



Universidad Nacional



“Pedro Ruiz Gallo”

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

VI PROGRAMA DE TITULACION PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el título profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“Evaluación de pérdidas de energía eléctrica en un cliente mayor: dirección subregional de salud alto mayo en el distrito de Moyobamba- provincia de Moyobamba-región San Martín”, caso:
Hospital Regional**

Autor: Br. Marlin Pazcioli Fernández Edquen

Asesor: Ing. Héctor Oviden Núñez

Lambayeque – Perú

2022



Universidad Nacional



“Pedro Ruiz Gallo”

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

VI PROGRAMA DE TITULACION PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el título profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“Evaluación de pérdidas de energía eléctrica en un cliente mayor: dirección subregional de salud alto mayo en el distrito de Moyobamba- provincia de Moyobamba-región San Martín”, caso:
Hospital Regional**

Autor: Br. Marlin Pazcoli Fernández Edquen

Aprobado por el Jurado Examinador:

PRESIDENTE: Dr. Ing. Daniel Carranza Montenegro

SECRETARIO: M.Sc. Ing. Oscar Méndez Cruz

VOCAL : M.Sc. Ing. Skinner Celada Padilla

ASESOR : Ing. Héctor Antonio Oliden Nuñez

Lambayeque – Perú

2022



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

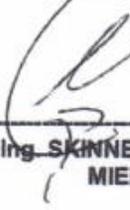
VI PROGRAMA DE TITULACION PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

TÍTULO
“Evaluación de pérdidas de energía eléctrica en un cliente mayor: dirección subregional de salud alto mayo en el distrito de Moyobamba-provincia de Moyobamba-región San Martín”, caso: Hospital Regional
CONTENIDO
<ul style="list-style-type: none">• RESUMEN• CAPITULO I : PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN• CAPITULO II : MARCO TEÓRICO• CAPITULO III : MARCO METODOLÓGICO• CAPITULO IV : PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN• CAPITULO V : ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS• CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES• REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS• ANEXOS
AUTOR
Br. FERNÁNDEZ EDQUÉN MARLIN PAZCIOLI



Dr. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO
PRESIDENTE



M.Sc. Ing. SKINNER CELADA PADILLA
MIEMBRO



M.Sc. Ing. OSCAR MÉNDEZ CRUZ
SECRETARIO



ING. HÉCTOR ANTONIO OLIDEN NUÑEZ
ASESOR

Lambayeque – Perú

2022

DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios por darme fortaleza y guiarme por este grandioso camino para alcanzar los éxitos de la vida; ya que gracias a él todo es posible

De igual manera, dedico mi tesis **a mis dos abuelitos que están en el cielo, a mis dos abuelitos que gracias a DIOS aún los tengo, a mis padres** que me han formado con buenos valores para hacer un hombre de bien y llegar a donde estoy ahora.

A mis dos hermanos por su apoyo, tiempo y compartir momentos de alegría juntos, y el gran ejemplo que han sido conmigo para seguir adelante.

A los profesores, desde inicial hasta la universidad gracias por su apoyo incondicional y consejos que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional

AGRADECIMIENTO

A Dios. Por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio. Por haberme permitido llegar hasta este punto y lograr mis objetivos.

A mis padres y hermanos, por su apoyo en todo momento, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por sus consejos, sus valores, sus sacrificios, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, y darme las herramientas para lograr mi objetivo.

Agradecer al Ing. Héctor Oliden Núñez, asesor de mi Tesis, su visión crítica de muchos aspectos cotidianos de la vida, por su rectitud en su profesión como docente, por sus consejos y su apoyo incondicional en la realización de mi tesis.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación consiste en realizar una evaluación sobre la pérdida de energía eléctrica en un cliente de media tensión con medición en baja tensión: Dirección Subregional de Salud Alto Mayo.

La concesionaria ELECTRO ORIENTE S.A. es la encargada de brindar el servicio desde la generación hasta la comercialización de energía eléctrica en el oriente del Perú y dentro de ella a la región de San Martín, en la cual se determinó la existencia de pérdida de energía eléctrica en el Sistema de Distribución, por lo tanto, se realizará una evaluación sobre cuáles son las posibles causas que afectan económicamente a la concesionaria. La evaluación se concentrará en las fallas no técnicas o comerciales teniendo en cuenta la norma: DGE REINTEGROS Y RECUPEROS DE ENERGIA ELECTRICA para determinar cuáles son las causales y/o errores que generan dichas pérdidas de energía eléctrica.

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación se empleará un procedimiento basado en el uso de equipos de medición que brinden valores con tolerancias lo más cercano a la realidad. Para luego contrastar la información y plantear opciones de reducción y control, finalmente se realiza el análisis del costo- beneficio que tendría la Concesionaria ELECTRO ORIENTE S.A.

El estudio se realizará en el sistema de medición del cliente mayor media tensión con medición en baja tensión: “Dirección Subregional de Salud Alto Mayo”, en la cual se tomarán las mediciones de tensión, corriente, etc. que permitirán evaluar y excluir las pérdidas.

Palabras Clave: Sistema de Medición, Energía Eléctrica, Calidad de Energía.

ABSTRACT

The present research work consists of carrying out an evaluation of the loss of electrical energy in a medium voltage client with low voltage measurement: Alto Mayo Subregional Health Directorate.

The concessionaire ELECTRO ORIENTE S.A. is in charge of providing the service from the generation to the commercialization of electrical energy in the east of Peru and within it to the region of San Martín, in which the existence of loss of electrical energy in the Distribution System was determined, therefore, an evaluation will be made of the possible causes that economically affect the concessionaire. The evaluation will focus on non-technical or commercial failures, taking into account the standard: DGE REFUNDS AND RECOVERIES OF ELECTRICAL ENERGY to determine the causes and/or errors that generate said losses of electrical energy.

For the development of this research work, a procedure based on the use of measurement equipment that provides values with tolerances as close to reality as possible will be used. To then contrast the information and propose reduction and control options, finally the cost-benefit analysis that the ELECTRO ORIENTE S.A. Concessionaire would have is carried out.

The study will be carried out in the measurement system of the largest medium voltage client with low voltage measurement: "Alto Mayo Subregional Health Directorate", in which the measurements of voltage, current, etc. will be taken. that will make it possible to assess and exclude losses.

Keywords: Measurement System, Electric Energy, Power Quality.

INDICE

DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO	IV
RESUMEN.....	V
ABSTRACT	VI
INDICE	VII
INDICE DE TABLAS.....	X
INDICE DE FIGURAS.....	XI
1. CAPÍTULO I. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1 Realidad problemática	1
1.2 Formulación del Problema	2
1.3 Delimitación de la Investigación	3
1.3.1 Delimitación Espacial	3
1.4 Justificación e Importancia de la Investigación.	4
1.4.1 Justificación Técnica.....	4
1.4.2 Justificación Económica.....	4
1.4.3 Justificación Social.....	4
1.4.4 Justificación Ambiental.....	4
1.5 Limitaciones de la Investigación	5
1.6 Objetivos de la Investigación.....	5
1.6.1 Objetivo General	5
1.6.2 Objetivos Específicos.....	5
2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Antecedentes de Estudios.....	6
2.1.1 A nivel internacional.....	6
2.1.2 A nivel nacional	7

2.1.3	A nivel local	7
2.2	Desarrollo de la Temática Correspondiente al Tema Investigado.....	8
2.2.1	Sistema de Energía Eléctrica en el Perú	8
2.2.2	Pérdida de Energía Eléctrica	9
2.2.3	Elementos de un Sistema de Medición.....	14
2.2.4	Tipos de Medición	16
2.2.5	Aspectos Relacionados con el Sistema de Medición.....	18
2.2.6	Requisitos para los Equipos de Medida	19
2.2.7	Criterios para Estandarizar un Sistema de Medición.....	19
2.2.8	Equipos de Medición.....	20
2.2.9	Tipos de Conexiones en un Sistema de Medición.....	27
2.2.10	Sincronización y Relación de Transformación de Tensión.....	30
2.2.11	Sincronización y Relación de Transformación de Corriente.....	30
2.2.12	Transformador de Corriente Sobredimensionado	31
2.2.13	Sincronización y Cableado.....	31
2.2.14	Análisis Trigonométrico y Vectorial.....	32
2.2.15	Errores de Conexiones Cuando dos Fases de Tensión (R- T) Están Permutadas.	35
2.2.16	Error de Conexión Cuando la Corriente de la Fase Está Invertida.....	37
2.2.17	Norma DGE “Reintegro y Recupero de Energía Eléctrica”	38
2.3	Definición Conceptual de la Terminología Empleada	39
3.	CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO	43
3.1	Tipo y Diseño de Investigación.....	43
3.2	Población y Muestra	43
3.3	Hipótesis.....	43
3.4	Variables – Operacionalización.....	44
3.5	Métodos y Técnicas de Investigación.....	46
3.6	Descripción de los Instrumentos Utilizados	46

3.7	Análisis Estadístico e Interpretación de los Datos.....	47
4.	CAPITULO IV. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	48
4.1	Componentes del Sistema de Medición de la Dirección Subregional de Salud Alto Mayo. 49	
4.1.1	Contador de Energía	49
4.1.2	Transformador de Potencia	50
4.1.3	Transformadores de Corriente	50
4.2	Sistema de Medición	51
4.3	Pasos para Efectuar una Inspección Integral Efectiva.....	51
5.	CAPITULO V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS ...	53
5.1	Resultados en Tablas y Gráficos	53
5.1.1	Resultados Obtenidos al Encontrar la Falla.	54
5.1.2	Resultados Obtenidos al Corregir la Falla.	60
5.1.3	Relación de Transformación de las Fases Corregidas	66
5.2	Discusión de Resultados	71
5.3	Costo- Beneficio	72
6.	CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
6.1	Conclusiones	76
6.2	Recomendaciones	77
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	78
8.	ANEXOS.....	81
8.1.1	Resultados de la encuesta.....	86

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN	21
TABLA 2 CARACTERÍSTICAS DE PINZA AMPERIMÉTRICA AEMC 512	23
TABLA 3 SÍMBOLOS Y ABREVIATURA EN LA PANTALLA DEL INSTRUMENTO	26
TABLA 4 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	44
TABLA 5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS	47
TABLA 6 CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO	48
TABLA 7 DATOS DE LA PLACA DEL MEDIDOR	49
TABLA 8 PARÁMETROS EN LADO MEDIDOR	55
TABLA 9 MEDICIÓN DE POTENCIA LADO MEDIDOR	56
TABLA 10 PARÁMETROS EN LADO CARGA	58
TABLA 11 MEDICIÓN DE POTENCIA LADO CARGA	59
TABLA 12 PARÁMETROS EN LADO MEDIDOR	61
TABLA 13 MEDICIÓN DE POTENCIA LADO MEDIDOR	62
TABLA 14. PARÁMETROS EN LADO CARGA	64
TABLA 15 MEDICIÓN DE POTENCIA LADO CARGA	65
TABLA 16 MEDICIÓN DE LA CORRIENTE FASE “R” LADO MEDIDOR	66
TABLA 17 MEDICIÓN DE CORRIENTE FASE “R” LADO CARGA	67
TABLA 18 MEDICIÓN DE LA CORRIENTE FASE “S” LADO MEDIDOR	68
TABLA 19 MEDICIÓN DE CORRIENTE FASE “S” LADO CARGA	69
TABLA 20 MEDICIÓN DE LA CORRIENTE FASE “T” LADO MEDIDOR	70
TABLA 21 MEDICIÓN DE CORRIENTE FASE S LADO CARGA	71
TABLA 22 DIFERENCIA DE POTENCIA LADO MEDIDOR (REGISTRADA) Y LADO CARGA (CONSUMIDA)	71
TABLA 23 DIFERENCIA DE POTENCIA LADO MEDIDOR (REGISTRADA) Y LADO CARGA (CONSUMIDA)	71
TABLA 24 DIFERENCIA DE COSTOS LADO MEDIDOR	73
TABLA 25 ENERGÍA NO FACTURADA DESDE LA FECHA DE LA INSTALACIÓN INCORRECTA DEL MEDIDOR	74

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN DEL HOSPITAL REGIONAL MINSA - MOYOBAMBA	3
FIGURA 2. RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	9
FIGURA 3. BALANCE DE ENERGÍA	10
FIGURA 4. FACTORES QUE INCIDEN EN LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS (OSINERGMIN, 2012)	12
FIGURA 5. MEDIDOR ELECTRÓNICO O AUTOGESTIÓN MARCA IUSA	15
FIGURA 6. SIMBOLOGÍA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	15
FIGURA 7. SIMBOLOGÍA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	16
FIGURA 8. CONEXIÓN DIRECTA MEDIDOR DE CUATRO HILOS	16
FIGURA 9. CONEXIÓN SEMIDIRECTA MEDIDOR DE CUATRO HILOS	17
FIGURA 10. CONEXIÓN INDIRECTA MEDIDOR CUATRO HILOS	18
FIGURA 11. CONTADOR PATRÓN TRIFÁSICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PWS2.3 PLUS	20
FIGURA 12. FUNCIONES DEL EQUIPO DE MEDICIÓN	22
FIGURA 13. PINZA MULTIMÉTRICA AEMC MODELO 512	22
FIGURA 14. ANALIZADOR DE REDES MI 2792 POWERQ4 PLUS	24
FIGURA 15. FUNCIONES DEL ANALIZADOR DE REDES MI 2792 POWER Q4	25
FIGURA 16. CONEXIONADO EN BORNERAS DE EQUIPO MI 2792 POWER Q4	26
FIGURA 17. SELECCIÓN DE UN SISTEMA TRIFÁSICO DE 4 HILOS EN EL INSTRUMENTO	27
FIGURA 18. SISTEMA TRIFÁSICO DE 4 HILOS	27
FIGURA 19. SELECCIÓN DE UN SISTEMA TRIFÁSICO DE 3 HILOS EN EL INSTRUMENTO	28
FIGURA 20. SISTEMA TRIFÁSICO DE 3 HILOS	28
FIGURA 21. SELECCIÓN DE UN SISTEMA MONOFÁSICO DE 3 HILOS EN EL INSTRUMENTO	29
FIGURA 22. SISTEMA MONOFÁSICO DE 3 HILOS	29
FIGURA 23. RAZONES TRIGONOMÉTRICAS DE ÁNGULOS COMPUESTOS	32
FIGURA 24. SUMA Y DIFERENCIA DE VECTORES	33
FIGURA 25. CORRIENTE Y VOLTAJE EN UN SISTEMA TRIFÁSICO	34
FIGURA 26. DIAGRAMA TÍPICO DE UNA CONEXIÓN DELTA	34
FIGURA 27. DIAGRAMA TÍPICO DE UNA CONEXIÓN ESTRELLA	35
FIGURA 28. ERROR DE CONEXIÓN CUANDO LAS FASES ESTÁN PERMUTADAS	36
FIGURA 29. ERROR DE CONEXIÓN CUANDO LA CORRIENTE DE LA FASE ESTÁ INVERTIDA	37
FIGURA 30. CONEXIONADO A BORNERAS DE MEDIDOR DEL SUMINISTRO 210729402	51
FIGURA 31. DIAGRAMA DE FASES LADO MEDIDOR	54
FIGURA 32. DIAGRAMA DE FASES LADO CARGA	57

FIGURA 33. DIAGRAMA DE FASES LADO MEDIDOR	60
FIGURA 34. PARÁMETROS EN LADO CARGA	63
FIGURA 35. RESULTADO DE POTENCIA PERDIDA EN EL SUMINISTRO 210729402	72
FIGURA 36. SOFTWARE ISCOM- ELECTRO ORIENTE S.A.	75



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD DE INVESTIGACIÓN



“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

CONSTANCIA DE SIMILITUD

Nº 031-2022-VIRTUAL-UINV-FIME

EL DIRECTOR DE LA UNIDAD DE INVESTIGACIÓN DE LA FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO, HACE CONSTAR:

Que, el Bachiller: **FERNANDEZ EDQUEN MARLIN PAZCIOLI**, de la escuela profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, ha cumplido con presentar la **SIMILITUD DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS (TURNITIN)**; como requisito indispensable para la sustentación de la tesis; según detalle:

