es crucial antes de iniciar el análisis de pérdidas eléctricas en el sistema de subtransmisión de EmelNorte, garantizando la integridad y precisión de los datos para la obtención de resultados fiables.
- Se debe tomar como base la información de los medidores ubicados en la cabecera de los nodos de intercambio de energía de EmelNorte con el SNI porque albergan información más fiable que los de las subestaciones eléctricas y posteriormente contrastarla con los registros de los medidores de EmelNorte.
- Se recomienda tener esta investigación como punto de partida para futuras iniciativas destinadas a mejorar la eficiencia de la red eléctrica, garantizar la confiabilidad del suministro y reducir el impacto económico de las pérdidas eléctricas en las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Es recomendable realizar mejoras técnicas y de monitoreo constante en las subestaciones Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe 1 y 2, Cananvalle y La Esperanza, agrupadas al medidor de calidad de potencia y energía ENORDA07 ya que se identificó que en esas subestaciones está concentrada la mayor parte de las pérdidas de energía eléctrica.
- Con la construcción y puesta en marcha de la subestación Cajas alivianaría la carga en la línea de transmisión de mayor distancia y menor calibre ubicada entre las subestaciones Otavalo y Cayambe lo que a su vez reduciría las pérdidas técnicas de energía específicamente las pérdidas en los conductores eléctricos.

Referencias

- Alarcón, A., Ney, C., y Jiménez, R. (18 de Junio de 2018). *Banco Interamericano de Desarrollo*.
Energía para el Futuro: <https://blogs.iadb.org/energia/es/perdidas-electricas-tres-tendencias-tecnologicas-que-pueden-ayudar-a-resolver-el-problema/>
- ARCERNNR. (2019). *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano*. Quito.
- Area Tecnología. (2018). *CORRIENTES DE FOUCAULT*.
<https://areatecnologia.com/electricidad/corrientes-de-foucault.html>
- Arias, L. (13 de Septiembre de 2018). *Programa de Rehabilitación de Redes Eléctricas*.
<https://redeselectricasrd.cdeee.gov.do/que-y-como-son-las-perdidas-electricas-se-esta-haciendo-para-reducirlas/>
- Balcells, J., Autonell, J., Barra, V., Brossa, J., Fornieles, F., Garcia, B., . . . Serra, J. (2011).
Eficiencia en el uso de la Energía Eléctrica. España: Marcombo.
- Barrero González, F. (2004). *Sistemas de Energía Eléctrica*. España: Ediciones Paraninfo, S.A.
- Baselga Carreras, M. (2017). *Transformadores (Electrotecnia)*. Editex.
- CELEC EP. (19 de Diciembre de 2023). *CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRICO*.
CELEC EP mejora el servicio de transmisión de energía para El Oro:
<https://www.celec.gob.ec/transelectric/uncategorized/celec-ep-mejora-el-servicio-de-transmision-de-energia-para-el-oro/>
- Comisión Nacional de Energía. (Comisión Nacional de Energía (CNE). (2022). Informe de Eficiencia Energética 2022. Santiago, Chile: CNE. de 2022). *Informe de Eficiencia Energética 2022*. Santiago, Chile: CNE. <https://www.cne.cl/>

- E.O.S. Tecnologías. (5 de Octubre de 2021). *Pérdidas de energía eléctrica y sus tipos*.
Tecnologías E.O.S.: <https://tec-eos.com/tipos-de-perdidas-de-energia-electrica/#:~:text=P%C3%A9rdidas%20t%C3%A9cnicas,-Se%20originan%20al&text=Forman%20parte%20de%20la%20energ%C3%ADa,transmisi%C3%B3n%20y%20de%20los%20transformadores>.
- EmelNorte. (2023). *RENDICIÓN DE CUENTAS 2022 EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.* <https://www.emelnorte.com/eern/index.php/2023/06/06/empresa-electrica-regional-norte-s-a-emelnorte-presento-su-rendicion-de-cuentas-2022/>
- Gallardo Vázquez, S. (2019). *Técnicas y procesos en instalaciones domóticas y automáticas*. Ediciones Paraninfo, S.A.
- García, D. S., y Riaño, W. A. (2019). *Transmisión y distribución de energía eléctrica: Conceptos de transmisión y distribución. Modelación de líneas y redes*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- González, J., Pareja, M., Terol, S., y Llibrer, J. (2020). *Instalaciones de distribución*. Editex.
- Jiménez, R., Serebrisky, T., y Mercado, J. (2019). *Electricidad perdida*. Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe : <https://publications.iadb.org/publications/spanish/viewer/Electricidad-perdida-Dimensionando-las-p%C3%A9rdidas-de-electricidad-en-los-sistemas-de-transmisi%C3%B3n-y-distribuci%C3%B3n-en-Am%C3%A9rica-Latina-y-el-Caribe.pdf>
- Las Pérdidas de Energía Eléctrica. (30 de Septiembre de 2018). *Sector Electricidad*. Profesionales en Ingeniería Eléctrica: <https://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>

Merla, A. (27 de Marzo de 2021). *De Cursos Tesla*. Interruptores de potencia de media y alta tensión en subestaciones eléctricas.: <https://cursos Tesla.com/interruptores-de-potencia-de-media-y-alta-tension-en-subestaciones/>

Ministerio de Energía y Minas. (14 de Enero de 2020). *Plan Maestro de Electricidad*.
<https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

Mitsubishi Electric Power Products Inc. (s.f.). *Mitsubishi Electric Power Products, Inc.* HV Gas Insulated Circuit Breakers: <https://meppi.com/products/hv-gas-insulated-circuit-breakers>

Núñez, F. H. (2019). *Centrales de Generación y Subestaciones Electricas* (Segunda ed.). ENERGY SERIES eBOOKS®.

Ortuño Borroto, Y. (2021). *Comportamiento de las pérdidas de energía con la conversión de circuitos de 4 KV a 13 KV*. Feijóo. <https://elibro.net/es/ereader/utnorte/177601?page=21>

Pérez, H., y Rocha, S. (2021). *PLAN DE EXPANSIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE S. A. 2021 - 2030*. Ibarra: EMELNORTE.

Planas, O. (14 de septiembre de 2021). *Energía Solar*. Ley de Joule: <https://solar-energia.net/electricidad/leyes/ley-de-joule>

Power Rent. (1 de Julio de 2022). *Power Rent Soluciones en Energía*.
<https://rentadepantallas.com.mx/transformador-de-potencial-que-es-tipos-y-aplicaciones/>

Rodríguez, J. (2020). *Instalaciones de distribución*. Ediciones Paraninfo, S.A.

Sánchez Moncayo, J. M. (2023). *Operaciones de montaje de apoyos en redes eléctricas aéreas*. ELEE0108. España: IC Editorial.