- TITULO DE LA TESIS: **“EVALUACION DE PÉRDIDAS DE ENERGÍAS EN UN CLIENTE MAYOR: DIRECCION SUBREGIONAL DE SALUD ALTO MAYO EN EL DISTRITO DE MOYOBAMBA – PROVINCIA DE MOYOBAMBA – REGION SAN MARTIN, CASO: HOSPITAL REGIONAL”**

- INDICE DE SIMILITUD: **16%**

- ASESOR: **ING. HECTOR ANTONIO OLIDEN NUÑEZ**

Se expide la presente, para la tramitación del Título Profesional; dispuesto en la **Directiva para la evaluación de originalidad de los documentos académicos, de investigación formativa y para la obtención de Grados y títulos de la UNPRG.**

Lambayeque, 05 de octubre del 2022

Atentamente,

Dr. Aníbal Jesús Salazar Mendoza
Director de la Unidad de Investigación FIME

Evaluación de pérdidas de energía eléctrica en un cliente mayor: Dirección subregional de salud Alto Mayo en el distrito de Moyobamba - provincia de Moyobamba - región San Martín

INFORME DE ORIGINALIDAD

16%

INDICE DE SIMILITUD

15%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

7%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.unprg.edu.pe:8080 Fuente de Internet	2%
2	documents.mx Fuente de Internet	2%
3	hdl.handle.net Fuente de Internet	1%
4	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	1%
5	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	1%
6	miblogdeenergia.blogspot.com Fuente de Internet	1%
7	docplayer.es Fuente de Internet	1%
8	repositorio.unc.edu.pe Fuente de Internet	1%

9	www.dspace.espol.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
10	dspace.ucuenca.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
11	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
12	repositorio.autonoma.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
13	www.clubensayos.com Fuente de Internet	<1 %
14	avalon.cuautitlan2.unam.mx Fuente de Internet	<1 %
15	afinidadelctrica.com Fuente de Internet	<1 %
16	es.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
17	bibdigital.epn.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
18	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
19	Submitted to Universidad Continental Trabajo del estudiante	<1 %
20	doi.org Fuente de Internet	<1 %

21	idoc.pub Fuente de Internet	<1 %
22	repositorio.unprg.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
23	Submitted to Universidad Cesar Vallejo Trabajo del estudiante	<1 %
24	repositorio.unap.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
25	www.leyesdelperu.com Fuente de Internet	<1 %
26	repositorio.upec.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
27	Submitted to Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo Trabajo del estudiante	<1 %
28	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
29	normograma.info Fuente de Internet	<1 %
30	repositorio.unp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
31	repositorio.unajma.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
32	www.epm.com.co Fuente de Internet	<1 %

<1 %

33

www.deperu.com

Fuente de Internet

<1 %

34

zonasegura.seace.gob.pe

Fuente de Internet

<1 %

35

repositorio.uss.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

36

www.coursehero.com

Fuente de Internet

<1 %

37

biblioteca.olade.org

Fuente de Internet

<1 %

38

1library.co

Fuente de Internet

<1 %

39

issuu.com

Fuente de Internet

<1 %

40

qdoc.tips

Fuente de Internet

<1 %

41

repositorio.unapiquitos.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

42

www.dspace.uce.edu.ec

Fuente de Internet

<1 %

43

www.slideshare.net

Fuente de Internet

<1 %

Excluir citas Activo

Excluir coincidencias < 12 words

Excluir bibliografía Activo



ACTA DE SUSTENTACION VIRTUAL N°053-2022-FIME



En la ciudad de Lambayeque, siendo las 10:00 a.m. del día viernes 16 de setiembre de 2022. Se reunieron vía plataforma virtual <http://meet.google.com/nby-ppqi-bpp>, los miembros del jurado, designados mediante Resolución N°168-2022-D-VIRTUAL-FIME, de fecha 10 de setiembre de 2022, con la finalidad de Evaluar y Calificar la sustentación del Trabajo de Suficiencia Profesional, conformado por los siguientes catedráticos:

Dr. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO
M.Sc. Ing. OSCAR MÉNDEZ CRUZ
M.Sc. Ing. SKINNER CELADA PADILLA
ING. HÉCTOR ANTONIO OLIDEN NUÑEZ

PRESIDENTE
SECRETARIO
MIEMBRO
ASESOR

Se recibió el Trabajo de Suficiencia Profesional titulada:

“EVALUACIÓN DE PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA EN UN CLIENTE MAYOR: DIRECCIÓN SUB REGIONAL DE SALUD ALTO MAYO EN EL DISTRITO DE MOYOBAMBA - PROVINCIA DE MOYOBAMBA - REGION SAN MARTIN, CASO: HOSPITAL REGIONAL”

Presentada y sustentada por su autor, Bachiller: **FERNÁNDEZ EDQUÉN MARLIN PAZCIOLI.**

Finalizada la sustentación virtual del Trabajo de Suficiencia Profesional, el sustentante respondió las preguntas y observaciones de los miembros del jurado examinador, quienes procedieron a deliberar y acordaron otorgar el calificativo de **APROBADO**, Nota (16) en la escala vigesimal, mención **BUENO**.

Quedando el sustentante apto para obtener el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de acuerdo a la Ley Universitaria 30220 y la normatividad vigente, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Siendo las 10:45 a.m. del mismo día se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta el jurado respectivo:


Dr. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO
PRESIDENTE


M.Sc. Ing. SKINNER CELADA PADILLA
MIEMBRO


M.Sc. Ing. OSCAR MÉNDEZ CRUZ
SECRETARIO


ING. HÉCTOR ANTONIO OLIDEN NUÑEZ
ASESOR



CAPÍTULO I. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 Realidad problemática

Según Jiménez et al. (2014) Una de las regiones que pierde mucha energía eléctrica en los sistemas de transmisión y distribución es América Latina y el Caribe. Aproximadamente en el año 2012, esta región desaprovechó 240 Tera vatios por hora (TWh) que es alrededor del 17% de toda la energía eléctrica generada. Produciéndose pérdidas económicas por muchos años, por lo cual esta situación es analizada en el artículo “Electricidad perdida”. En todo sistema eléctrico es forzoso las pérdidas de energía, siendo este un problema en las empresas distribuidoras por mucho tiempo, ya que en América Latina y el Caribe, 20 de 26 países tienen pérdidas mayores al 10% del total de la energía eléctrica generada. Estas pérdidas de energía desde el punto de vista económico tienen un costo anual aproximado entre US\$11 y US\$17 mil millones. Este costo es aproximadamente el 0,3% del PBI de esta región.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN (2012) en el Perú realiza la labor de supervisión de dichos indicadores, introduciendo criterios estadísticos como el diseño de muestras representativas que hacen más eficiente el proceso de fiscalización. Indicar cuáles son los niveles actuales de pérdidas en las diferentes distribuidoras. En el año 2012, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución del país (interconectado más aislado) fueron del orden de 7,9%. Debido a este fenómeno las compañías distribuidoras de electricidad de todo el mundo presentan graves dificultades financieras que comprometen la viabilidad económica de la empresa. El porcentaje de pérdidas de energía se estima que llegan a sumar hasta 30% de la energía que se comercializa. El cálculo de las tarifas que se aplican a los usuarios se realiza teniendo en cuenta los coeficientes de pérdidas reconocidas. Las pérdidas reconocidas se realizan

para una empresa eficiente diseñada para cada uno de los sectores típicos definidos como representativos para el desarrollo de la actividad de distribución en Perú. Para enfrentar dicha problemática, día a día se perfeccionan procedimientos operativos y dispositivos de ayuda para la detección de ilícitos (Tamayo Pacheco, 2016).

1.2 Formulación del Problema

Para Cañar (2007) Las pérdidas de energía eléctrica en general se presenta como pérdidas técnicas asociado a las características propias de las redes, provocados en los transformadores, conductores; pérdidas no técnicas asociadas con temas administrativos y comerciales, generando como consecuencia la inestabilidad y variación de la energía contratada por el usuario, motivo por el cual la energía que ingresa al sistema resulta mayor que la energía en los puntos de entrega a los clientes finales, puntos en los cuales se mide y se factura por la energía que consumen. La diferencia de energía que entra al sistema y la que se factura a los clientes finales se conoce como pérdidas totales, cuyo objeto se enmarca en el planteamiento de soluciones y aplicación de medidas factibles, para tener como beneficio el ahorro de recursos de generación que antes no se percibía beneficio alguno y que se podría dejar de percibir, pero se debe tener en cuenta que parte de la energía no facturada seguirá generándose, al realizar este estudio se desea cuantificar la energía no facturada.

¿Por qué existen pérdidas de energía eléctrica en el distrito de Moyobamba?

¿Cuáles son las principales causas de la pérdida de energía eléctrica?

¿De qué manera repercute económicamente el hecho que se tengan pérdidas de energía eléctrica?

¿Cuáles son las posibles soluciones para disminuir las pérdidas de energía eléctrica?

¿Analizar y solucionar el sistema de medición permitirá la reducción de las fallas no técnicas?

¿Son confiables los equipos para realizar el análisis del sistema de medición?

1.3 Delimitación de la Investigación

1.3.1 Delimitación Espacial

La evaluación del presente trabajo se efectuará en el suministro de baja tensión del cliente mayor de la Dirección Subregional de Salud Alto Mayo, y está ubicado en el distrito de Moyobamba, provincia de Moyobamba – Región de San Martín.

Las coordenadas en términos de latitud y longitud donde se realizará el proyecto son las siguientes:

Latitud: 6°03'21.0"

Longitud: 76°58'20.5"



Figura 1. Ubicación Del Hospital Regional Minsa - Moyobamba

Fuente: GOOGLE MAPS

1.4 Justificación e Importancia de la Investigación.

Con el desarrollo del presente proyecto de investigación podemos obtener múltiples beneficios, los cuales mencionaremos a continuación distribuidos en los aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales:

1.4.1 Justificación Técnica.

Se llegará a la optimización del sistema de medición porque se realizará un correcto análisis del transformador, medidor y conductores, utilizando equipos estándar que solucionarán las diferentes fallas que conlleva a la pérdida de energía eléctrica.

1.4.2 Justificación Económica.

La validez del análisis realizado proporciona mayor rentabilidad económica para la empresa distribuidora, generando mayores ingresos, y reduciendo los gastos excesivos de energía cumpliendo con la normatividad.

1.4.3 Justificación Social.

Los equipos utilizados (contador patrón trifásico de energía eléctrica, pinza Multimétrica de baja tensión, analizador de redes) mantendrán alta disponibilidad eléctrica y cooperará en el avance de los proyectos en ejecución, proyectos para la cual tienen como beneficio el desarrollo del país y la mejor calidad de vida de sus clientes.

1.4.4 Justificación Ambiental.

Al realizar este trabajo de investigación se detectarán, analizará y se recomendará a los usuarios solucionar las fallas técnicas del transformador- medidor (fuga de aceite, cables deteriorados,) que son causantes de contaminación al medio ambiente para que de esta manera sea más amigable con el entorno y contribuir con el mundo.

1.5 Limitaciones de la Investigación

El análisis se realizó con la ayuda de personal calificado porque los equipos están en lugares distintos (tablero de distribución- contador de energía) o en la misma caja porta medidor (TC's- contador de energía), para comparar los parámetros en un rango de tiempo determinado. Cuando se realizó el trabajo se tuvo en cuenta los riesgos (altura, terreno inestable, lugares transitables, electrocuciones) por lo cual se utilizaron los equipos de protección personal.

El siguiente proyecto tiene tres aspectos:

El análisis del sistema de medición (tablero de distribución, TC's, contador de energía) mediante los equipos debidamente calibrados por un Laboratorio de Metrología de INACAL.

Identificar las causales de Reintegro o Recupero.

Corregir fallas luego proceder al Recupero o Reintegro de energía eléctrica.

1.6 Objetivos de la Investigación

1.6.1 Objetivo General

Evaluar las pérdidas de energía eléctrica del cliente mayor con medición en baja tensión: Hospital Regional (MINSA) del Distrito de Moyobamba, Provincia de Moyobamba, Región San Martín.

1.6.2 Objetivos Específicos

- a) Verificar que el sistema de medición opere bajo condiciones estándar para la cual fue diseñada tales como (tensión, potencia)
- b) Verificar que los transformadores de corriente operen de acuerdo a su placa de diseño.
- c) Calcular la pérdida de energía eléctrica desde el momento de instalación hasta la fecha que se encontró la falla.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.

2.1 Antecedentes de Estudios

2.1.1 A nivel internacional

Para Jiménez et al. (2014) “Los esfuerzos realizados por mejorar el desempeño del sector eléctrico, los niveles de pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe (ALC) se han mantenido durante varias décadas por encima” (pág. 10).

“Las pérdidas representan un problema generalizado y suponen un alto costo en la región. Aproximadamente la mitad de los países de ALC tienen pérdidas de electricidad por encima del promedio de 17 %” (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, pág. 10).

“Es importante tener en cuenta que la medición de pérdidas en cada subsector del sistema eléctrico —generación, transmisión y distribución no es siempre posible” %” (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, pág. 12).

Para Jiménez et al. (2014) “Incluso en los casos en que las actividades de transmisión están claramente delegadas a empresas específicas con unidades independientes, los subsectores de generación y/o distribución pueden también participar en la transmisión de electricidad” (pág. 12).

“Así sucede, por ejemplo, en Chile y Perú, donde los reportes sobre la transmisión eléctrica incluyen líneas de electricidad que son propiedad de los subsectores de generación y distribución” (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, pág. 12).

2.1.2 A nivel nacional

Para Romero y Vargas (2010) “Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución colombiano han representado históricamente un alto costo a los usuarios y a las empresas prestadoras del servicio” (pág. 1).

Para Romero y Vargas (2010) “Por esta razón el Ministerio de Energía y Minas (MEM), mediante el Decreto MEM 387 de 2007, estableció nuevos criterios para la asignación de los costos que se derivan de este problema, actividades relacionadas con la prestación de servicios públicos” (pág. 4).

“En el año 2001 la demanda comercial en Colombia fue de 42 800 Gigavatios hora (GW.h/año), con unas pérdidas estimadas del 22%. Para el año 2006 la demanda comercial fue de 52.300 GW.h/año con unas pérdidas totales estimadas del 18%” (Romero & Lopez, 2010, pág. 10).

2.1.3 A nivel local

“Mediante Decreto Ley N° 25844, publicado el 19 de noviembre de 1992, se aprobó la Ley de Concesiones eléctricas, resolución Ministerial N° 571- 2006 -MEM/DM Norma DGE “Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica” (MEM, 2006, pág. 1).

“En su artículo, 90°, inciso b), establece como causales de recuperos de energía eléctrica; el consumo de energía eléctrica sin contar con autorización de la empresa concesionaria y la vulneración de las condiciones del suministro” (MEM, 2006, pág. 1).

“El artículo 92° establece, entre otros aspectos, como causales de procedencia del reintegro al usuario y recuperos del concesionario, la falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación” (MEM, 2006, pág. 1).

2.2 Desarrollo de la Temática Correspondiente al Tema Investigado.

2.2.1 Sistema de Energía Eléctrica en el Perú

“Para un mercado eficiente y competitivo la Ley de Concesiones Eléctricas, divide las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión, y distribución, además promueve la especialización de las empresas eléctricas en cada una de estas actividades.” (Aliaga, 2005, pág. 13)

Generación.

Según Aliaga (2005) “La generación es llevada a cabo por empresas estatales o privadas, las cuales producen electricidad a partir de centrales hidroeléctricas o termoeléctricas. Para centrales mayores a 10 MW, se requiere de una concesión del Ministerio de Energía y Minas” (pág. 13).

Transmisión

Según Aliaga (2005) “La transmisión tiene como principal objetivo facilitar las transferencias de energía desde los generadores a los clientes, para lo cual se debe cubrir los costos de transmisión a través de un peaje por conexión que es pagado por los generadores” (pág. 13).

Distribución

“El nuevo marco regulatorio permite que la distribución de electricidad pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidos por el MEM” (Aliaga, 2005, pág. 13).

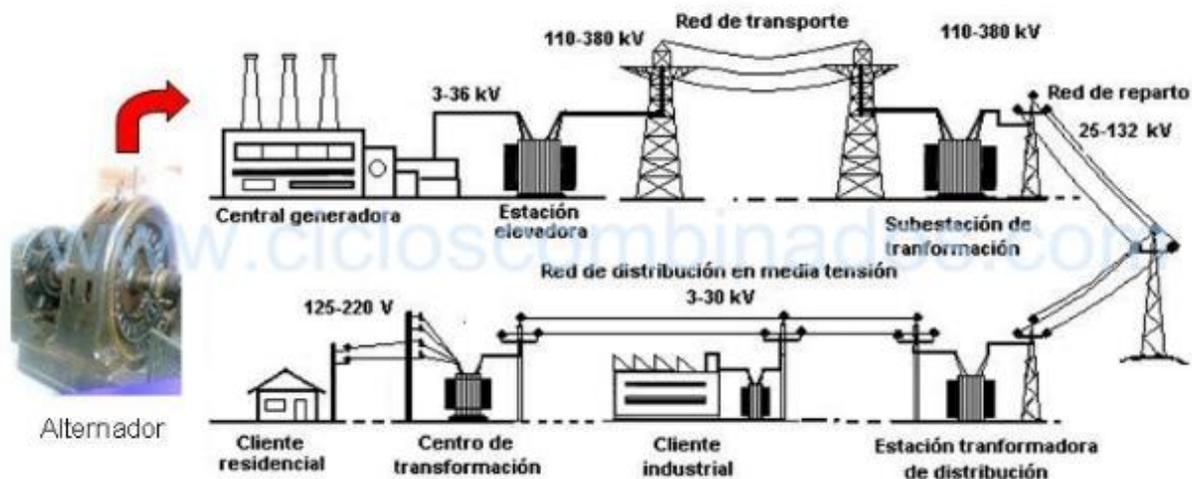


Figura 2. Red De Distribución De Energía Eléctrica

Fuente: (renovetec, sf)

2.2.2 Pérdida de Energía Eléctrica

“Para llevar la energía producida hasta los diferentes puntos de consumo se utilizan la red de transmisión, la red de distribución allí es donde se transforma la energía adecuados para la comercialización por esa razón se pueden presentar pérdidas.” (Romero & Lopez, 2010, pág. 6)

“Las pérdidas no se pueden disminuir por completo ya que en el proceso que lleva la energía hay pérdidas por calentamiento en los conductores y otras en los núcleos ferromagnéticos, que pueden ser disminuidas, pero nunca eliminadas” (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, pág. 15).

“Las estadísticas de pérdidas eléctricas en las empresas distribuidoras muestran un problema de suma importancia, los porcentajes de pérdidas son elevados, lo que implica un

despilfarro de recursos incompatibles con la eficiencia requerida por la colectividad” (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014, pág. 14).

2.2.2.1 Balance de las pérdidas de energía eléctrica.

Para Aravena (2009) “El balance de las pérdidas de energía eléctrica se realiza con la finalidad de conocer cómo se encuentra el uso de la energía dentro del sistema de la empresa, así como los datos más relevantes de la operación de un sistema en un determinado período”.

Según Cañar (2007) “Debe contener información suficiente y su análisis debe indicar diferentes aspectos de la forma como se efectuó la operación con la precisión de los instrumentos de medida para que los datos sean confiables” (pág. 64)

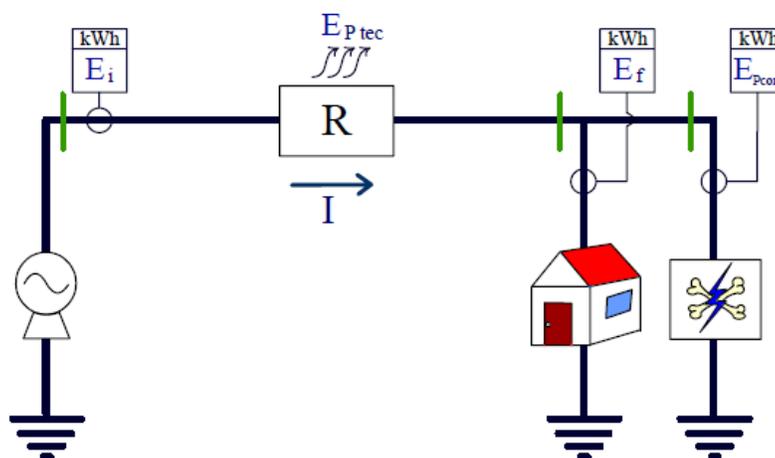


Figura 3. Balance De Energía

Fuente: Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica

Como se puede apreciar en la figura 3, en el lado de los usuarios finales existe un componente de la energía que no es facturada, que la empresa distribuidora no la registra, que vienen a ser las pérdidas comerciales o no técnicas. Se expresa mediante la siguiente fórmula.

$$E_i = E_{P_{tec}} + E_f + E_{P_{com}}$$

Donde:

E_i = Energía de ingreso al sistema de distribución.

E_{Ptec} = Energía que se pierde en la trayectoria.

E_{Ptot} = Energía facturada a clientes finales.

E_{Pcom} = Pérdidas comerciales.

Energía Suministrada.

Para Cañar (2007) “Este tipo de equipos de medición de variables eléctricas permite conocer el valor de energía suministrada en cualquier momento en el día, cualquier día del año, en el mes que se desee, estableciendo una gran ventaja de la información requerida (pág. 69)”.

Energía facturada.

Para Cañar (2007)” Es la suma entre la energía que se factura a todos los clientes registrados en el sistema comercial de la empresa y la energía para el consumo propio de la misma. (pág. 70)”

2.2.2.2 Pérdidas técnicas o físicas

Para Romero (2010) “asociadas a características propias de las redes, producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos, que corresponden a la diferencia entre la energía que se entrega a un sistema y la que es utilizada por el usuario final” (pág. 227).

“El conjunto de pérdidas eléctricas debidas a fenómenos físicos dentro de los elementos es denominado pérdidas técnicas” (Cañar, 2007, pág. 43).

“Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que pueden ser reducidas a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto” (Cañar, 2007, pág. 44).

Cañar (2007) indica que existen “pérdidas de transmisión de alto voltaje (resistivas, skin, efecto corona); y las pérdidas en las líneas de distribución (efecto joule) dentro de las ciudades, pueblos y áreas rurales (distribución primaria y secundaria); también pérdidas en los núcleos de transformadores. Cañar” (pág. 30).

“Por otra parte, representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es una energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla representa un beneficio para el sistema eléctrico (Cañar, 2007, pág. 34).

Para Cañar (2007) “las pérdidas según la función del componente son: Pérdidas por transporte (líneas de transmisión, subtransmisión, distribución primaria y secundaria), pérdidas por transformación (transmisión, subtransmisión, transformadores), pérdidas por causas (efecto corona, efecto skin, efecto joule, conexiones deficientes, corrientes parásitas e histéresis)”. (pág. 31).

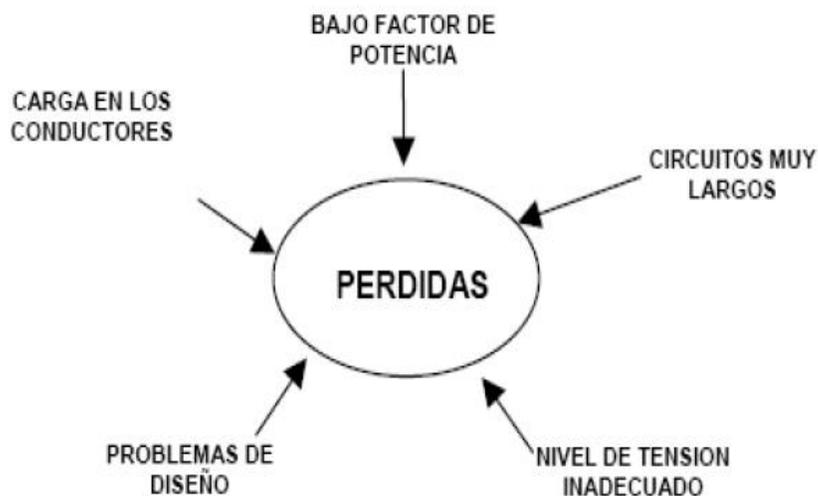


Figura 4. factores que inciden en las pérdidas técnicas (OSINERGMIN, 2012)

Fuente: (Cañar, 2007, pág. 32).

2.2.2.3 Pérdidas no técnicas o comerciales

Para Romero y López (2010) “pérdidas no técnicas asociadas con ineficiencias administrativas y comerciales como facturación y gestión deficientes, o por prácticas de los usuarios como fraude o conexiones ilegales” (pág. 227).

Para Cañar (2007) “las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía, al contrario, esta energía se encuentra utilizada por algún usuario, por lo tanto, la empresa que presta servicios a la comunidad no recibe el pago correspondiente” (pág. 34)

“Las empresas deben llevar registros de la energía que se suministra a los usuarios a fin de cobrar lo que estos utilizan, por ciertas razones no existe exactitud en el registro de consumo, lo cual representa pérdidas a la empresa.” (Cañar, 2007, pág. 34)

Falla de medición

Para Camacho (2014) “Término aplicado a los errores en la integración de consumos y demandas de un equipo de medición, originada por una inadecuada instalación o a causas externas no imputables al usuario.” (pág. 24)

Error de Facturación

Para Camacho (2014) “Término aplicado a una actividad administrativa mal desarrollada en el proceso de facturación, originando facturaciones incorrectas a un usuario.” (pág. 24)

Usos Ilícitos

Para Camacho (2014) “Uso indebido de la energía eléctrica por parte de un usuario, originando con ello integraciones parciales de sus consumos o demandas, alterando las redes

eléctricas, acometidas antes de llegar al equipo de medición o alterando el equipo de medición.” (pág. 24)

2.2.3 Elementos de un Sistema de Medición.

Para Camacho (2014) “La Comisión Federal de Electricidad utiliza equipos de medición que ayudan a obtener el correcto consumo de energía eléctrica del usuario, por lo que principalmente utilizan equipos como: Watthorímetro de Inducción, Watthorímetro Electrónico, Equipos de Medición Compactos, Transformadores de Instrumento.” (pág. 27)

2.2.3.1 Medidor de energía eléctrica

Para (OSINERMING, 2011) “El medidor o contador eléctrico es el instrumento de mide el consumo de energía eléctrica, con fines comerciales más difundido en el mundo.” (pág. 08)

Watthorímetro de Inducción

Para Camacho (2014) “El dispositivo para medir la energía eléctrica es el medidor de Watthoras el cual está clasificado como un medidor eléctrico; en contraste con el Wattmetro el cual está clasificado como un instrumento eléctrico.” (pág. 28)

Watthorímetro electrónico.

Para Camacho (2014) “Son medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulso de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Watthoras entre otros parámetros” (pág. 33)



Figura 5. Medidor electrónico o autogestión marca IUSA

Fuente: (Camacho, 2014, pág. 33)

2.2.3.2 Transformador de corriente

Para Camacho (2014) “su devanado primario se conecta en serie con el circuito que transporta la corriente a ser medida o controlada. El devanado secundario entregará una corriente proporcional a la de la línea para la operación de los medidores, instrumentos y relevadores.” (pág. 35)

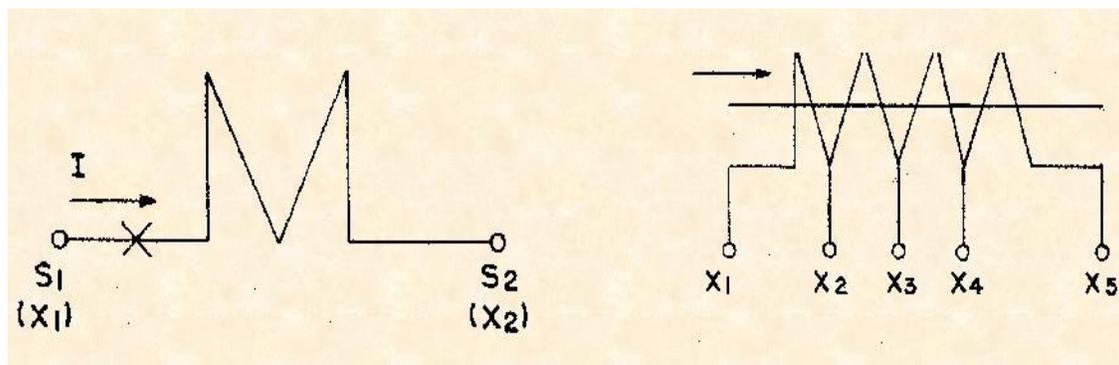


Figura 6. Simbología de transformadores de corriente

Fuente: (Camacho, 2014, pág. 36)

2.2.3.3 Transformador de potencial.

Para Camacho (2014) “Diseñados para que su devanado primario se conecte en paralelo con el circuito del cual se mide o controla su voltaje. El devanado secundario entregará un voltaje proporcional al de línea para la operación de los medidores, instrumentos y relevadores” (pág. 36)

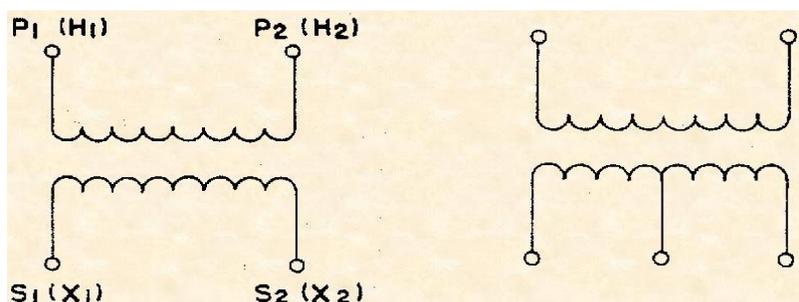


Figura 7. Simbología de transformadores de potencial

fuelle: (Camacho, 2014, pág. 36)

2.2.4 Tipos de Medición

2.2.4.1 Medición directa

“Las bobinas de tensión y de corriente se conectan directamente a la red. Se utilizan para corrientes máximas de 100 A. Pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos” (Heredia, 2013, pág. 29)

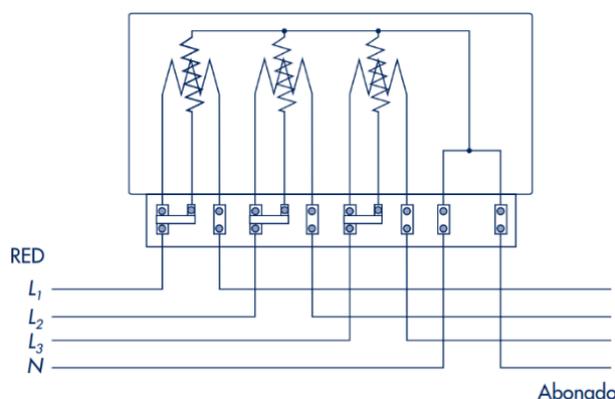


Figura 8. Conexión Directa Medidor De Cuatro Hilos

fuelle: charla de capacitación en TDEM- Lima

2.2.4.2 Medición semidirecta

Según Diaz (2016) “Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los devanados secundarios de los transformadores de corriente” (pág. 31)

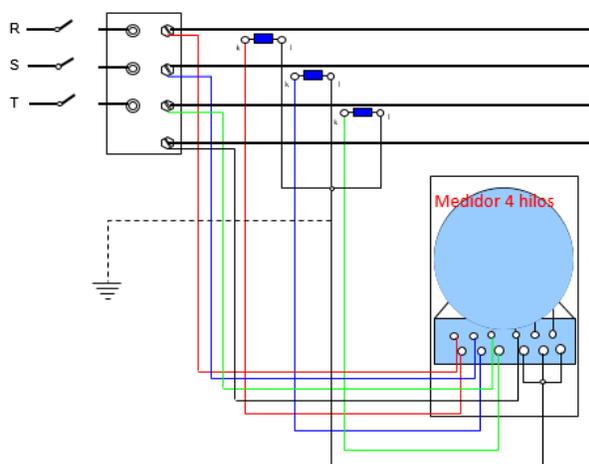


Figura 9. Conexión Semidirecta Medidor De Cuatro Hilos

fuelle: charla de capacitación en TDEM- Lima

2.2.4.3 Medición indirecta

“Las bobinas de corriente y de tensión se conectan a la red por intermedio de transformadores de corriente y transformadores de tensión. Se utilizan para medir la energía en circuitos de alta tensión, generalmente en subestaciones eléctricas” (Heredia, 2013, pág. 29)