- Schneider Electric (SE). (22 de Julio de 2021). *Schneider Electric Global*. ION8650:
<https://www.se.com/co/es/product-range/61053-ion8650/?parent-subcategory-id=4110&filter=business-4-distribuci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica#overview>
- Schneider Electric Global. (15 de Mayo de 2019). *SE. PowerLogic ION7550/ION7650*:
<https://www.se.com/cr/es/product-range/1460-powerlogic-ion7550-ion7650/?parent-category-id=4100#documents>
- Schneider Electric México. (1 de Septiembre de 2020). *PowerLogic ION9000* . Calidad de potencia avanzada e innovación inmejorable: <https://www.se.com/mx/es/product-range/64241-powerlogic-ion9000/?parent-subcategory-id=4110&filter=business-4-productos-y-sistemas-de-baja-tensi%C3%B3n#overview>
- Schneider Electric. (2009). *Schneider Electric (SE)*. ION8600: <https://www.se.com/il/en/product-range/1462-ion8600/#overview>
- Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). (2 de Agosto de 2021). *SEL-735*. Medidor de calidad de energía y facturación: <https://selinc.com/es/products/735/>
- Tavrida Electric. (s.f.). *AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES*.
<https://www.tavrida.com/tela/solutions/automatic-circuit-reclosers-15-27-kv/substation-automation/>
- Trashorras Montecelos, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. Madrid, España: Paraninfo.
- Vargas, J. (12 de septiembre de 2020). *IDS - Ingeniería de Subestaciones*. Esquema de Barras de una Subestación: <https://ingenieriadesubestaciones.com/esquema-de-barras-de-una-subestacion/>

Vargas, J. (16 de Marzo de 2021). *Ingeniería de Subestaciones*. Análisis de Saturación y Cargabilidad de los Transformadores de Corriente para el Diseño de Subestaciones:
<https://ingeneriadesubestaciones.com/transformadores-de-corriente/>

ANEXOS

ANEXO A Registros mensuales de consumo del año 2022

Mediciones totales de consumo energético de febrero 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.239.137,00	-	2.239.137,00
Atuntaqui	2.906.318,51	-	2.906.318,51
San Vicente	2.744.294,00	-	2.744.294,00
Otavalo	3.231.871,33	-	3.231.871,33
Cayambe 1	3.144.531,00	-	3.144.531,00
Cayambe 2	3.173.951,77	-	3.173.951,77
Cananvalle	3.961.463,68	-	3.961.463,68
La Esperanza	2.526.123,00	-	2.526.123,00
El Retorno	3.535.399,00	-	3.535.399,00
San Agustín	2.899.773,00	-	2.899.773,00
Alpachaca	5.952.202,56	-	5.952.202,56
Ajavi	3.410.732,50	-	3.410.732,50
La Carolina	70.176,00	279.838,00	-209.662,00
Chota 1	479.528,00	36,00	479.492,00
Chota 2	1.180.144,01	-	1.180.144,01
El Ángel	856.632,00	-	856.632,00
Tulcán	2.241.994,27	-	2.241.994,27
El Rosal 1	1.256.724,68	-	1.256.724,68
San Gabriel	2.824.265,60	-	2.824.265,60
Lafarge	1.727.689,27	-	1.727.689,27

Mediciones totales de consumo energético de marzo 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.580.932,00	-	2.580.932,00
Atuntaqui	3.183.798,03	-	3.183.798,03
San Vicente	2.153.057,00	-	2.153.057,00
Otavalo	3.511.676,60	-	3.511.676,60
Cayambe 1	3.243.504,00	-	3.243.504,00
Cayambe 2	3.445.922,90	-	3.445.922,90
Cananvalle	4.286.550,92	-	4.286.550,92
La Esperanza	2.761.149,00	-	2.761.149,00
El Retorno	3.207.088,00	-	3.207.088,00
San Agustín	3.937.354,00	-	3.937.354,00
Alpachaca	6.624.155,47	-	6.624.155,47
Ajavi	3.832.463,50	-	3.832.463,50
La Carolina	77.821,00	295.296,00	-217.475,00
Chota 1	679.004,00	1,72	679.002,28
Chota 2	1.286.323,98	-	1.286.323,98
El Ángel	862.722,00	-	862.722,00
Tulcán	2.482.075,84	-	2.482.075,84
El Rosal	1.386.189,42	-	1.386.189,42
San Gabriel	3.182.862,46	-	3.182.862,46
Lafarge	871.483,65	-	871.483,65

Mediciones totales de consumo energético de abril 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.491.687,00	-	2.491.687,00
Atuntaqui	3.101.342,40	-	3.101.342,40
San Vicente	2.863.091,00	-	2.863.091,00
Otavalo	3.422.841,39	-	3.422.841,39
Cayambe 1	3.295.444,00	-	3.295.444,00
Cayambe 2	3.397.744,33	-	3.397.744,33
Cananvalle	4.464.777,51	-	4.464.777,51
La Esperanza	2.743.078,00	-	2.743.078,00
El Retorno	3.150.884,00	-	3.150.884,00
San Agustín	3.790.649,00	-	3.790.649,00
Alpachaca	6.447.887,33	-	6.447.887,33
Ajavi	3.746.819,39	-	3.746.819,39
La Carolina	101.112,00	218.034,00	-116.922,00
Chota 1	603.147,00	53,00	603.094,00
Chota 2	1.240.667,07	-	1.240.667,07
El Ángel	860.424,00	-	860.424,00
Tulcán	2.365.857,39	-	2.365.857,39
El Rosal	1.230.779,85	6,63	1.230.773,22
San Gabriel	3.084.338,34	-	3.084.338,34
Lafarge	219.305,28	-	219.305,28

Mediciones totales de consumo energético de mayo 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.550.398,00	-	2.550.398,00
Atuntaqui	3.218.840,03	-	3.218.840,03
San Vicente	2.965.340,00	-	2.965.340,00
Otavalo	3.506.595,35	-	3.506.595,35
Cayambe 1	3.372.804,00	-	3.372.804,00
Cayambe 2	3.468.819,45	-	3.468.819,45
Cananvalle	4.502.307,01	-	4.502.307,01
La Esperanza	2.776.938,00	-	2.776.938,00
El Retorno	3.951.244,00	-	3.951.244,00
San Agustín	3.581.732,00	-	3.581.732,00
Alpachaca	6.621.542,07	-	6.621.542,07
Ajavi	3.515.904,85	-	3.515.904,85
La Carolina	68.559,75	257.140,38	-188.580,63
Chota 1	769.674,00	10,52	769.663,48
Chota 2	1.289.164,74	-	1.289.164,74
El Ángel	914.829,00	-	914.829,00
Tulcán	2.503.134,15	-	2.503.134,15
El Rosal	1.242.891,45	2.525,71	1.240.365,74
San Gabriel	3.197.708,84	-	3.197.708,84
Lafarge	1.472.393,19	-	1.472.393,19