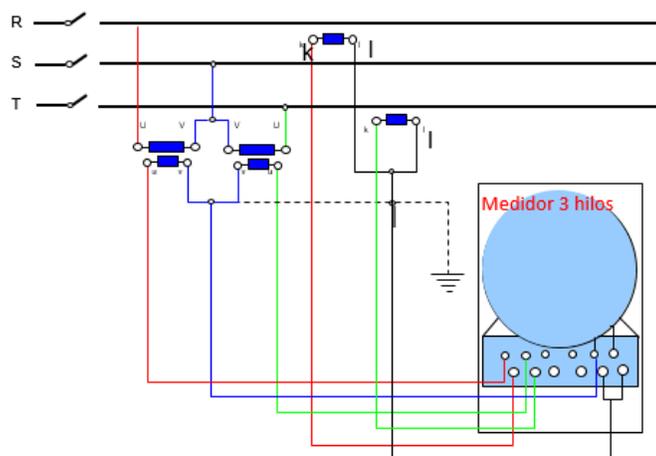


Figura 10. Conexión Indirecta Medidor Cuatro Hilos

fuelle: charla de capacitación en TDEM- Lima

2.2.5 Aspectos Relacionados con el Sistema de Medición.

Según TDEM primero se “Valida términos y condiciones que consigna su Contrato; Que el sistema de medición opere bajo condiciones estándar para el cual fue diseñado tales como: Tensión, carga, clase de precisión, protección, opción tarifaria; Equipo de Medición acorde a la Potencia Contratada” (TDEM, 2016, pág. 2)

Luego para TDEM “se identifica condiciones subestándares de operación como: sobrecargas (empalmes, cables, protección, transformador de medida, dificultades para toma de estado, estado de vulneración); correspondencia de clase de precisión entre medidor y transformador de medida (RM.N° 0496-2005-EEM/DM)”. (TDEM, 2016, pág. 2)

A continuación, para TDEM “se entrega de carta de notificación previa; elaboración de programa de trabajo; registro de estado y situación de cada uno de sus componentes; verificación de relación de transformación de corriente, con registro simultáneo de corrientes” (TDEM, 2016, pág. 2)

Finalmente, para TDEM “Validación de parámetros de facturación como: demanda máxima facturada, opción tarifaria, factor de pérdidas; si se detecta una irregularidad o vulneración del sistema, elaborar informe técnico, con tomas fotográficas, con constatación de una autoridad si lo amerita” (TDEM, 2016, pág. 2)

2.2.6 Requisitos para los Equipos de Medida

Para CENS en la norma CNS-NT-06 “Los medidores, transformadores de medida, los cables de conexión del sistema de medición deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen.” (CENS, 2020, pág. 8)

2.2.7 Criterios para Estandarizar un Sistema de Medición

2.2.7.1 Transformadores de potencial

Los datos de la placa deben ser legibles.

Si opera con aceite, el indicador de volumen debe marcar (lleno).

No debe presentar signos de derrame y la carcasa debe estar conectada a tierra.

La demanda registrada debe encontrarse entre el 30 y 70% de su capacidad nominal.

El cable de fuerza no debe presentar sobrecalentamiento.

2.2.7.2 Transformadores de corriente

Pueden ser de tipo toroidal o con barrera pasante.

La cápsula no debe presentar ningún deterioro o rayado.

La bornera debe contar con su tapa y respectivo orificio para el precinto.

Los datos de la placa deben ser legibles de preferencia con datos en bajo relieve

Las señales de tensión deben estar conectadas antes del dispositivo de corte (fusible, térmico) y asegurados con cinta vulcanizante.

2.2.7.3 Medidor de energía eléctrica

El medidor debe estar correctamente con su marca, modelo y número de serie; la cual deberá ser comparado con los datos de la concesionaria para su conformidad.

La bornera del medidor debe estar seguro.

Debe tener un esquema de conexión para cualquier corrección.

2.2.8 Equipos de Medición.

2.2.8.1 Contador Patrón Trifásico de Energía Eléctrica PWS2.3 PLUS.



Figura 11. Contador Patrón Trifásico De Energía Eléctrica Pws2.3 Plus

Fuente: (Geiico, 2012)

El instrumento PWS 2.3 PLUS “es un patrón de verificación electrónico trifásico portátil, para el ensayo tanto de contadores de electricidad monofásicos, así como trifásicos. Se pueden comprobar todos los parámetros de la instalación de contadores y sus circuitos” (MTE, 2007, pág.

1)

“Se pueden medir con el mismo instrumento ya sea contadores de conexión directa, así como de conexión a través de transformadores. El instrumento puede ser accionado ya sea por medio del circuito de medida o por una alimentación auxiliar.” (MTE, 2007, pág. 1)

Tabla 1
Especificaciones Técnicas Del Equipo De Medición

ESPECIFICACIONES	
INSTRUMENTO DE MEDICION	CONTADOR PATRON TRIFASICO DE ENERGIA ELECTRICA
Marca	MTE
Modelo	PWS2.3 PLUS
Procedencia	Alemania
Tensión	40 mV a 300 V
Corriente	1 mA a 12 A en conexión directa 10 mA a 100 A con pinzas
Frecuencia	40 Hz a 70 Hz
Constante	40 000 000 / In Imp/kW.h
Exactitud	0,1% / F.P. en medición directa 0,2% / F.P. con pinzas
Número de serie	55472
Fecha de Calibración	2016-04-28 al 2016-04-29

fuelle: características del equipo de medición PWS2.3 PLUS

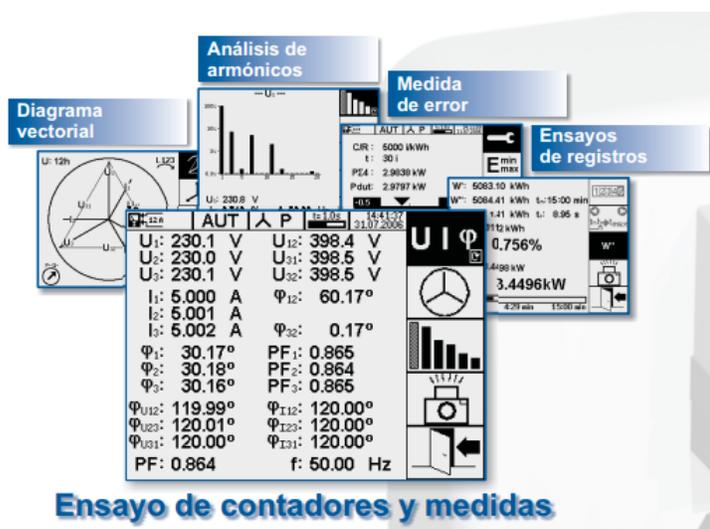


Figura 12. Funciones Del Equipo De Medición

fuelle: (MTE, 2007, pág. 3)

2.2.8.2 Pinza Multimétrica de Baja Tensión



Figura 13. Pinza Multimétrica Aemc Modelo 512

Fuente: (Volnort, 2014, pág. 1)

“Las Pinza Multimétrica AEMC Modelo 512 es instrumento para uso profesional, muy compacto y ofrece una gama completa de variables a medir con amplios intervalos de medición” (Volnort, 2014, pág. 1).

Tabla 2
Características De Pinza Amperimétrica Aemc 512

ESPECIFICACIONES	
INSTRUMENTO	PINZA MULTIMETRICA
DE MEDICION	DE BAJA TENSION
Marca	AEMC
Modelo	512
N° de serie	38082NCCT
Temperatura	22,8 °C +/- 0.2 °C
Corriente	0.05 A a 1000 A
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	0.5 V a 1000 V
Resistencia	0.2 Ω a 4000 Ω
Fecha de	2016-04-27
Calibración	

Fuente: (Volnort, 2014, pág. 3)

2.2.8.3 Analizador de Redes



Figura 14. Analizador De Redes Mi 2792 Powerq4 Plus

fuelle: (reporteroindustrial, 2012)

“El MI 2792 PowerQ4 Plus “cuenta con cuatro canales para medición de corriente y voltaje y es especial para monitorear, analizar y solucionar problemas de calidad en diferentes redes industriales” (reporteroindustrial, 2012).

“El MI 2792 cumple con el estándar IEC 61000-4-30 clase S/A y permite generar reportes de acuerdo a la norma EN 50160” (reporteroindustrial, 2012).

“Su gran capacidad de memoria, permite registrar datos hasta por cuatro semanas y ajustar hasta diez alarmas diferentes. El analizador incluye registro de armónicos, inter-armónicos, transientes, interrupciones y demás parámetros de calidad de energía” (reporteroindustrial, 2012).

Principales funciones del instrumento

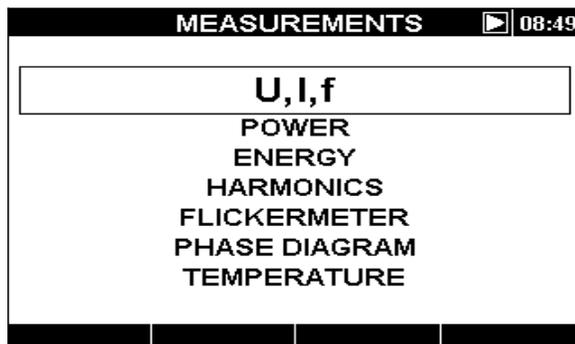


Figura 15. Funciones Del Analizador De Redes Mi 2792 Power Q4

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

Las principales funciones que utilizaremos para desarrollar el proyecto serán: menú U, I, f y el menú Power:

Menú Potencia

“En el menú POTENCIA el instrumento muestra los parámetros de potencia medidos. Los resultados se pueden observar en forma de tabla (MEDIDOR) o de gráfica (TENDENCIA). La vista TENDENCIA sólo está activa cuando lo está el REGISTRADOR” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 24).

Símbolos y abreviatura en la pantalla del instrumento.

A continuación, en la siguiente tabla se detalla algunos símbolos que se debe tener en cuenta para que nos facilite la interpretación de los mismos:

Tabla 3
Símbolos Y Abreviatura En La Pantalla Del Instrumento

L1 L2 L3	Muestra el canal mostrado actualmente
▲ ▲	Tipo de conexión
■	Estado actual del registrador
☒	Hora actual del instrumento
▶	El registrador no está activo
P, Q, S	Potencia activa (P), reactiva (Q), aparente (S). INSTANTANEA
PF, DPF	Factor de potencia instantánea (PF) y Factor de potencia de desplazamiento ($\cos \varphi$)
U	Valor efectivo URms
I	Valor efectivo IRms

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

Conexión del instrumento



Figura 16. Conexión En Borneras De Equipo Mi 2792 Power Q4

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

La tensión máxima permisible entre los terminales de entrada de tensión y neutro es de 1000 V

Terminales de entrada de transformadores de corriente (I1, I2, I3, IN).

Terminales de entrada de tensión (L1, L2, L3, N).

2.2.9 Tipos de Conexiones en un Sistema de Medición

2.2.9.1 Sistema trifásico de 4 hilos

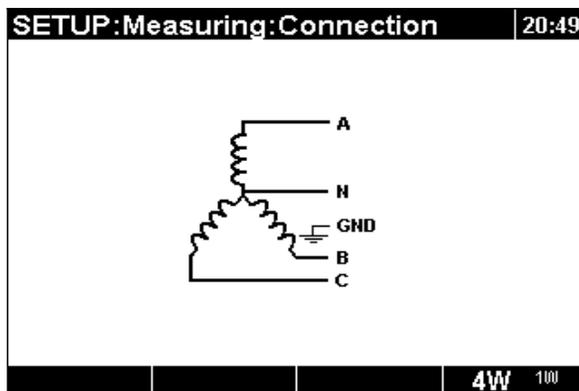


Figura 17. Selección De Un Sistema Trifásico De 4 Hilos En El Instrumento

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

Para elegir este esquema de conexión, seleccione la siguiente conexión en el instrumento:

El instrumento se debe conectar a la red según la siguiente figura:

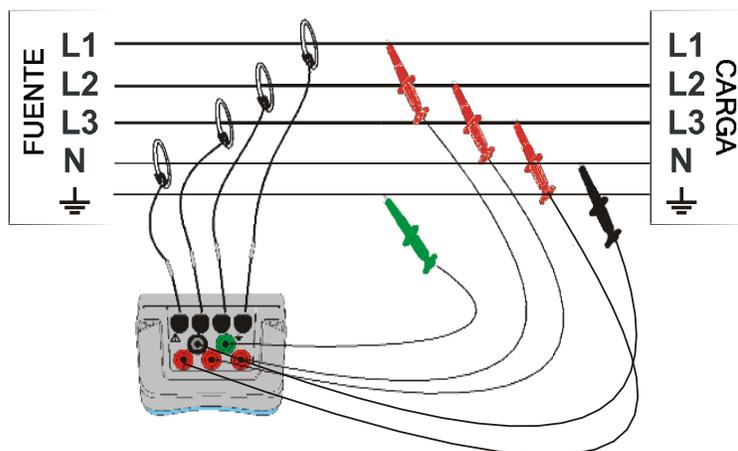


Figura 18. Sistema Trifásico De 4 Hilos

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

2.2.9.2 Conexión trifásica de 3 hilos

Para elegir este esquema de conexión, seleccione la siguiente conexión en el instrumento:

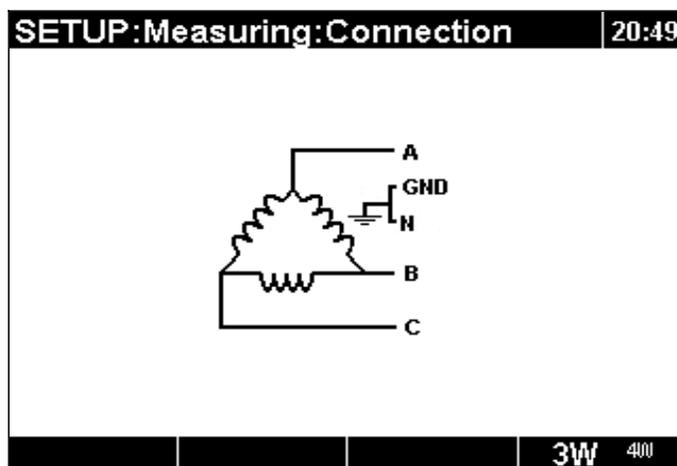


Figura 19. Selección de un sistema trifásico de 3 hilos en el instrumento

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

El instrumento se debe conectar a la red según la siguiente figura.