Mediciones totales de consumo energético de junio 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.434.438,00	-	2.434.438,00
Atuntaqui	3.099.668,04	-	3.099.668,04
San Vicente	2.711.354,00	-	2.711.354,00
Otavalo	3.141.569,93	-	3.141.569,93
Cayambe 1	3.243.608,00	-	3.243.608,00
Cayambe 2	3.244.520,88	-	3.244.520,88
Cananvalle	4.246.327,86	-	4.246.327,86
La Esperanza	2.498.743,00	-	2.498.743,00
El Retorno	3.816.545,00	-	3.816.545,00
San Agustín	3.883.355,00	-	3.883.355,00
Alpachaca	6.505.340,68	-	6.505.340,68
Ajavi	3.621.442,00	-	3.621.442,00
La Carolina	345.604,00	102.942,00	242.662,00
Chota 1	533.390,00	25,00	533.365,00
Chota 2	1.204.204,00	-	1.204.204,00
El Ángel	899.965,00	-	899.965,00
Tulcán	2.377.328,00	-	2.377.328,00
El Rosal	1.341.915,75	-	1.341.915,75
San Gabriel	3.122.035,85	-	3.122.035,85
Lafarge	1.885.471,31	-	1.885.471,31

Mediciones totales de consumo energético de julio 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.591.364,00	-	2.591.364,00
Atuntaqui	3.355.914,84	-	3.355.914,84
San Vicente	3.004.382,00	-	3.004.382,00
Otavalo	3.493.026,19	-	3.493.026,19
Cayambe 1	3.286.356,00	-	3.286.356,00
Cayambe 2	3.446.437,14	-	3.446.437,14
Cananvalle	4.610.210,29	-	4.610.210,29
La Esperanza	2.845.882,00	-	2.845.882,00
El Retorno	3.441.902,77	-	3.441.902,77
San Agustín	3.884.927,75	-	3.884.927,75
Alpachaca	6.627.816,61	-	6.627.816,61
Ajavi	3.516.187,58	-	3.516.187,58
La Carolina	560.731,00	-	560.731,00
Chota 1	533.455,00	-	533.455,00
Chota 2	1.275.233,26	-	1.275.233,26
El Ángel	915.005,00	-	915.005,00
Tulcán	2.450.044,81	-	2.450.044,81
El Rosal	1.381.229,72	-	1.381.229,72
San Gabriel	3.214.876,76	-	3.214.876,76
Lafarge	2.044.418,66	-	2.044.418,66

Mediciones totales de consumo energético de agosto 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.524.712,00	-	2.524.712,00
Atuntaqui	3.511.478,57	-	3.511.478,57
San Vicente	3.078.324,00	-	3.078.324,00
Otavalo	3.473.795,60	-	3.473.795,60
Cayambe 1	3.254.224,00	-	3.254.224,00
Cayambe 2	3.523.930,96	-	3.523.930,96
Cananvalle	4.488.402,23	-	4.488.402,23
La Esperanza	3.199.616,00	-	3.199.616,00
El Retorno	3.198.909,00	-	3.198.909,00
San Agustín	3.956.758,00	-	3.956.758,00
Alpachaca	6.677.850,67	-	6.677.850,67
Ajavi	3.829.229,27	-	3.829.229,27
La Carolina	577.765,00	-	577.765,00
Chota 1	571.112,00	2,80	571.109,20
Chota 2	1.289.543,77	-	1.289.543,77
El Ángel	967.785,00	-	967.785,00
Tulcán	2.471.064,55	-	2.471.064,55
El Rosal	1.694.512,54	-	1.694.512,54
San Gabriel	3.149.714,67	-	3.149.714,67
Lafarge	2.220.139,11	-	2.220.139,11

Mediciones totales de consumo energético de septiembre 2022 en las Subestaciones eléctricas

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.435.983,00	-	2.435.983,00
Atuntaqui	3.489.489,60	-	3.489.489,60
San Vicente	2.980.484,00	-	2.980.484,00
Otavalo	3.475.291,06	-	3.475.291,06
Cayambe 1	3.241.637,00	-	3.241.637,00
Cayambe 2	3.422.543,39	-	3.422.543,39
Cananvalle	4.474.633,11	-	4.474.633,11
La Esperanza	3.093.658,00	-	3.093.658,00
El Retorno	3.119.396,00	-	3.119.396,00
San Agustín	3.890.463,00	-	3.890.463,00
Alpachaca	6.472.343,24	-	6.472.343,24
Ajavi	3.778.263,08	-	3.778.263,08
La Carolina	668.266,00	-	668.266,00
Chota 1	613.821,00	125,00	613.696,00
Chota 2	1.285.332,77	-	1.285.332,77
El Ángel	996.682,00	-	996.682,00
Tulcán	2.398.537,36	-	2.398.537,36
El Rosal	1.782.002,77	-	1.782.002,77
San Gabriel	3.043.525,61	-	3.043.525,61
Lafarge	2.851.426,24	-	2.851.426,24

Mediciones totales de consumo energético de octubre 2022 en las Subestaciones eléctricas

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.529.963,00	-	2.529.963,00
Atuntaqui	3.541.679,89	-	3.541.679,89
San Vicente	3.069.200,00	-	3.069.200,00
Otavalo	3.561.215,13	-	3.561.215,13
Cayambe 1	3.556.759,00	-	3.556.759,00
Cayambe 2	3.529.137,82	-	3.529.137,82
Cananvalle	4.762.296,82	-	4.762.296,82
La Esperanza	3.053.823,00	-	3.053.823,00
El Retorno	3.207.111,00	-	3.207.111,00
San Agustín	4.045.586,00	-	4.045.586,00
Alpachaca	6.624.662,90	-	6.624.662,90
Ajavi	3.902.523,36	-	3.902.523,36
La Carolina	681.416,00	-	681.416,00
Chota 1	721.611,00	18,00	721.593,00
Chota 2	1.295.971,08	-	1.295.971,08
El Ángel	980.181,00	-	980.181,00
Tulcán	2.501.633,90	-	2.501.633,90
El Rosal	1.799.238,04	-	1.799.238,04
San Gabriel	3.178.315,37	-	3.178.315,37
Lafarge	4.018.379,91	-	4.018.379,91

Mediciones totales de consumo energético de noviembre 2022 en las Subestaciones eléctricas

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.192.373,00	-	2.192.373,00
Atuntaqui	4.132.335,44	-	4.132.335,44
San Vicente	2.421.219,00	-	2.421.219,00
Otavalo	3.402.909,70	-	3.402.909,70
Cayambe 1	3.464.416,00	-	3.464.416,00
Cayambe 2	3.397.296,52	-	3.397.296,52
Cananvalle	4.781.388,76	-	4.781.388,76
La Esperanza	2.916.119,00	-	2.916.119,00
El Retorno	3.154.314,00	-	3.154.314,00
San Agustín	3.946.321,00	-	3.946.321,00
Alpachaca	6.516.920,81	-	6.516.920,81
Ajavi	3.844.653,08	-	3.844.653,08
La Carolina	644.084,00	-	644.084,00
Chota 1	668.282,00	1,00	668.281,00
Chota 2	1.278.731,41	-	1.278.731,41
El Ángel	905.368,00	-	905.368,00
Tulcán	2.422.368,79	-	2.422.368,79
El Rosal	1.679.125,43	-	1.679.125,43
San Gabriel	3.084.238,03	-	3.084.238,03
Lafarge	4.204.456,52	-	4.204.456,52

Mediciones totales de consumo energético de diciembre 2022 en las Subestaciones eléctricas.

Subestación	kWh Totales Consumidos	kWh Totales Generados	kWh Netos
Cotacachi	2.009.575,00	-	2.009.575,00
Atuntaqui	4.896.418,63	-	4.896.418,63
San Vicente	2.037.645,00	-	2.037.645,00
Otavalo	3.395.101,00	-	3.395.101,00
Cayambe 1	3.742.538,00	-	3.742.538,00
Cayambe 2	3.623.171,88	-	3.623.171,88
Cananvalle	4.908.120,03	-	4.908.120,03
La Esperanza	2.965.421,00	-	2.965.421,00
El Retorno	3.261.320,00	-	3.261.320,00
San Agustín	4.107.052,00	-	4.107.052,00
Alpachaca	6.739.594,52	-	6.739.594,52
Ajavi	3.987.244,05	-	3.987.244,05
La Carolina	583.809,00	-	583.809,00
Chota 1	675.409,00	1,00	675.408,00
Chota 2	1.299.906,88	-	1.299.906,88
El Ángel	944.511,00	-	944.511,00
Tulcán	2.529.890,24	-	2.529.890,24
El Rosal	1.805.225,25	-	1.805.225,25
San Gabriel	3.210.997,56	-	3.210.997,56
Lafarge	4.025.995,44	-	4.025.995,44

Datos de los registros mensuales de EmelNorte

COTACACHI			
2.545.895,00	-	913.552,00	-
COTACACHI			COTACACHI
ACTIVA COTACACHI	ACTIVA COTACACHI	REACTIVA COTACACHI	REACTIVA COTACACHI
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
298,00	0,00	97,00	0,00
302,00	0,00	99,00	0,00
299,00	0,00	97,00	0,00
304,00	0,00	99,00	0,00
298,00	0,00	97,00	0,00
302,00	0,00	99,00	0,00
298,00	0,00	97,00	0,00
300,00	0,00	98,00	0,00
294,00	0,00	98,00	0,00
299,00	0,00	100,00	0,00
291,00	0,00	98,00	0,00
292,00	0,00	99,00	0,00
293,00	0,00	99,00	0,00
293,00	0,00	100,00	0,00
287,00	0,00	98,00	0,00
285,00	0,00	98,00	0,00
291,00	0,00	100,00	0,00
289,00	0,00	101,00	0,00
281,00	0,00	98,00	0,00
286,00	0,00	100,00	0,00
279,00	0,00	98,00	0,00
283,00	0,00	100,00	0,00
278,00	0,00	98,00	0,00
282,00	0,00	100,00	0,00
275,00	0,00	97,00	0,00
275,00	0,00	97,00	0,00
277,00	0,00	98,00	0,00
278,00	0,00	98,00	0,00
268,00	0,00	96,00	0,00
272,00	0,00	98,00	0,00
269,00	0,00	97,00	0,00
271,00	0,00	100,00	0,00
267,00	0,00	97,00	0,00

ATUNTAQUI			
3.076.237,09	-	1.114.356,59	1,65
ATUNTAQUI			ATUNTAQUI
ACTIVA ATUNTAQUI	ACTIVA ATUNTAQUI	REACTIVA ATUNTAQUI	REACTIVA ATUNTAQUI
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
336,71	0,00	99,78	0,00
334,16	0,00	99,59	0,00
331,97	0,00	96,73	0,00
334,48	0,00	96,70	0,00
334,50	0,00	97,07	0,00
333,01	0,00	96,16	0,00
273,19	0,00	77,54	1,65
249,83	0,00	68,44	0,00
254,15	0,00	73,53	0,00
254,80	0,00	73,22	0,00
241,57	0,00	71,73	0,00
241,75	0,00	71,27	0,00
242,45	0,00	72,09	0,00
239,96	0,00	71,01	0,00
235,93	0,00	70,08	0,00
234,27	0,00	72,35	0,00
233,56	0,00	73,63	0,00
232,56	0,00	73,19	0,00
250,92	0,00	84,22	0,00
286,30	0,00	103,59	0,00
285,23	0,00	104,37	0,00
280,89	0,00	101,39	0,00
279,57	0,00	100,57	0,00
303,85	0,00	113,21	0,00
301,20	0,00	109,88	0,00
295,84	0,00	107,52	0,00
291,92	0,00	106,43	0,00
288,36	0,00	104,47	0,00
286,13	0,00	101,45	0,00
283,16	0,00	100,07	0,00
280,66	0,00	101,31	0,00
280,01	0,00	102,39	0,00
279,14	0,00	102,75	0,00

ATUNTAQUI			
3.076.237,09	-	1.114.356,59	1,65
ATUNTAQUI			ATUNTAQUI
ACTIVA ATUNTAQUI	ACTIVA ATUNTAQUI	REACTIVA ATUNTAQUI	REACTIVA ATUNTAQUI
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
336,71	0,00	99,78	0,00
334,16	0,00	99,59	0,00
331,97	0,00	96,73	0,00
334,48	0,00	96,70	0,00
334,50	0,00	97,07	0,00
333,01	0,00	96,16	0,00
273,19	0,00	77,54	1,65
249,83	0,00	68,44	0,00
254,15	0,00	73,53	0,00
254,80	0,00	73,22	0,00
241,57	0,00	71,73	0,00
241,75	0,00	71,27	0,00
242,45	0,00	72,09	0,00
239,96	0,00	71,01	0,00
235,93	0,00	70,08	0,00
234,27	0,00	72,35	0,00
233,56	0,00	73,63	0,00
232,56	0,00	73,19	0,00
250,92	0,00	84,22	0,00
286,30	0,00	103,59	0,00
285,23	0,00	104,37	0,00
280,89	0,00	101,39	0,00
279,57	0,00	100,57	0,00
303,85	0,00	113,21	0,00
301,20	0,00	109,88	0,00
295,84	0,00	107,52	0,00
291,92	0,00	106,43	0,00
288,36	0,00	104,47	0,00
286,13	0,00	101,45	0,00
283,16	0,00	100,07	0,00
280,66	0,00	101,31	0,00
280,01	0,00	102,39	0,00
279,14	0,00	102,75	0,00