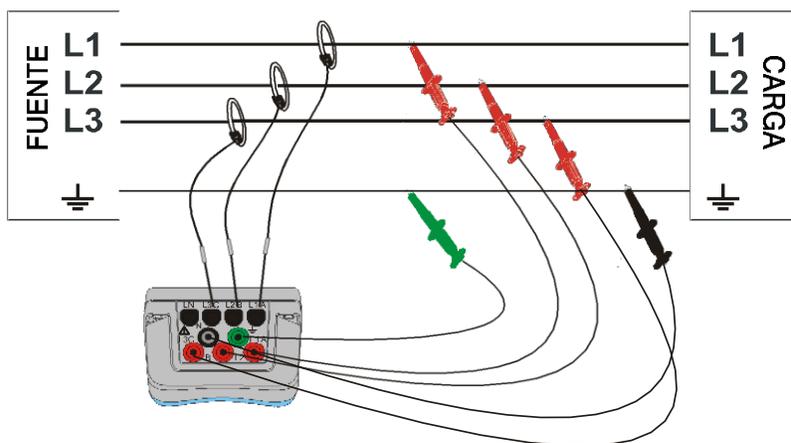


Figura 20. Sistema Trifásico De 3 Hilos

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

2.2.9.3 Conexión monofásica de 3 hilos

Para elegir este esquema de conexión, seleccione la siguiente conexión:

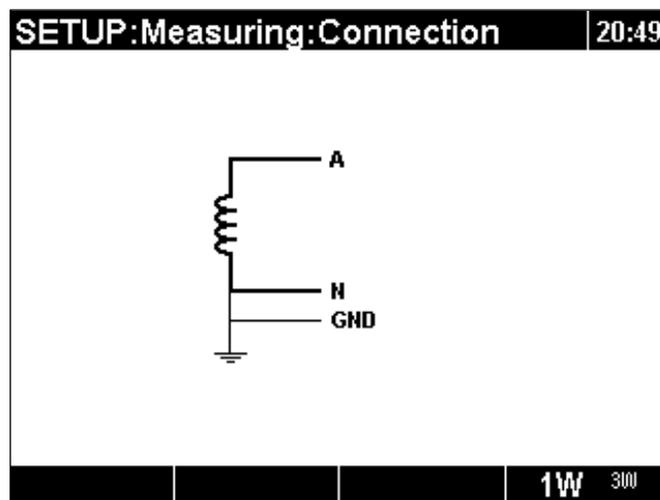


Figura 21. Selección De Un Sistema Monofásico De 3 Hilos En El Instrumento

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

El instrumento se debe conectar a la red según la siguiente figura:

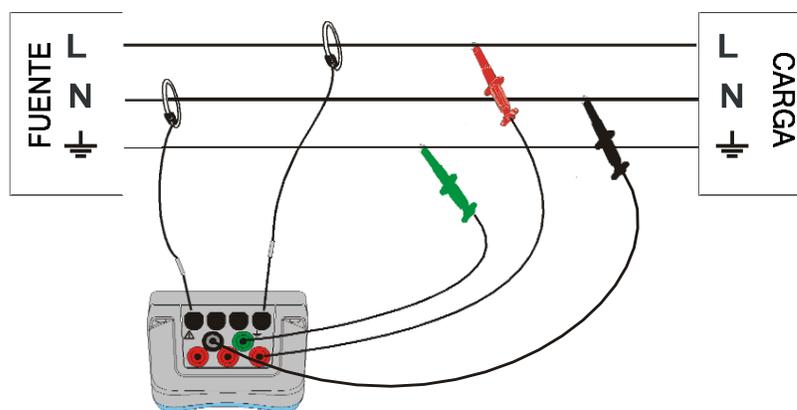


Figura 22. Sistema Monofásico De 3 Hilos

fuelle: manejo de instrumento MI 2792 Power Q4

2.2.10 Sincronización y Relación de Transformación de Tensión

“En los sistemas en los que la tensión se mide en el lado secundario de un transformador de tensión por ejemplo 10 kV / 220 V” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 72)

“La escala de tensión del instrumento se debe fijar y se debe introducir el factor de escala de la relación de ese transformador de tensión con el fin de garantizar que las mediciones sean correctas” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 72).

“Para las mediciones 4H y 1H, todas las tensiones se especifican como fase-neutro (L-N). Para las mediciones 3H, todas las tensiones se especifican como fase-fase (L-L)” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 67).

“El instrumento garantiza una medición adecuada hasta el 150 % de la tensión nominal elegida” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 67).

2.2.11 Sincronización y Relación de Transformación de Corriente

Tenemos dos tipos de medición de corriente que debemos tener en cuenta para la sincronización con el equipo.

2.2.11.1 Medición directa de la corriente con transformador de corriente de pinza

“En este tipo de medición, la corriente de carga/generador se mide directamente por medio de un transformador de corriente de pinza. La conversión de corriente a tensión es realizada directamente por las pinzas” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 73).

2.2.11.2 Medición indirecta de la corriente

Se supone que se realizará una medición indirecta de la corriente con un transductor de corriente primaria si el usuario selecciona las pinzas de corriente de 5A, En este caso la corriente de la carga es medida indirectamente a través de un transformador de corriente primaria adicional.

En el ejemplo:

Si tenemos 100 A de la corriente primaria fluyendo a través de un transformador primario con una relación de 600 A:5 A, lado primario (600 A) y lado secundario (5 A).

Nota: en este caso la relación de transformación de la corriente es de 120 A, entonces podemos indicar que la corriente que fluye 100 A no sobrepasa el máximo valor de la relación de transformación.

2.2.12 Transformador de Corriente Sobredimensionado

“Normalmente los transformadores de corriente instalados sobre el terreno están sobredimensionados debido a la posibilidad de añadir nuevas cargas en el futuro” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 75).

“En ese caso, la corriente en el transformador primario puede ser de menos del 10% de la corriente nominal del transformador” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 75).

2.2.13 Sincronización y Cableado

“El ajuste de la configuración de la medición se realiza en el emplazamiento medido, una vez que dispongamos de los detalles acerca de la tensión nominal, las corrientes, el tipo de cableado, etc.” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 67).

“Al conectar el instrumento es fundamental que las conexiones tanto de corriente como de tensión sean correctas. En particular es necesario observar las siguientes reglas” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 69).

“La flecha marcada en el transformador de corriente de pinza debe señalar en la dirección del flujo de corriente, desde el suministro hacia la carga” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 69).

“Si el transformador de corriente está conectado al revés, la potencia medida en esa fase normalmente aparecerá como negativa (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 69).

“El transformador de corriente de pinza conectado al conector de entrada de corriente I1 debe medir la corriente en la línea de fase a la que está conectada la pica de tensión de L1” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 69).

“Una vez finalizada la configuración del instrumento y de la medición, el usuario debe volver a comprobar que todas las conexiones y configuraciones son correctas. Se recomienda seguir los siguientes pasos” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 68).

“Utilizando el menú DIAGRAMA DE FASES, compruebe si la secuencia de fases de tensión y corriente es correcta con respecto al sistema. Asimismo, compruebe si la dirección de la corriente es la adecuada” (PowerQ4 MI 2592 , 2021, pág. 68).

2.2.14 Análisis Trigonométrico y Vectorial.

2.2.14.1 Razones trigonométricas de ángulos compuestos

$$\cos(u + v) = \cos(u)\cos(v) - \text{sen}(u)\text{sen}(v)$$

$$\cos(u - v) = \cos(u)\cos(v) + \text{sen}(u)\text{sen}(v)$$

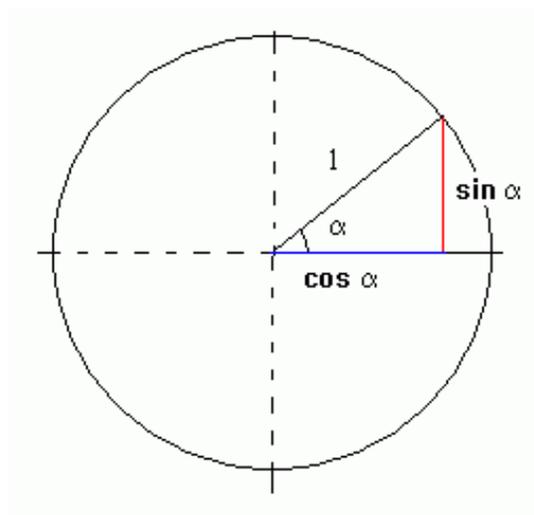


Figura 23. razones trigonométricas de ángulos compuestos

fuelle: capacitación TDEM – Lima

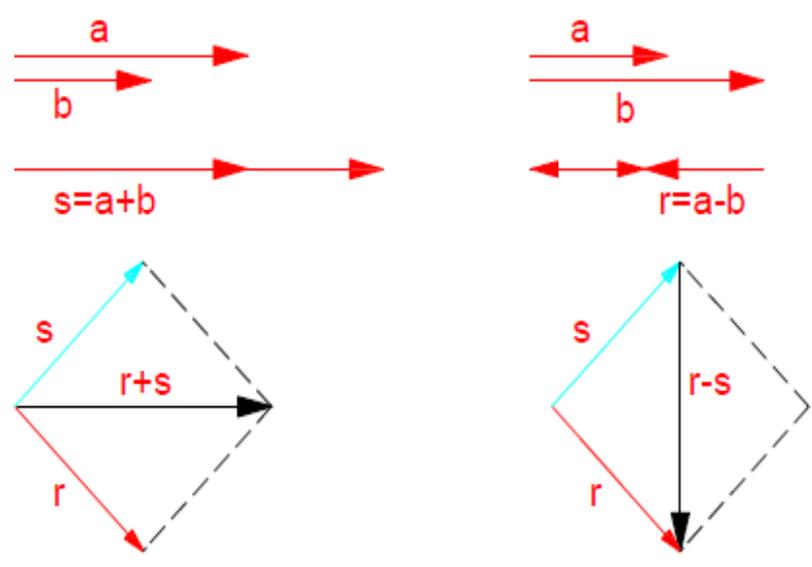


Figura 24. suma y diferencia de vectores
 fuente: capacitación TDEM – Lima

2.2.14.2 Demostración fasorial de una correcta conexión

$$S = V_R I_R^* + V_S I_S^* + V_T I_T^* \dots\dots\dots (a)$$

Pero: $0 = I_R^* + I_S^* + I_T^* \dots\dots\dots (b)$

Ò: $I_S^* = -I_R^* - I_T^* \dots\dots\dots (c)$

En (a):

$$S = V_R I_R^* - V_S I_R - V_S I_T^* + V_T I_T^*$$

Finalmente:

$$S = (V_R - V_S) I_R^* + (-V_S + V_T) I_T^*$$

$$S = V_{RS} I_R^* + V_{TS} I_T^*.$$

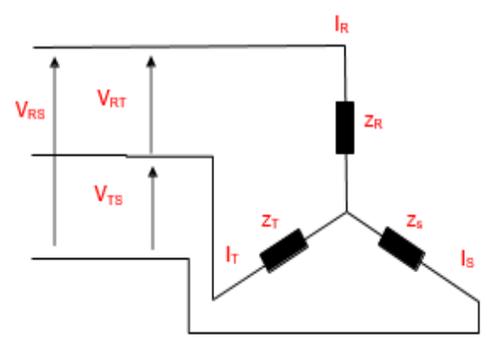


Figura 25. corriente y voltaje en un sistema trifásico
fuente: capacitación TDEM – Lima

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(V_{RS}, I_R) + V_{TS} \times I_T \times \cos(V_{TS}, I_T) \dots\dots (1)$$

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(\phi, 30^\circ) + V_{TS} \times I_T \times \cos(30^\circ - \phi)$$

Si: $V_R = V_T = V_S, I_R = I_T = I_S$

Finalmente se reduce a la expresión

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi$$

2.2.14.3 Diagrama típico de una conexión delta

$$P = V_R \times I_R \times \cos \phi + V_S \times I_S \times \cos \phi + V_T \times I_T \times \cos \phi$$

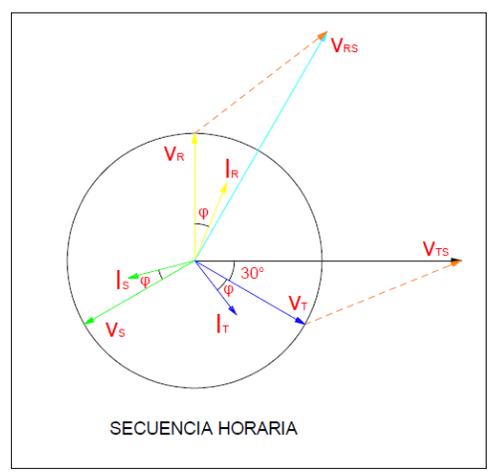
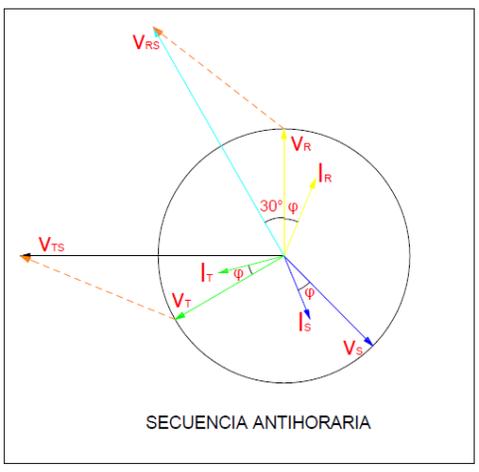


Figura 26. Diagrama típico de una conexión delta
fuente: capacitación TDEM – Lima

2.2.14.4 Diagrama típico de una conexión estrella

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(30^\circ - \phi) + V_{TS} \times I_T \times \cos(\phi + 30^\circ)$$

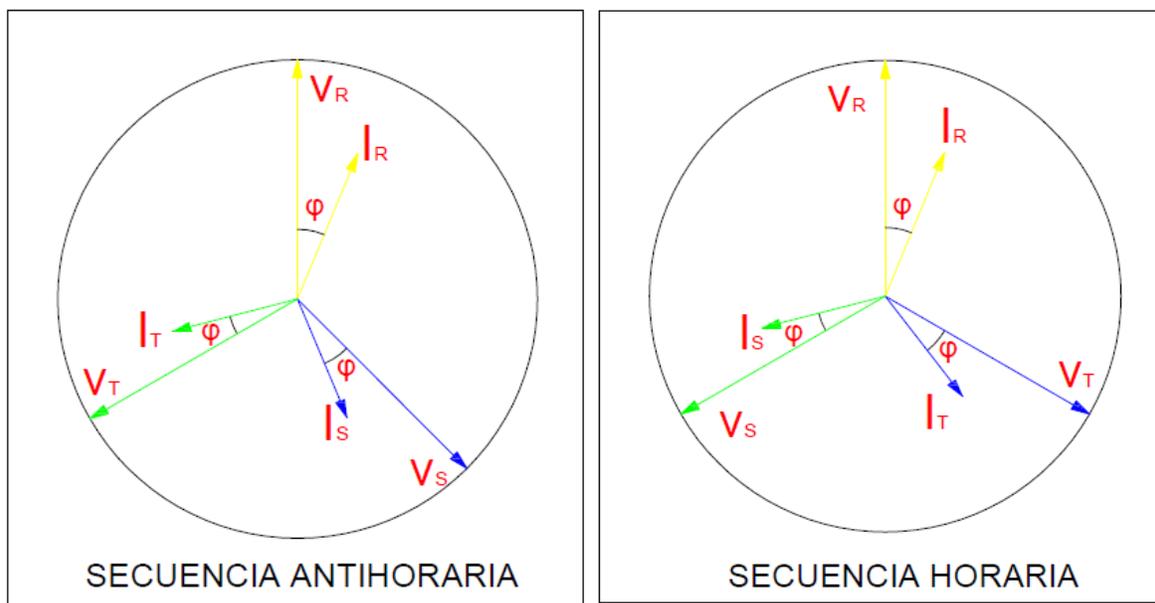


figura 27. Diagrama típico de una conexión estrella

fuelle: capacitación TDEM – Lima

2.2.15 Errores de Conexiones Cuando dos Fases de Tensión (R- T) Están Permutadas.

Según TDEM “Es el error que un transformador introduce en la medida de una tensión y que su relación de transformación no es igual a la relación nominal. Es la diferencia de fase entre los vectores de las tensiones primaria y secundaria.” (TDEM, 2016, pág. 14)

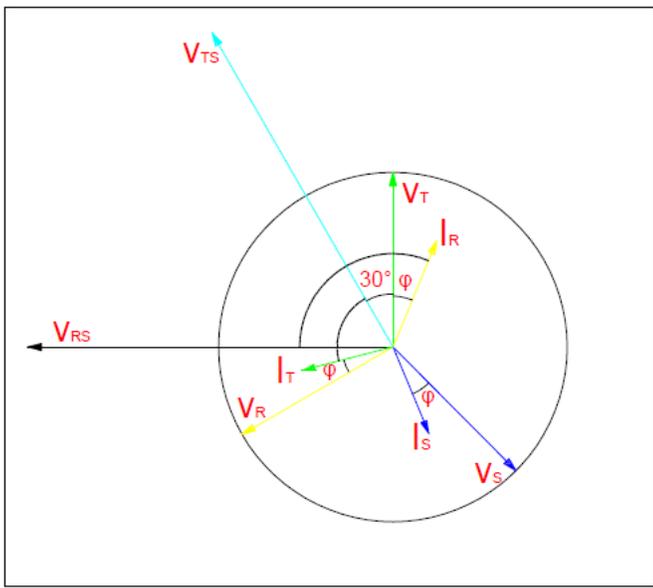


figura 28. Error de conexión cuando las fases están permutadas
 fuente: capacitación TDEM – Lima

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(V_{RS}, I_R) + V_{TS} \times I_T \cos(V_{TS}, I_T) \dots\dots(1)$$

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(90^\circ + \phi) + V_{TS} \times I_T \cos(90^\circ - \phi)$$

Resolviendo:

$$\cos(90^\circ + \phi) = \cos 90^\circ \cdot \cos \phi - \text{Sen } 90^\circ \cdot \text{Sen } \phi$$

$$\cos(90^\circ + \phi) = -1$$

$$\cos(90^\circ - \phi) = \cos 90^\circ \cos \phi + \text{Sen } 90^\circ \cdot \text{Sen } \phi$$

$$\cos(90^\circ - \phi) = 1$$

Finalmente:

$$P = V_{RS} \times I_R - V_{TS} \times I_T$$

$$\text{Si: } V_{RS} = V_{TS} \quad I_R = I_T$$

$$P = 0$$

2.2.16 Error de Conexión Cuando la Corriente de la Fase Está Invertida.

Sucede cuando en la instalación de las corrientes de las fases en la bornera del medidor se encuentran invertidas, ya sea que la tensión “R” esté con la corriente de la fase “S” o “T”. En este caso se explica el resultado cuando una de las corrientes se encuentra invertida.