SAN VICENTE			
2.839.288,00	-	1.059.191,00	-
SAN VICENTE			SAN VICENTE
ACTIVA SAN VICENTE	ACTIVA SAN VICENTE	REACTIVA SAN VICENTE	REACTIVA SAN VICENTE
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
323,00	0,00	105,00	0,00
327,00	0,00	105,00	0,00
323,00	0,00	104,00	0,00
327,00	0,00	106,00	0,00
319,00	0,00	101,00	0,00
323,00	0,00	106,00	0,00
317,00	0,00	103,00	0,00
318,00	0,00	104,00	0,00
312,00	0,00	103,00	0,00
317,00	0,00	107,00	0,00
308,00	0,00	107,00	0,00
305,00	0,00	106,00	0,00
310,00	0,00	108,00	0,00
306,00	0,00	109,00	0,00
298,00	0,00	108,00	0,00
299,00	0,00	109,00	0,00
301,00	0,00	113,00	0,00
297,00	0,00	111,00	0,00
288,00	0,00	107,00	0,00
291,00	0,00	108,00	0,00
286,00	0,00	107,00	0,00
289,00	0,00	110,00	0,00
285,00	0,00	110,00	0,00
283,00	0,00	111,00	0,00
280,00	0,00	110,00	0,00
283,00	0,00	111,00	0,00
274,00	0,00	108,00	0,00
278,00	0,00	110,00	0,00
271,00	0,00	107,00	0,00
275,00	0,00	110,00	0,00
268,00	0,00	109,00	0,00
271,00	0,00	112,00	0,00
265,00	0,00	108,00	0,00

OTAVALO			
3.533.329,93	-	1.042.054,24	-
OTAVALO			OTAVALO
ACTIVA OTAVALO	ACTIVA OTAVALO	REACTIVA OTAVALO	REACTIVA OTAVALO
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
399,63	0,00	108,38	0,00
399,55	0,00	109,04	0,00
396,81	0,00	105,89	0,00
395,19	0,00	105,52	0,00
395,12	0,00	106,51	0,00
392,98	0,00	104,50	0,00
389,45	0,00	103,95	0,00
390,47	0,00	106,42	0,00
386,74	0,00	105,54	0,00
385,92	0,00	103,75	0,00
383,49	0,00	104,21	0,00
381,41	0,00	105,80	0,00
379,76	0,00	106,81	0,00
379,53	0,00	107,35	0,00
375,81	0,00	107,37	0,00
377,07	0,00	108,88	0,00
374,24	0,00	110,17	0,00
371,09	0,00	108,67	0,00
363,42	0,00	107,74	0,00
360,97	0,00	106,21	0,00
358,65	0,00	107,82	0,00
357,57	0,00	108,44	0,00
354,17	0,00	108,68	0,00
352,62	0,00	109,63	0,00
350,87	0,00	108,53	0,00
350,27	0,00	109,85	0,00
345,84	0,00	109,25	0,00
342,41	0,00	108,32	0,00
340,59	0,00	107,76	0,00
340,17	0,00	108,19	0,00
336,59	0,00	107,08	0,00
335,47	0,00	107,69	0,00
335,65	0,00	109,10	0,00

CAYAMBE 1			
3.584.387,00	-	867.094,00	30.936,00
CAYAMBE 1			CAYAMBE 1
ACTIVA CAYAMBE 1	ACTIVA CAYAMBE 1	REACTIVA CAYAMBE 1	REACTIVA CAYAMBE 1
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
327,00	0,00	117,00	0,00
326,00	0,00	117,00	0,00
325,00	0,00	117,00	0,00
330,00	0,00	119,00	0,00
317,00	0,00	116,00	0,00
328,00	0,00	119,00	0,00
321,00	0,00	117,00	0,00
317,00	0,00	117,00	0,00
321,00	0,00	115,00	0,00
322,00	0,00	118,00	0,00
311,00	0,00	116,00	0,00
315,00	0,00	117,00	0,00
313,00	0,00	115,00	0,00
311,00	0,00	117,00	0,00
309,00	0,00	116,00	0,00
307,00	0,00	115,00	0,00
314,00	0,00	120,00	0,00
315,00	0,00	118,00	0,00
307,00	0,00	116,00	0,00
311,00	0,00	120,00	0,00
302,00	0,00	118,00	0,00
304,00	0,00	118,00	0,00
295,00	0,00	118,00	0,00
304,00	0,00	120,00	0,00
300,00	0,00	120,00	0,00
302,00	0,00	122,00	0,00
297,00	0,00	117,00	0,00
302,00	0,00	119,00	0,00
297,00	0,00	117,00	0,00
299,00	0,00	119,00	0,00
292,00	0,00	119,00	0,00
292,00	0,00	122,00	0,00
293,00	0,00	117,00	0,00

CAYAMBE 2			
3.576.745,10	-	1.171.259,45	-
CAYAMBE 2			CAYAMBE 2
ACTIVA CAYAMBE 2	ACTIVA CAYAMBE 2	REACTIVA CAYAMBE 2	REACTIVA CAYAMBE 2
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
336,78	0,00	103,78	0,00
336,25	0,00	102,40	0,00
339,37	0,00	104,22	0,00
339,07	0,00	104,87	0,00
335,33	0,00	103,25	0,00
337,80	0,00	102,29	0,00
338,79	0,00	104,29	0,00
334,10	0,00	103,13	0,00
330,14	0,00	101,94	0,00
335,82	0,00	104,97	0,00
341,91	0,00	107,94	0,00
333,69	0,00	105,01	0,00
330,21	0,00	103,21	0,00
326,24	0,00	101,04	0,00
331,41	0,00	106,37	0,00
333,82	0,00	109,71	0,00
330,49	0,00	109,06	0,00
327,54	0,00	108,85	0,00
323,61	0,00	106,91	0,00
316,88	0,00	102,62	0,00
320,85	0,00	105,59	0,00
323,49	0,00	110,11	0,00
323,54	0,00	109,19	0,00
324,48	0,00	108,49	0,00
314,78	0,00	107,58	0,00
315,86	0,00	107,94	0,00
311,34	0,00	107,84	0,00
314,76	0,00	107,75	0,00
312,08	0,00	105,88	0,00
313,49	0,00	110,53	0,00
310,44	0,00	108,21	0,00
313,09	0,00	110,02	0,00
316,30	0,00	111,33	0,00