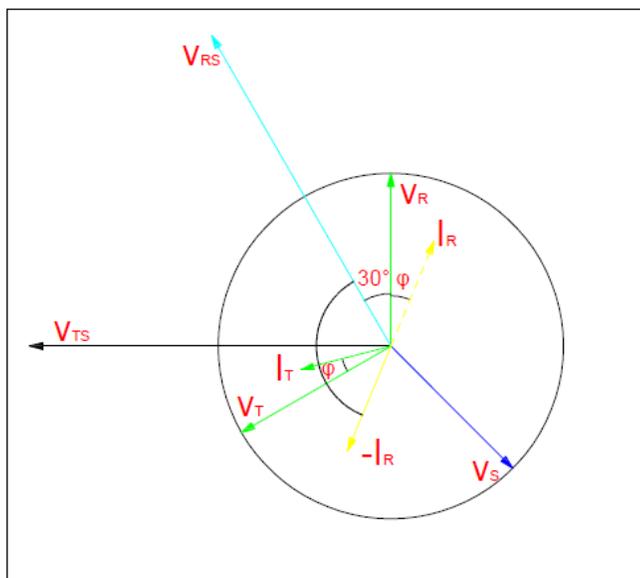


figura 29. Error de conexión cuando la corriente de la fase está invertida

fuelle: capacitación TDEM – Lima

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(V_{RS}, I_R) + V_{TS} \times I_T \times \cos(V_{TS}, I_T) \dots(1)$$

$$P = V_{RS} \times I_R \times \cos(150^\circ - \phi) + V_{TS} \times I_T \times \cos(30^\circ - \phi)$$

Resolviendo:

$$\cos(150^\circ - \phi) = \cos 150^\circ \cdot \cos \phi + \sin 150^\circ \cdot \sin \phi$$

$$\cos(150^\circ - \phi) = -\sqrt{3}/2 \cdot \cos \phi + 1/2 \cdot \sin \phi$$

$$\cos(30^\circ - \phi) = -\sqrt{3}/2 \cdot \cos \phi + 1/2 \cdot \sin \phi$$

$$\text{Si: } V_{RS} = V_{TS}, I_R = I_T$$

$$P = V \cdot I \cdot \cos \phi$$

2.2.17 Norma DGE “Reintegro y Recupero de Energía Eléctrica”

Al fin de regular la aplicación de los Reintegros y Recuperos por parte de las concesionarias, la Dirección General de Electricidad del Ministro de Energía y Minas, emitió la Resolución Ministerial N° 571 – 2006 – MEM/DM –“Norma DGE Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica”; la cual reglamenta la aplicación de los Reintegros y Recuperos de energía eléctrica originados en la prestación del servicio público de electricidad, regulado además las relaciones existentes entre el usuario, concesionario y el OSINERMINING.

2.2.17.1 Causales

Error en el Proceso de Facturación: “Error del concesionario en el proceso de facturación, que origine el cobro de montos distintos a los que efectivamente correspondan. El proceso de facturación comprende desde la toma de lectura del contador hasta la emisión y reparto de la factura.” (DGE, 2018, pág. 2)

Error en el Sistema de Medición: “Deficiencia en el Sistema de Medición, debido al mal funcionamiento de uno o más de sus componentes, que origina una inadecuada medición o registro del consumo.” (DGE, 2018, pág. 2)

Error en la Instalación del Sistema de Medición: “Error del concesionario al realizar la instalación o el conexionado externo del Sistema de Medición, que origina una inadecuada medición o registro del consumo.” (DGE, 2018, pág. 2)

Vulneración de las condiciones del Suministro: “Para efectos de la presente norma, específicamente se considera a la intervención o manipulación de uno o más de los componentes de la Conexión, realizada por una persona distinta del concesionario, que modifique la medición o registro normal del consumo” (DGE, 2018, pág. 2)

Consumo sin autorización del Concesionario: “Consumo de un predio sin contrato de Suministro y sin autorización del concesionario.” (DGE, 2018, pág. 3)

2.3 Definición Conceptual de la Terminología Empleada

OSINERMINING: Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minas.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

CEE: Comisión Internacional de Reglamentos para la aprobación de equipos eléctricos.

Calibración: “operación bajo condiciones específicas establece una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociados obtenidas a partir de los patrones de medición para establecer una relación que permita obtener un resultado de medición a partir de una indicación”. (Creg038-2014.pdf, 7)

Verificación: “conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de la medición que se encuentre correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos en el código” (Creg038-2014.pdf, 7, pág. 10)

Contrastación: Comparar las mediciones de dos equipos de medición con el objeto de verificar si las mediciones de uno de ellos son confiables, utilizando como referencia al otro equipo, el cual debe encontrarse debidamente calibrado y contar con un nivel de precisión adecuado.

Baja Tensión: nivel de tensión menor o igual a 1 kV.

Potencia activa: Para Camacho (2014) “es la parte de la potencia aparente que efectúa un trabajo útil, simbolizándose por P y expresándose en watts (W) o kilowatts (kW, 1 kW = 1 000 W)” (pág. 19)

Potencia reactiva: Para Camacho (2014) “es la parte de la potencia aparente que no efectúa un trabajo útil, simbolizándose como Q y expresándose en volt amperes reactivos (VAR) o kilovoltamperes reactivos (kVAR, 1 kVAR = 1 000 VAR)” (pág. 19)

Potencia aparente: Para Camacho (2014) “Es la potencia total que se produce en el circuito, sin considerar qué parte de ella efectúa trabajo útil. Esta potencia es la SUMA VECTORIAL de la potencia activa y la potencia reactiva, simbolizándose como S expresándose en (VA)” (pág. 19)

Facturar: “con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo al contrato establecido por parte del cliente, pero por razones de datos erróneos e irregularidad en la edición se originan este tipo de pérdidas” (Cañar, 2007, pág. 79).

Usuario: “toda persona, natural o jurídica, a cuyo nombre se suministra el servicio de energía eléctrica, y este se hace responsable por la cuenta del consumo de energía del predio”. (Heredia, 2013, pág. 11)

Fraude: acción ilícita con el fin de aludir obligaciones legales.

NTC: Normativa Técnica Colombiana

Inspección: Para Díaz (2016) “es el Conjunto de actividades tales como medir, examinar, ensayar, o comparar con requisitos establecidos, una o varias características de un producto o instalación eléctrica, para determinar su conformidad.” (pág. 12)

Medición directa: “Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga” (Diaz Y. , 2016, pág. 13)

Medición indirecta: “Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión (PT's) y de corriente (CT's)” (Diaz Y. , 2016, pág. 13)

Medición semidirecta: “Tipo de conexión la cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente” (Diaz Y. , 2016, pág. 13)

Patrón de medición: Para Diaz (2016) “Es utilizado para determinar la calidad de la medida; puede ser una mesa de prueba de laboratorio o un equipo portátil” (pág. 12)

Sistema de medición: Para Díaz (2016) “Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición” (pág. 13)

Inversión de corriente: cuando no se asigna la corriente al voltaje correspondiente

Intercambio de fases: cuando la fase (voltaje y corriente) no se conecta igual que en la salida del transformador en la entrada del medidor.

INACAL: Instituto Nacional de Calibración.

IP: Corriente Primaria

IS: Corriente Secundaria

Diagrama fasorial: representación gráfica del fasor que se representa como magnitud y fase (magnitud y ángulo), de igual manera que los vectores, aunque estos tengan un significado diferente, y es muy útil para comprender las relaciones entre diferentes variables eléctricas.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, CT's: “Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones” (Diaz Y. , 2016, pág. 13)

TRANSFORMADOR DE TENSION, PT's: “Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es sustancialmente proporcional a

la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones” (Diaz Y. , 2016, pág. 13)

Consumo: “es la cantidad de energía absorbida por el cliente en un intervalo dado”
(Heredia, 2013, pág. 11)

CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo y Diseño de Investigación

Descriptivo.

Porque explicará el funcionamiento de los diferentes dispositivos utilizados en este proyecto, con la finalidad de verificar que el sistema de medición opere bajo condiciones estándar para el cual fue diseñado.

Analítico.

Los datos obtenidos nos permitirán realizar un análisis de los equipos del sistema de medición durante un determinado período de tiempo, posteriormente comparar los resultados obtenidos en los equipos utilizados en dicha medición, luego identificar los errores que causan las pérdidas de energía eléctrica, corregir las fallas encontradas y proceder con el Recupero o Reintegro de Energía Eléctrica. Este tipo de análisis pueden ser aplicados en otros lugares que nos permitan recoger experiencias para mejorar el control de pérdidas y adaptarla a nuestra realidad.

3.2 Población y Muestra

En la presente investigación se ha tomado como población a los clientes mayores de energía eléctrica en el distrito de Moyobamba y como muestra se tomó el suministro de la Dirección Subregional de Salud Alto Mayo, carretera Baños Termales Km 1.5.

3.3 Hipótesis

Al realizar las mediciones, validar términos, parámetros y condiciones permitirá el buen funcionamiento del suministro de la Dirección Subregional de Salud Alto Mayo en Moyobamba, el análisis experimental disminuirá las pérdidas por fallas en el sistema de medición.

3.4 Variables – Operacionalización

Tabla 4
Operacionalización de variables

VARIABLE	DEFINICION CONCEPTUAL	DEFINICION OPERACIONAL	INDICADORES
VARIABLE INDEPENDIENTE	<p>Evaluación del sistema de medición:</p> <p>Determinar los causales que origina la pérdida de energía eléctrica</p>	<p>Error en el Proceso de Facturación.</p> <p>Error en el Sistema de Medición.</p> <p>Error en la Instalación del Sistema de Medición</p> <p>Vulneración de las condiciones del suministro.</p> <p>Consumo sin autorización del concesionario.</p>	<p>Cálculo de la Energía consumida y la energía registrada</p>

VARIABLE DEPENDIENTE	Disminución de pérdidas de energía: al solucionar las causales se tendrá recupero de energía eléctrica en el suministro.	Disminución de pérdidas de energía: al solucionar las causales se tendrá recupero de energía eléctrica en el suministro.	Energía
		Estudio Económico: VAN: Mide el valor que tendrían todos los ingresos y costos en el momento actual TIR: Encuentra tasa de descuento para la cual se igualan los ingresos actualizados a los costos también actualizados.	Costo por parte de la concesionaria a una empresa para que realice el trabajo

fuente: elaboración propia

3.5 Métodos y Técnicas de Investigación

Método deductivo.

Las técnicas principales empleadas en el proyecto son las siguientes:

La entrevista

Para Díaz, Torruco, Martínez, Varela (2015) “La entrevista se define como una conversación que se propone con un fin determinado distinto al simple hecho de conversar. Es un instrumento técnico de gran utilidad en la investigación cualitativa, para recabar datos.” (pág. 2)

En este caso lo utilizaremos para recopilar información sobre las causales de las pérdidas de energía eléctrica.

Observación

Según Sierra (1994), la define como: “la inspección y estudio realizado por el investigador, mediante el empleo de sus propios sentidos, con o sin ayuda de aparatos técnicos, de las cosas o hechos de interés social, tal como son o tienen lugar espontáneamente”.

Este tipo de técnica nos permitirá realizar una inspección visual si los componentes del sistema de medición se encuentran en buen estado, si es un error técnico o administrativo.

Análisis

Para esta técnica tenemos que buscar información en libros, revistas, manuales, fichas técnicas, artículos, normas técnicas, analizar los diferentes trabajos publicados en distintas páginas confiables de internet, relacionados con el tema de investigación.

3.6 Descripción de los Instrumentos Utilizados

Los instrumentos que permitieron recoger y registrar los datos observables de la investigación del proyecto son:

Tabla 5
Técnicas E Instrumentos Utilizados

TÉCNICA	INSTRUMENTO
ENTREVISTA	La entrevista fue abierta
OBSERVACION	Cuaderno de apuntes
ANALISIS	Datos obtenidos

fuelle: elaboración propia

3.7 Análisis Estadístico e Interpretación de los Datos

Con el propósito de conocer la opinión del gerente, jefes de cada área de trabajo y empleados de la Empresa ELECTRO ORIENTE S.A., se realizó una encuesta, enfocada al grado de conocimientos que ellos poseen teniendo como objetivo lo siguiente:

Conocer la información actual del control de las Pérdidas No Técnicas de energía.

Identificar el grado de conocimiento que tienen respecto a las Pérdidas Eléctricas.

Demostrar los beneficios para la concesionaria al implementar un Plan de Control adecuado para combatir las Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica.

Las preguntas de la encuesta y la entrevista se realizaron en una reunión antes de iniciar el trabajo para informar sobre el trabajo que se iba a realizar con la finalidad de obtener información valiosa para el buen desarrollo del proyecto, a los que se realizaron la entrevista y la encuesta son:

GERENTE

JEFES DE AREA

TECNICOS

CAPITULO IV. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

Teniendo en cuenta los siguientes datos del suministro otorgados por la empresa concesionaria.

Tabla 6
Características Del Suministro

Ítem	Descripción	Datos
1	POTENCIA CONTRATADA	100 kVA
2	SERIE DE MEDIDOR	900899963
3	MARCA DE MEDIDOR	ITRON
4	FACTOR DE MEDIDOR	20
5	TARIFA	BT5A
6	TRAFOMIX/CT	CT
7	SUMINISTRO	210729402

fuente: datos suministrados por la concesionaria

El sistema de medición que es objeto de estudio en este proyecto presenta los siguientes componentes y los pasos a seguir para realizar una inspección integral efectiva.

4.1 Componentes del Sistema de Medición de la Dirección Subregional de Salud Alto

Mayo.

4.1.1 Contador de Energía

Tabla 7

Datos De La Placa Del Medidor

DATOS DEL MEDIDOR	
Marca	ITRON
Modelo	SENTINEL
Serie	900889963
Año de fabricación	2004
Clase de precisión	0,2
Fases	3
Hilos	4
Rango de corriente	5A- 10 ^a
Rango de tensión	120V- 480V

fuelle: obtenido en campo al momento del análisis

4.1.2 Transformador de Potencia

Tabla 8

Datos De La Placa Del Transformador de Potencia

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
Marca	I&T Electric S.A.C.
Modelo	T3DI
Serie	500732
Potencia	100 KV
V. Primario	13200 V
V. Secundario	380/220 V

fuelle: obtenido en campo al momento del análisis

4.1.3 Transformadores de Corriente

Tabla 9

Datos De La Placa Del Transformador de Corriente

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE			
DESCRIPCION	F1	F2	F3
Marca	CIRCUTOR	CIRCUTOR	CIRCUTOR
Modelo	TA100B	TA100B	TA100B
N° de serie	5061705322	5062526361	6859356452
Clase de precisión	0,5	0,5	0,5
Relación de transformación	100/5	100/5	100/5

fuelle: obtenido de en campo al momento del análisis

4.2 Sistema de Medición

Es un suministro de baja tensión (trifásico 380 V), conexión indirecta (TC's). Teniendo en cuenta las características del medidor y el tipo de medición, el conexionado en las borneras del medidor debe ser como se muestra en la figura N°30.