CANANVALLE			
4.226.599,86	0,00	1.166.781,62	0,00
CANANVALLE			CANANVALLE
ACTIVA CANANVALLE	ACTIVA CANANVALLE	REACTIVA CANANVALLE	REACTIVA CANANVALLE
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
334,81	0,00	114,03	0,00
340,86	0,00	119,28	0,00
338,65	0,00	117,42	0,00
333,23	0,00	112,02	0,00
338,26	0,00	116,10	0,00
345,41	0,00	123,33	0,00
331,84	0,00	115,48	0,00
327,70	0,00	113,79	0,00
335,22	0,00	119,22	0,00
335,44	0,00	119,62	0,00
336,39	0,00	122,60	0,00
339,15	0,00	124,93	0,00
332,02	0,00	124,29	0,00
334,58	0,00	122,10	0,00
331,67	0,00	117,42	0,00
338,81	0,00	120,45	0,00
329,02	0,00	116,30	0,00
335,14	0,00	118,87	0,00
341,75	0,00	125,68	0,00
332,60	0,00	122,17	0,00
339,69	0,00	126,88	0,00
337,37	0,00	125,83	0,00
336,52	0,00	127,36	0,00
332,74	0,00	125,50	0,00
342,94	0,00	127,61	0,00
336,03	0,00	124,49	0,00
331,82	0,00	119,94	0,00
334,68	0,00	119,31	0,00
338,76	0,00	124,01	0,00
339,61	0,00	127,44	0,00
335,39	0,00	126,92	0,00
341,56	0,00	128,91	0,00
342,95	0,00	129,79	0,00

LA ESPERANZA			
2.928.657,00	-	919.323,00	390,00
LA ESPERANZA			LA ESPERANZA
ACTIVA LA ESPERANZA	ACTIVA LA ESPERANZA	REACTIVA LA ESPERANZA	REACTIVA LA ESPERANZA
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
313,00	0,00	12,00	0,00
313,00	0,00	11,00	0,00
312,00	0,00	11,00	0,00
313,00	0,00	11,00	0,00
310,00	0,00	12,00	0,00
314,00	0,00	12,00	0,00
306,00	0,00	11,00	0,00
310,00	0,00	11,00	0,00
307,00	0,00	11,00	0,00
310,00	0,00	11,00	0,00
308,00	0,00	12,00	0,00
304,00	0,00	11,00	0,00
305,00	0,00	11,00	0,00
306,00	0,00	10,00	0,00
298,00	0,00	9,00	0,00
297,00	0,00	11,00	0,00
305,00	0,00	11,00	0,00
303,00	0,00	12,00	0,00
301,00	0,00	11,00	0,00
304,00	0,00	11,00	0,00
296,00	0,00	10,00	0,00
292,00	0,00	9,00	0,00
290,00	0,00	10,00	0,00
294,00	0,00	9,00	0,00
290,00	0,00	9,00	0,00
296,00	0,00	11,00	0,00
289,00	0,00	10,00	0,00
290,00	0,00	10,00	0,00
280,00	0,00	8,00	0,00
293,00	0,00	10,00	0,00
282,00	0,00	9,00	0,00
286,00	0,00	9,00	0,00
287,00	0,00	9,00	0,00

ALPACHACA			
6.505.340,68	-	2.170.215,17	4,43
ALPACHACA			ALPACHACA
ACTIVA ALPACHACA	ACTIVA ALPACHACA	REACTIVA ALPACHACA	REACTIVA ALPACHACA
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
856,64	0,00	215,95	0,00
849,43	0,00	215,64	0,00
847,44	0,00	212,49	0,00
847,37	0,00	212,72	0,00
851,09	0,00	213,31	0,00
847,66	0,00	212,50	0,00
844,22	0,00	211,01	0,00
842,15	0,00	209,12	0,00
839,66	0,00	209,39	0,00
837,52	0,00	210,21	0,00
832,61	0,00	210,28	0,00
736,77	0,00	192,02	4,43
788,06	0,00	216,15	0,00
791,75	0,00	223,81	0,00
798,39	0,00	215,94	0,00
799,63	0,00	217,27	0,00
799,11	0,00	215,92	0,00
792,93	0,00	213,35	0,00
783,31	0,00	213,52	0,00
781,80	0,00	215,27	0,00
782,87	0,00	215,79	0,00
778,19	0,00	213,08	0,00
772,99	0,00	213,60	0,00
773,23	0,00	213,73	0,00
773,17	0,00	213,15	0,00
765,43	0,00	211,00	0,00
763,87	0,00	211,10	0,00
761,19	0,00	210,78	0,00
759,26	0,00	209,98	0,00
754,00	0,00	209,69	0,00
750,67	0,00	209,63	0,00
745,39	0,00	208,36	0,00
742,39	0,00	208,14	0,00

EL RETORNO			
3.165.645,00	-	1.053.599,00	-
EL RETORNO			EL RETORNO
ACTIVA EL RETORNO	ACTIVA EL RETORNO	REACTIVA EL RETORNO	REACTIVA EL RETORNO
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
385,00	0,00	114,00	0,00
388,00	0,00	115,00	0,00
381,00	0,00	113,00	0,00
386,00	0,00	114,00	0,00
381,00	0,00	113,00	0,00
388,00	0,00	115,00	0,00
380,00	0,00	112,00	0,00
383,00	0,00	115,00	0,00
376,00	0,00	112,00	0,00
382,00	0,00	115,00	0,00
370,00	0,00	112,00	0,00
365,00	0,00	111,00	0,00
370,00	0,00	113,00	0,00
369,00	0,00	113,00	0,00
364,00	0,00	111,00	0,00
364,00	0,00	112,00	0,00
365,00	0,00	114,00	0,00
363,00	0,00	113,00	0,00
355,00	0,00	111,00	0,00
358,00	0,00	114,00	0,00
354,00	0,00	112,00	0,00
355,00	0,00	114,00	0,00
347,00	0,00	111,00	0,00
350,00	0,00	110,00	0,00
343,00	0,00	111,00	0,00
346,00	0,00	110,00	0,00
338,00	0,00	108,00	0,00
336,00	0,00	107,00	0,00
342,00	0,00	110,00	0,00
340,00	0,00	110,00	0,00
331,00	0,00	107,00	0,00
336,00	0,00	110,00	0,00
331,00	0,00	108,00	0,00