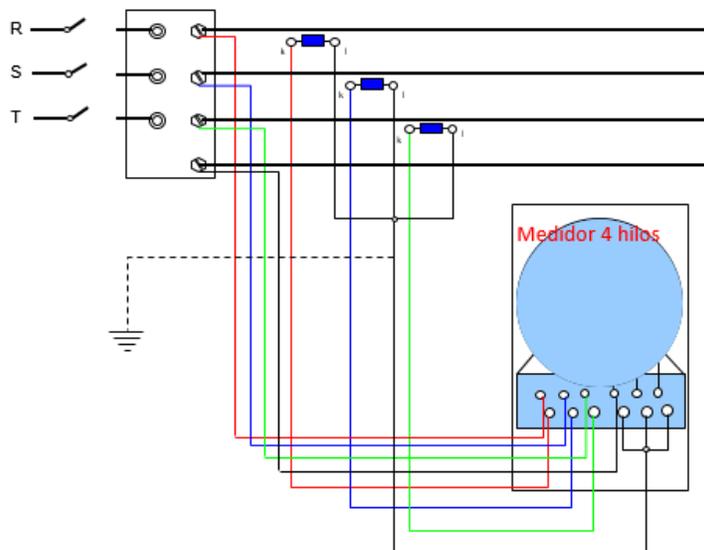


Figura 30. Conexionado A Borneras De Medidor Del Suministro 210729402

fuelle: charla de capacitación en TDEM- Lima

4.3 Pasos para Efectuar una Inspección Integral Efectiva

Entrega de carta de notificación previa.

Elaboración de programa de trabajo.

Registro de estado y situación de cada uno de los componentes.

Extracción de data vía puerto óptico (si cuenta con acceso).

Descarte de errores de conexión, a través del diagrama fasorial.

Contraste del medidor con Patrón Trifásico, clase 0,1 o 0,05, con carga presente y/o externa.

Verificación de la relación de transformación de corriente, con registro simultáneo de corrientes o verificación de error del sistema de medida en conjunto.

Registro de desfase de hora y estado de batería.

Registro y evaluación de datos del transformador de potencia para mediciones en baja tensión.

Identificación de polaridad y secuencia de fases del medidor.

Validación de parámetros como: demanda máxima facturada, opción tarifaria, factor de pérdidas, etc.

Instalación de precintos de seguridad.

Emisión de informe técnico, con fotografías.

CAPITULO V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Resultados en Tablas y Gráficos

Para obtener los resultados correctos de la potencia se debe considerar lo siguiente:

Corroborar los datos del cliente otorgados por la empresa distribuidora con los datos de las placas de medidor y TC's en campo.

Conectar debidamente el patrón de medición en el lado secundario (lado medidor), e instalar el analizador en el lado primario o (lado carga de los TC'S). Se procede a la programación de los mismos, teniendo en cuenta las características de las placas (trifásico, conexión estrella, tensión de 380 V, la relación de transformación de 20A.

Debemos observar el diagrama fasorial del lado medidor y lado carga para verificar si las tensiones y las corrientes están conectadas correctamente en sus borneras. Ya que si están mal instaladas habrá una diferencia considerable entre algunos de los parámetros.

Para verificar la relación de transformación de corriente si concuerda con la placa del transformador, necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de medición, se proceden a la comparación de las corrientes primarias divididas entre las corrientes del lado primario.

Posteriormente se corrobora el error del medidor programando el patrón de medición según las características del medidor para saber si está en el margen establecido y así dé una lectura correcta.

Finalmente se observa la batería del medidor si esta funcionando correctamente ya que es respaldo para el mismo.

A continuación, se describe los resultados obtenidos de los equipos de medición tanto lado carga como lado medidor.

5.1.1 Resultados Obtenidos al Encontrar la Falla.

Al conectar debidamente los equipos en lado carga y lado medidor vemos que hay una falla en las corrientes R, S, T, los cuales nos arrojan resultados que afectan a la concesionaria.

5.1.1.1 Lado secundario (MEDIDOR):

5.1.1.1.1 Diagrama fasorial lado secundario.

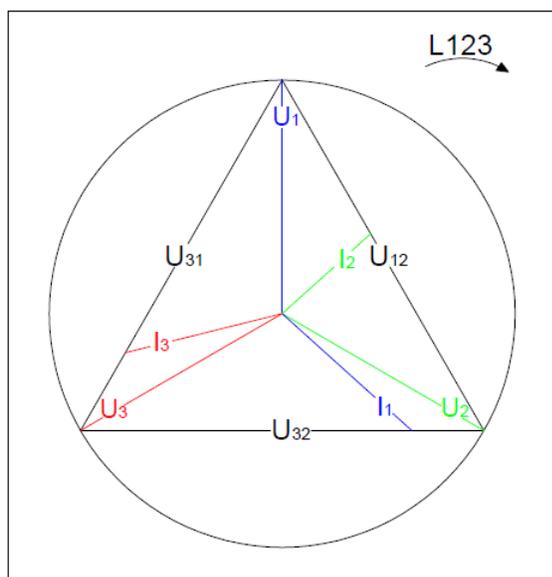


Figura 31. Diagrama De Fases Lado Medidor

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

5.1.1.1.2 Parámetros Eléctricos lado secundario.

Tabla 8

Parámetros En Lado Medidor

PARAMETROS ELECTRICOS CON RELACION DE TRANSMISION (LADO SECUNDARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
$U_1 = 230,8 \text{ V}$	$U_{12} = 400,4 \text{ V}$
$U_2 = 231,6 \text{ V}$	$U_{13} = 401,6 \text{ V}$
$U_3 = 232,2 \text{ V}$	$U_{23} = 401,0 \text{ V}$
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
$I_1 = 1,920 \text{ A}$	$\Phi_{12} = 162,01^\circ$
$I_2 = 1,178 \text{ A}$	$\Phi_{23} = 345,95^\circ$
$I_3 = 1,229 \text{ A}$	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
$\Phi_1 = 131,97^\circ$	$PF_1 = -0,669$
$\Phi_2 = 287,98^\circ$	$PF_2 = 0,292$
$\Phi_3 = 16,05^\circ$	$PF_3 = 0,961$
ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIENTE ENTRE FASES
$\Phi_{U_{12}} = 120,04^\circ$	$\Phi_{I_{21}} = 276,05^\circ$
$\Phi_{U_{23}} = 119,67^\circ$	$\Phi_{I_{32}} = 207,74^\circ$
$\Phi_{U_{13}} = 120,28^\circ$	$\Phi_{I_{31}} = 241,80^\circ$
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
$PF = 0,349$	$f = 59,99 \text{ Hz}$

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

5.1.1.1.3 Medición de Potencias lado secundario.

Tabla 9

Medición De Potencia Lado Medidor

MEDICION DE POTENCIAS (LADO MEDIDOR)	TOTAL
POTENCIA ACTIVA DE FASE	
$P_1 = -5,708 \text{ kW}$ $P_2 = 1115 \text{ W}$ $P_3 = 7,672 \text{ Kw}$	$P_{\Sigma} = 3.079 \text{ kW}$
POTENCIA REACTIVA DE FASE	
$Q_1 = 6,560 \text{ kvar}$ $Q_2 = -5,976 \text{ kvar}$ $Q_3 = 1,569 \text{ kvar}$	$Q_{\Sigma} = 2,153 \text{ kvar}$
POTENCIA APARENTE DE FASE	
$S_1 = 8,696 \text{ kVA}$ $S_2 = 6,079 \text{ kVA}$ $S_3 = 7,831 \text{ kVA}$	$S_{\Sigma} = 3,757 \text{ kVA}$
FACTOR DE POTENCIA	
$PF_1 = -0,656$ $PF_2 = 0,183$ $PF_3 = 0,980$	$PF = 0,820$
FRECUENCIA	$f = 59,97 \text{ Hz}$

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

5.1.1.2 Lado Primario (TRANSFORMADOR):

5.1.1.2.1 Diagrama fasorial lado primario.

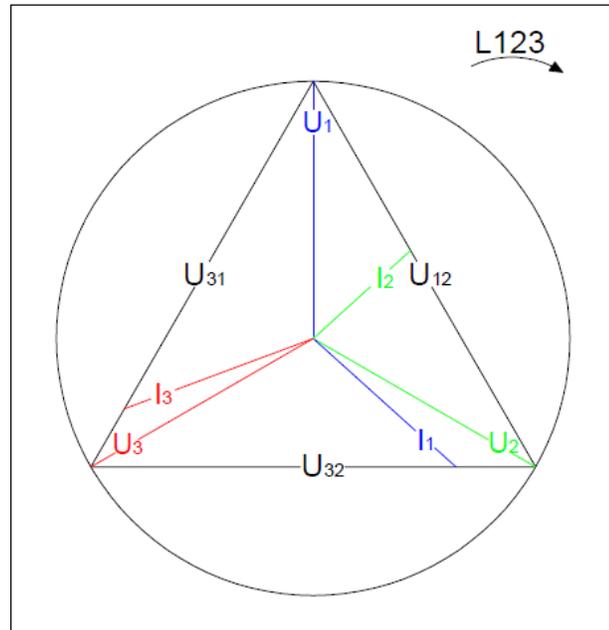


Figura 32. Diagrama De Fases Lado Carga

fuelle: analizador de redes MI 2792 POWERQ4 PLUS

5.1.1.2.2 Parámetros Eléctricos lado primario.

Tabla 10

Parámetros En Lado Carga

PARAMETROS ELECTRICOS CON RELACION DE TRANSMISION (LADO PRIMARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
U ₁ = 231,8 V	U ₁₂ = 402,0 V
U ₂ = 232,1 V	U ₁₃ = 401,7 V
U ₃ = 232,2 V	U ₂₃ = 402,0 V
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
I ₁ = 37,20 A	Φ ₁₂ = 161,41°
I ₂ = 24,88 A	Φ ₂₃ = 339,57°
I ₃ = 32,12 A	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
Φ ₁ = 131,47°	PF ₁ = -0,662
Φ ₂ = 287,34°	PF ₂ = 0,200
Φ ₃ = 9,57°	PF ₃ = 0,986
ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIETE ENTRE FASES
Φ _{U12} = 120,15°	Φ _{I21} = 276,03°
Φ _{U23} = 119,94°	Φ _{I32} = 202,17°
Φ _{U13} = 119,90°	Φ _{I31} =241,80°
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
PF = 0,860	f= 60,01 Hz

fuelle: analizador de redes MI 2792 POWERQ4 PLUS

5.1.1.2.3 Medición de Potencias lado primario.

Tabla 11

Medición De Potencia Lado Carga

MEDICION DE POTENCIAS (LADO CARGA)	TOTAL
POTENCIA ACTIVA DE FASE	
P ₁ = 7,62 kW	P_Σ= 20.10 kW
P ₂ = 8,88 kW	
P ₃ = 3,60 kW	
POTENCIA REACTIVA DE FASE	
Q ₁ = 1,95 kvar	Q_Σ= 8,04 kvar
Q ₂ = 2,10 kvar	
Q ₃ = 3,99 kvar	
POTENCIA APARENTE DE FASE	
S ₁ = 7,86 kVA	S_Σ= 21,66 kVA
S ₂ = 9,12 kVA	
S ₃ = 5,37 kVA	
FACTOR DE POTENCIA	
PF ₁ = 0,96	PF= 0,92
PF ₂ = 0,97	
PF ₃ = 0,67	
TENSION DE FASE	
U ₁ = 232,0 V	
U ₂ = 233,1 V	
U ₃ = 232,5 V	

CORRIENTE DE FASE
$I_1 = 33.78 \text{ A}$
$I_2 = 37.29 \text{ A}$
$I_3 = 23.19 \text{ A}$

fuelle: analizador de redes MI 2792 POWERQ4 PLUS

5.1.2 Resultados Obtenidos al Corregir la Falla.

Al corregir las fallas en el lado medidor de las corrientes R, S, T y al conectar debidamente los equipos en lado carga y lado medidor los resultados son los siguientes.

5.1.2.1 Lado secundario (MEDIDOR):

5.1.2.1.1 Diagrama Fasorial Lado Secundario.

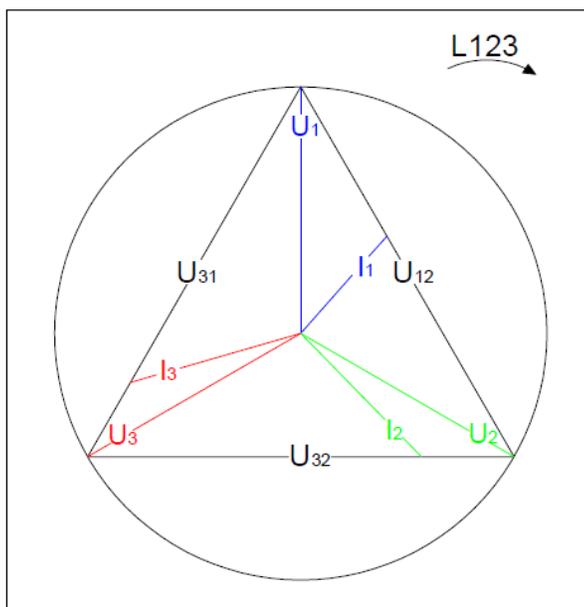


Figura 33. Diagrama De Fases Lado Medidor

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

5.1.2.1.2 Parámetros Eléctricos Lado Secundario.

Tabla 12

Parámetros En Lado Medidor

PARAMETROS ELECTRICOS SIN RELACION DE TRANSMISION (LADO SECUNDARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
$U_1 = 234,9 \text{ V}$	$U_{12} = 407,0 \text{ V}$
$U_2 = 234,8 \text{ V}$	$U_{13} = 406,2 \text{ V}$
$U_3 = 234,4 \text{ V}$	$U_{23} = 406,2 \text{ V}$
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
$I_1 = 1,460 \text{ A}$	$\Phi_{12} = 71,43^\circ$
$I_2 = 2,140 \text{ A}$	$\Phi_{23} = 343,97^\circ$
$I_3 = 2,326 \text{ A}$	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
$\Phi_1 = 41,52^\circ$	$PF_1 = 0,749$
$\Phi_2 = 15,60^\circ$	$PF_2 = 0,964$
$\Phi_3 = 13,98^\circ$	$PF_3 = 0,973$
ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIENTE ENTRE FASES
$\Phi_{U_{12}} = 120,16^\circ$	$\Phi_{I_{21}} = 94,24^\circ$
$\Phi_{U_{23}} = 120,02^\circ$	$\Phi_{I_{32}} = 118,40^\circ$
$\Phi_{U_{13}} = 119,82^\circ$	$\Phi_{I_{31}} = 147,36^\circ$
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
$PF = 0,934$	$f = 60,02 \text{ Hz}$

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

5.1.2.1.3 Medición de Potencias Lado Secundario.

Tabla 13

Medición De Potencia Lado Medidor

MEDICION DE POTENCIAS (LADO MEDIDOR)	TOTAL
POTENCIA ACTIVA DE FASE	
P ₁ = 5,496 kW P ₂ = 10,66 kW P ₃ = 12,14 kW	PΣ= 28,29 kW
POTENCIA REACTIVA DE FASE	
Q ₁ = 4,342 kvar Q ₂ = 2,451 kvar Q ₃ = 2,744 kvar	QΣ= 9,536 kvar
POTENCIA APARENTE DE FASE	
S ₁ = 7,004 kVA S ₂ = 10,94 kVA S ₃ = 12,44 kVA	SΣ= 29,86 kVA
FACTOR DE POTENCIA	
PF ₁ = 0,785 PF ₂ = 0,975 PF ₃ = 0,975	PF= 0,948
FRECUENCIA	f= 60,04 Hz

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

5.1.2.2 Lado Primario (TRANSFORMADOR):

5.1.2.2.1 Diagrama fasorial lado primario.

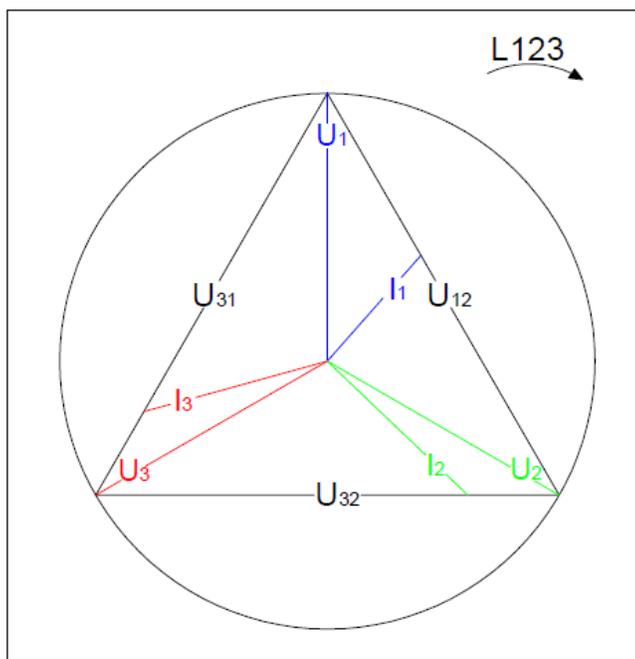


Figura 34. Parámetros En Lado Carga

fuelle: analizador de redes MI 2792 POWERQ4 PLUS

5.1.2.2.2 Parámetros Eléctricos lado primario

Tabla 14.