SAN AGUSTIN			
3.883.355,00	-	1.334.293,00	-
SAN AGUSTIN			SAN AGUSTIN
ACTIVA SAN AGUSTIN	ACTIVA SAN AGUSTIN	REACTIVA SAN AGUSTIN	REACTIVA SAN AGUSTIN
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
423,00	0,00	141,00	0,00
425,00	0,00	139,00	0,00
421,00	0,00	139,00	0,00
427,00	0,00	139,00	0,00
420,00	0,00	137,00	0,00
419,00	0,00	138,00	0,00
425,00	0,00	139,00	0,00
420,00	0,00	137,00	0,00
414,00	0,00	136,00	0,00
419,00	0,00	139,00	0,00
407,00	0,00	137,00	0,00
405,00	0,00	136,00	0,00
406,00	0,00	136,00	0,00
403,00	0,00	136,00	0,00
397,00	0,00	134,00	0,00
395,00	0,00	137,00	0,00
400,00	0,00	139,00	0,00
398,00	0,00	138,00	0,00
389,00	0,00	136,00	0,00
394,00	0,00	137,00	0,00
385,00	0,00	135,00	0,00
388,00	0,00	137,00	0,00
380,00	0,00	134,00	0,00
385,00	0,00	136,00	0,00
377,00	0,00	134,00	0,00
378,00	0,00	135,00	0,00
367,00	0,00	130,00	0,00
374,00	0,00	134,00	0,00
365,00	0,00	130,00	0,00
371,00	0,00	134,00	0,00
360,00	0,00	129,00	0,00
368,00	0,00	132,00	0,00
358,00	0,00	130,00	0,00

AJAVI			
3.729.353,86	-	1.246.627,95	-
AJAVI			AJAVI
ACTIVA AJAVI	ACTIVA AJAVI	REACTIVA AJAVI	REACTIVA AJAVI
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
353,17	0,00	130,00	0,00
352,32	0,00	129,65	0,00
350,16	0,00	126,61	0,00
350,13	0,00	126,24	0,00
348,14	0,00	125,00	0,00
347,93	0,00	124,24	0,00
347,29	0,00	124,49	0,00
347,72	0,00	125,50	0,00
349,01	0,00	126,48	0,00
345,66	0,00	127,48	0,00
344,80	0,00	127,96	0,00
342,85	0,00	129,10	0,00
345,07	0,00	131,44	0,00
339,56	0,00	127,93	0,00
339,96	0,00	128,14	0,00
339,15	0,00	128,22	0,00
337,41	0,00	129,45	0,00
335,73	0,00	130,86	0,00
333,22	0,00	130,63	0,00
331,66	0,00	130,61	0,00
333,35	0,00	130,85	0,00
328,39	0,00	130,07	0,00
327,72	0,00	130,21	0,00
324,82	0,00	130,51	0,00
321,09	0,00	130,21	0,00
320,40	0,00	128,93	0,00
318,14	0,00	130,35	0,00
319,00	0,00	131,93	0,00
315,82	0,00	129,33	0,00
317,37	0,00	131,25	0,00
316,28	0,00	130,91	0,00
314,06	0,00	131,27	0,00
316,01	0,00	133,74	0,00

LA CAROLINA			
109.855,00	269.006,00	451.775,00	17,00
LA CAROLINA			LA CAROLINA
ACTIVA LA CAROLINA	ACTIVA LA CAROLINA	REACTIVA LA CAROLINA	REACTIVA LA CAROLINA
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
1,00	0,00	62,00	0,00
2,00	0,00	60,00	0,00
2,00	0,00	60,00	0,00
3,00	0,00	59,00	0,00
3,00	0,00	59,00	0,00
3,00	0,00	59,00	0,00
4,00	0,00	59,00	0,00
3,00	4,00	65,00	0,00
0,00	10,00	65,00	0,00
0,00	10,00	69,00	0,00
0,00	10,00	70,00	0,00
0,00	12,00	68,00	0,00
0,00	11,00	68,00	0,00
0,00	10,00	69,00	0,00
0,00	11,00	70,00	0,00
0,00	10,00	69,00	0,00
0,00	10,00	71,00	0,00
0,00	11,00	72,00	0,00
0,00	12,00	69,00	0,00
0,00	11,00	72,00	0,00
0,00	12,00	70,00	0,00
0,00	12,00	72,00	0,00
0,00	12,00	71,00	0,00
0,00	14,00	71,00	0,00
0,00	14,00	71,00	0,00
0,00	13,00	72,00	0,00
0,00	14,00	70,00	0,00
0,00	14,00	71,00	0,00
0,00	13,00	68,00	0,00
0,00	15,00	71,00	0,00
0,00	13,00	70,00	0,00
0,00	15,00	72,00	0,00
0,00	15,00	71,00	0,00

EL CHOTA 1			
600.110,00	2,00	629.693,00	-
EL CHOTA 1			EL CHOTA 1
ACTIVA EL CHOTA 1	ACTIVA EL CHOTA 1	REACTIVA EL CHOTA 1	REACTIVA EL CHOTA 1
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
87,00	0,00	79,00	0,00
88,00	0,00	79,00	0,00
86,00	0,00	70,00	0,00
87,00	0,00	70,00	0,00
84,00	0,00	69,00	0,00
86,00	0,00	70,00	0,00
85,00	0,00	69,00	0,00
85,00	0,00	70,00	0,00
82,00	0,00	69,00	0,00
84,00	0,00	72,00	0,00
82,00	0,00	71,00	0,00
80,00	0,00	70,00	0,00
79,00	0,00	71,00	0,00
81,00	0,00	72,00	0,00
79,00	0,00	71,00	0,00
79,00	0,00	72,00	0,00
80,00	0,00	74,00	0,00
79,00	0,00	73,00	0,00
77,00	0,00	73,00	0,00
76,00	0,00	74,00	0,00
74,00	0,00	73,00	0,00
75,00	0,00	74,00	0,00
73,00	0,00	73,00	0,00
75,00	0,00	74,00	0,00
73,00	0,00	72,00	0,00
75,00	0,00	74,00	0,00
73,00	0,00	72,00	0,00
73,00	0,00	73,00	0,00
71,00	0,00	71,00	0,00
73,00	0,00	73,00	0,00
69,00	0,00	73,00	0,00
71,00	0,00	74,00	0,00
69,00	0,00	72,00	0,00

EL CHOTA 2			
1.265.938,95	-	596.274,19	-
EL CHOTA 2			EL CHOTA 2
ACTIVA EL CHOTA 2	ACTIVA EL CHOTA 2	REACTIVA EL CHOTA 2	REACTIVA EL CHOTA 2
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
195,42	0,00	71,32	0,00
193,79	0,00	71,41	0,00
193,98	0,00	70,86	0,00
194,43	0,00	72,03	0,00
193,39	0,00	72,06	0,00
191,25	0,00	70,41	0,00
191,44	0,00	70,53	0,00
191,32	0,00	70,96	0,00
191,71	0,00	70,21	0,00
192,10	0,00	70,78	0,00
190,16	0,00	70,30	0,00
191,17	0,00	70,90	0,00
189,61	0,00	71,06	0,00
189,76	0,00	71,42	0,00
187,62	0,00	71,28	0,00
186,16	0,00	70,88	0,00
184,14	0,00	70,26	0,00
183,75	0,00	70,95	0,00
183,66	0,00	71,87	0,00
182,72	0,00	71,52	0,00
182,55	0,00	70,94	0,00
182,87	0,00	71,40	0,00
182,20	0,00	70,94	0,00
182,78	0,00	72,10	0,00
181,31	0,00	72,12	0,00
179,59	0,00	71,30	0,00
179,98	0,00	70,68	0,00
179,49	0,00	71,45	0,00
179,74	0,00	71,29	0,00
177,33	0,00	70,48	0,00
177,14	0,00	70,71	0,00
175,55	0,00	71,08	0,00
175,01	0,00	71,31	0,00

EL ANGEL			
925.495,00	-	246.551,00	1,00
EL ANGEL			EL ANGEL
ACTIVA EL ANGEL	ACTIVA EL ANGEL	REACTIVA EL ANGEL	REACTIVA EL ANGEL
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
108,00	0,00	24,00	0,00
106,00	0,00	23,00	0,00
106,00	0,00	23,00	0,00
108,00	0,00	23,00	0,00
105,00	0,00	22,00	0,00
107,00	0,00	23,00	0,00
105,00	0,00	22,00	0,00
107,00	0,00	23,00	0,00
104,00	0,00	22,00	0,00
108,00	0,00	24,00	0,00
104,00	0,00	22,00	0,00
102,00	0,00	22,00	0,00
105,00	0,00	23,00	0,00
105,00	0,00	22,00	0,00
102,00	0,00	23,00	0,00
103,00	0,00	22,00	0,00
105,00	0,00	23,00	0,00
103,00	0,00	24,00	0,00
103,00	0,00	22,00	0,00
104,00	0,00	23,00	0,00
102,00	0,00	22,00	0,00
104,00	0,00	22,00	0,00
100,00	0,00	23,00	0,00
102,00	0,00	23,00	0,00
102,00	0,00	23,00	0,00
101,00	0,00	22,00	0,00
98,00	0,00	22,00	0,00
99,00	0,00	22,00	0,00
97,00	0,00	22,00	0,00
100,00	0,00	23,00	0,00
99,00	0,00	22,00	0,00
101,00	0,00	23,00	0,00
97,00	0,00	23,00	0,00

SAN GABRIEL			
3.162.479,12	-	1.026.400,14	-
SAN GABRIEL			SAN GABRIEL
ACTIVA SAN GABRIEL	ACTIVA SAN GABRIEL	REACTIVA SAN GABRIEL	REACTIVA SAN GABRIEL
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
357,24	0,00	88,14	0,00
355,00	0,00	88,51	0,00
351,52	0,00	86,26	0,00
349,74	0,00	85,46	0,00
349,11	0,00	85,42	0,00
347,97	0,00	84,46	0,00
346,58	0,00	84,09	0,00
348,07	0,00	85,96	0,00
346,89	0,00	86,30	0,00
343,45	0,00	85,49	0,00
341,91	0,00	85,94	0,00
341,56	0,00	86,47	0,00
339,83	0,00	85,36	0,00
339,44	0,00	85,18	0,00
337,20	0,00	85,23	0,00
334,94	0,00	85,13	0,00
334,52	0,00	86,25	0,00
332,11	0,00	85,18	0,00
328,96	0,00	84,97	0,00
328,40	0,00	86,43	0,00
328,76	0,00	87,40	0,00
328,18	0,00	87,64	0,00
325,70	0,00	86,53	0,00
324,94	0,00	88,15	0,00
324,11	0,00	88,00	0,00
323,19	0,00	86,80	0,00
322,17	0,00	86,55	0,00
323,63	0,00	88,69	0,00
319,99	0,00	88,60	0,00
318,64	0,00	88,16	0,00
318,75	0,00	88,89	0,00
318,37	0,00	88,73	0,00
319,44	0,00	89,26	0,00

TULCAN			
2.411.796,23	-	547.539,60	-
TULCAN		TULCAN	
ACTIVA TULCAN	ACTIVA TULCAN	REACTIVA TULCAN	REACTIVA TULCAN
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
261,83	0,00	45,54	0,00
261,30	0,00	46,35	0,00
261,13	0,00	45,94	0,00
259,86	0,00	45,80	0,00
258,45	0,00	44,73	0,00
257,80	0,00	44,79	0,00
257,14	0,00	45,33	0,00
255,61	0,00	44,27	0,00
253,52	0,00	44,52	0,00
253,38	0,00	44,33	0,00
252,94	0,00	45,97	0,00
251,48	0,00	46,87	0,00
251,93	0,00	48,12	0,00
250,41	0,00	46,74	0,00
250,65	0,00	46,23	0,00
247,93	0,00	46,88	0,00
245,12	0,00	46,96	0,00
244,83	0,00	46,85	0,00
243,08	0,00	46,97	0,00
241,23	0,00	47,13	0,00
240,60	0,00	47,74	0,00
240,24	0,00	48,37	0,00
238,80	0,00	47,86	0,00
236,59	0,00	47,76	0,00
235,12	0,00	47,11	0,00
231,44	0,00	46,68	0,00
231,92	0,00	48,07	0,00
228,75	0,00	48,76	0,00
228,60	0,00	48,96	0,00
229,26	0,00	49,46	0,00
227,25	0,00	48,78	0,00
224,68	0,00	49,34	0,00
224,89	0,00	50,53	0,00

EL ROSAL			
1.271.445,95	-	566.273,40	-
EL ROSAL 1		EL ROSAL 1	
ACTIVA EL ROSAL 1	ACTIVA EL ROSAL 1	REACTIVA EL ROSAL 1	REACTIVA EL ROSAL 1
kWh del int	kWh rec int	kVARh del int	kVARh rec int
173,93	0,00	52,90	0,00
172,49	0,00	53,56	0,00
171,23	0,00	52,24	0,00
167,90	0,00	51,24	0,00
168,09	0,00	51,58	0,00
167,15	0,00	51,57	0,00
166,42	0,00	51,80	0,00
167,51	0,00	51,84	0,00
165,70	0,00	50,26	0,00
163,20	0,00	50,45	0,00
161,19	0,00	49,63	0,00
161,55	0,00	51,00	0,00
159,74	0,00	51,02	0,00
158,21	0,00	50,93	0,00
156,88	0,00	50,16	0,00
157,07	0,00	51,92	0,00
155,02	0,00	51,67	0,00
153,93	0,00	52,22	0,00
151,94	0,00	51,41	0,00
150,14	0,00	51,89	0,00
148,56	0,00	51,03	0,00
147,75	0,00	52,06	0,00
145,73	0,00	51,63	0,00
144,32	0,00	52,03	0,00
143,50	0,00	51,56	0,00
141,31	0,00	51,62	0,00
140,22	0,00	51,63	0,00
138,77	0,00	52,05	0,00
136,56	0,00	51,35	0,00
135,19	0,00	51,02	0,00
133,99	0,00	51,85	0,00
132,86	0,00	51,79	0,00
131,82	0,00	51,50	0,00