Parámetros En Lado Carga

PARAMETROS ELECTRICOS CON RELACION DE TRANSMISION (LADO PRIMARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
$U_1 = 234,8 \text{ V}$	$U_{12} = 407.0 \text{ V}$
$U_2 = 234,8 \text{ V}$	$U_{13} = 406.2 \text{ V}$
$U_3 = 234.6 \text{ V}$	$U_{23} = 406.5 \text{ V}$
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
$I_1 = 30,26 \text{ A}$	$\Phi_{12} = 71,48^\circ$
$I_2 = 44,44 \text{ A}$	$\Phi_{23} = 344,64^\circ$
$I_3 = 46,84 \text{ A}$	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
$\Phi_1 = 41,55^\circ$	$PF_1 = 0,748$
$\Phi_2 = 13,64^\circ$	$PF_2 = 0,972$
$\Phi_3 = 14,67^\circ$	$PF_3 = 0,968$
ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIENTE ENTRE FASES
$\Phi_{U_{12}} = 120,14^\circ$	$\Phi_{I_{21}} = 92,22^\circ$
$\Phi_{U_{23}} = 119,99^\circ$	$\Phi_{I_{32}} = 121,02^\circ$
$\Phi_{U_{13}} = 119,87^\circ$	$\Phi_{I_{31}} = 146,76^\circ$
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
$PF = 0,935$	$f = 60,02 \text{ Hz}$

fuelle: analizador de redes MI 2792 POWERQ4 PLUS

5.1.2.2.3 Parámetros Eléctricos lado primario

Tabla 15

Medición De Potencia Lado Carga

MEDICION DE POTENCIAS (LADO CARGA)	TOTAL
POTENCIA ACTIVA DE FASE	$P_{\Sigma} = 28.05 \text{ kW}$
$P_1 = 12,12 \text{ kW}$	
$P_2 = 10,56 \text{ kW}$ $P_3 = 5,37 \text{ kW}$	
POTENCIA REACTIVA DE FASE	$Q_{\Sigma} = 8.04 \text{ kvar}$
$Q_1 = 3,21 \text{ kvar}$	
$Q_2 = 2,91 \text{ kvar}$ $Q_3 = 4,53 \text{ kvar}$	
POTENCIA APARENTE DE FASE	$S_{\Sigma} = 21.66 \text{ kVA}$
$S_1 = 12,54 \text{ kVA}$	
$S_2 = 10,95 \text{ kVA}$ $S_3 = 7,02 \text{ kVA}$	
FACTOR DE POTENCIA	$PF = 0.92$
$PF_1 = 0,96$	
$PF_2 = 0,96$ $PF_3 = 0,76$	
TENSION DE FASE	
$U_1 = 234,3 \text{ V}$	
$U_2 = 234,4 \text{ V}$	
$U_3 = 233,9 \text{ V}$	

CORRIENTE DE FASE
$I_1 = 53,55 \text{ A}$
$I_2 = 46,74 \text{ A}$
$I_3 = 30,00 \text{ A}$

fuelle: analizador de redes MI 2792 POWERQ4 PLUS

5.1.3 Relación de Transformación de las Fases Corregidas

RELACION TRANSFORMACION FASE "R"

Tabla 16

Medición De La Corriente Fase "R" Lado Medidor

MEDICION DE LA CORRIENTE- FASE R (LADO SECUNDARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
$U_1 = 234,8 \text{ V}$	$U_{12} = 407,4 \text{ V}$
$U_2 = 235,0 \text{ V}$	$U_{13} = 406,9 \text{ V}$
$U_3 = 235,1 \text{ V}$	$U_{23} = 406,6 \text{ V}$
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
$I_1 = 1,532 \text{ A}$	$\Phi_{12} = 68,41^\circ$
$I_2 = 2,495 \text{ A}$	$\Phi_{23} = 344,44^\circ$
$I_3 = 2,370 \text{ A}$	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
$\Phi_1 = 38,51^\circ$	$PF_1 = 0,780$
$\Phi_2 = 12,28^\circ$	$PF_2 = 0,974$
$\Phi_3 = 14,35^\circ$	$PF_3 = 0,964$

ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIETE ENTRE FASES
$\Phi U_{12} = 120,23^\circ$	$\Phi I_{21} = 94,00^\circ$
$\Phi U_{23} = 119,79^\circ$	$\Phi I_{32} = 122,06^\circ$
$\Phi U_{13} = 119,98^\circ$	$\Phi I_{31} = 143,93^\circ$
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
PF = 0,934	f = 60,08 Hz

fuelle: contador patr3n trif3sico de energ3a el3ctrica PWS2.3 plus

Tabla 17

Medici3n De Corriente Fase "R" Lado Carga

MEDICION DE LA CORRIENTE- FASE R (LADO PRIMARIO)
30,6 ^a

fuelle: pinza Multim3trica AEMC modelo 512

Por lo tanto, la relaci3n de transformaci3n de la fase "R" es:

$$RT = \frac{30,6 \text{ A}}{1,532 \text{ A}} = 20,091$$

RELACION DE TRANSFORMACION FASE "S"

Tabla 18

Medición De La Corriente Fase "S" Lado Medidor

MEDICION DE LA CORRIENTE- FASE S (LADO SECUNDARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
U ₁ = 233,6 V	U ₁₂ = 405,6 V
U ₂ = 234,7 V	U ₁₃ = 404,9 V
U ₃ = 234,6 V	U ₂₃ = 406,1 V
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
I ₁ = 2,205 A	Φ ₁₂ = 59,11°
I ₂ = 2,376 A	Φ ₂₃ = 342,77°
I ₃ = 2,797 A	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
Φ ₁ = 29,12°	PF ₁ = 0,883
Φ ₂ = 13,28°	PF ₂ = 0,974
Φ ₃ = 12,75°	PF ₃ = 0,974
ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIETE ENTRE FASES
Φ _{U12} = 120,19°	Φ _{I21} = 104,35°
Φ _{U23} = 120,01°	Φ _{I32} = 119,48°
Φ _{U13} = 119,78°	Φ _{I31} = 136,16°
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
PF = 0,954	f = 59,97 Hz

fuentes: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

Tabla 19
Medición De Corriente Fase "S" Lado Carga

MEDICION DE LA CORRIENTE- FASE S
(LADO PRIMARIO)
47,4 ^a

fuelle: pinza Multimétrica AEMC MODELO 512

Por lo tanto, la relación de transformación de la fase "S" es:

$$RT = \frac{47,4 \text{ A}}{2.376 \text{ A}} = 19,94$$

RELACION DE TRANSFORMACION FASE "T"

Tabla 20
medición de la corriente fase "T" lado medidor

MEDICION DE LA CORRIENTE- FASE T (LADO SECUNDARIO)	
TENSION DE FASE	TENSION ENTRE FASES
$U_1 = 233,6 \text{ V}$	$U_{12} = 402,7 \text{ V}$
$U_2 = 234,1 \text{ V}$	$U_{13} = 403,8 \text{ V}$
$U_3 = 233,9 \text{ V}$	$U_{23} = 404,9 \text{ V}$
CORRIENTE DE FASE	ANGULO ENTRE FASES
$I_1 = 2,231 \text{ A}$	$\Phi_{12} = 57,83^\circ$
$I_2 = 2,157 \text{ A}$	$\Phi_{23} = 344,94^\circ$
$I_3 = 2,440 \text{ A}$	
ANGULO DE FASE	FACTOR DE POTENCIA DE FASE
$\Phi_1 = 27,54^\circ$	$PF_1 = 0,887$
$\Phi_2 = 14,50^\circ$	$PF_2 = 0,965$
$\Phi_3 = 15,06^\circ$	$PF_3 = 0,966$
ANGULO DE TENSION ENTRE FASES	ANGULO DE CORRIETE ENTRE FASES
$\Phi_{U_{12}} = 119,79^\circ$	$\Phi_{I_{21}} = 106,75^\circ$
$\Phi_{U_{23}} = 119,81^\circ$	$\Phi_{I_{32}} = 120,36^\circ$
$\Phi_{U_{13}} = 120,41^\circ$	$\Phi_{I_{31}} = 132,89^\circ$
FACTOR DE POTENCIA	FRECUENCIA
$PF = 0,945$	$f = 60,98 \text{ Hz}$

fuelle: contador patrón trifásico de energía eléctrica PWS2.3 plus

Tabla 21
Medición De Corriente Fase S Lado Carga

MEDICION DE LA CORRIENTE- FASE T
(LADO PRIMARIO)
48,9 ^a

fuelle: pinza Multimétrica AEMC MODELO 512

Por lo tanto, la relación de transformación de la fase T es:

$$RT = \frac{48,9 \text{ A}}{2,440 \text{ A}} = 20,04$$

5.2 Discusión de Resultados

Tabla 22
Diferencia De Potencia Lado Medidor (Registrada) Y Lado Carga (Consumida)

SUMINISTRO	POTENCIA REGISTRADA (kW)	POTENCIA CONSUMIDA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)
210729402	3,079	20,01	17,021

fuelle: elaboración propia

Tabla 23
Diferencia De Potencia Lado Medidor (Registrada) Y Lado Carga (Consumida)

SUMINISTRO	POTENCIA REGISTRADA (%)	POTENCIA CONSUMIDA (%)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
210729402	15,318%	100%	84,681%

fuelle: elaboración propia

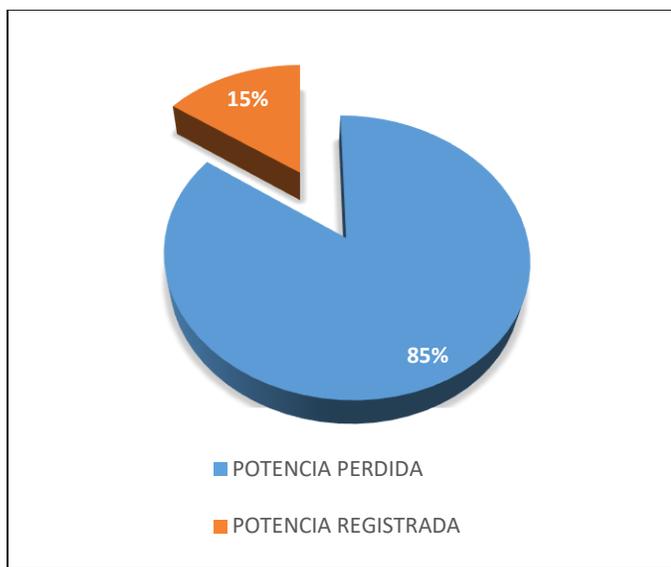


Figura 35. Resultado De Potencia Perdida En El Suministro 210729402

Fuente: elaboración propia

5.3 Costo- Beneficio

Viene a ser la relación que resulta tomar los ingresos (beneficios) y egresos (costos) presentes en el resultado y determinar el beneficio invertido en el proyecto.

Teniendo la inversión aproximada de los equipos para la medición.

En el análisis realizado se puede determinar el costo- beneficio con relación a la potencia recuperada por la concesionaria.

Al tener como referencia el costo tarifario considerado es el del año 2021 de clientes mayores

Tabla 24
Diferencia De Costos Lado Medidor

TARIFA kWh		COSTO DE LA ENERGIA CONSUMIDA (kWh)	COSTO DE LA ENERGIA REGISTRADA (kWh)	COSTO DE LA ENERGIA PERDIDA (kWh)
unidad	precio			
	S/. 0,83	20,01kW	3,79kW	17,02kW
1 hora		16.60	3.14	14,12
1 día (8horas)		132.86	25.16	113.01
1 mes		3985.99	754.96	3390.38
1 año		47831.90	9059.61	40684.60

fuentes: elaboración propia

Se toma como referencia la energía registrada con los equipos de medición en ese instante y considerando que tiene el mismo consumo durante 8 horas al día, se puede observar que hay bastante diferencia de costos con respecto al consumo, registro y pérdida de energía eléctrica en un año.

Tabla 255
Energía no facturada desde la fecha de la instalación incorrecta del medidor

AÑO	POTENCIA	TARIFA	ENERGIA	POTENCIA	TARIFA	ENERGIA	
	PERDIDA (kW)	BT5-A (S/.)	PERDIDA (S/.)	REGISTRADA (kW)	BT5-A (S/.)	REGISTRADA (S/.)	
2002	32678.4	0.83	27123.07	7276.8	0.83	6039.74	
2003	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2004	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2005	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2006	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2007	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2008	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2009	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2010	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2011	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2012	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2013	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2014	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2015	49017.6	0.83	40684.60	10915.2	0.83	9059.61	
2016	20436.0	0.83	16961.88	4548.0	0.83	3774.84	
TOTAL			545861.7	TOTAL			127589.59

fuelle: elaboración propia

El suministro 210729402 se instaló el 20 de mayo del 2002 y empezó la facturación en el mes de enero del 2003.

Al implementar la concesionaria el control de pérdidas de los clientes mayores y realizar análisis al suministro 210729402 en el año 2016 se determinó que había pérdida de energía eléctrica.

La concesionaria inició el recupero de energía eléctrica desde el inicio de facturación hasta abril del 2016; la cual se recuperará la energía en un tiempo prudencial para que no afecte demasiado al cliente.

A continuación, se muestra datos detallados del suministro, solicitado a la concesionaria de la Región de San Martín (figura N°37)

Suministro					
Contrato Suministro	210-155053	Codigo Ruta	321-00-00-000185	Estado	Normal
Numero de D.N.I.		R.U.C.	20531320060	Clase	Comun
Nombre/Razon Social	DIRECCION SUB REGIONAL DE SALUD ALTO MAYO				
Direccion	CAR.FERNANDO BELAUNDE TERRY KM.504 BARRIO CALVARIO (COLINDANTE CON EL PEAM)				
Direccion Entrega	(321000000185) CAR.FERNANDO BELAUNDE TERRY KM.504 BARRIO CALVARIO (COLINDANTE CON E				
Teléfonos	942404812				
Direccion Electrónica					
Direccion Legal	CALLE AEROPUERTO N° 150				
Representante Legal	MARINA FLORES VICTOR HERNANDO				
Codigo CIUJ	08411 ACTIVIDADES DE LA ADMINISTRACION PUBLICA EN GENERAL				
Numero Usuarios	1	<input type="checkbox"/> Inquilino?	<input checked="" type="checkbox"/> Definitivo?	Relacionado	
Opción Tarifaria	BT2	Exoneración		Mes Recibo	2021-03
Potencia contratada HP	65 0000	Código Referencia		Total	5478.50
Potencia contratada FP	65 0000	Inicio Facturación	2003-01		1 meses
Tipo de Medición	MT Medicion Total	Fecha Instalación	20/05/2002 12:00:00 A	Pagado	
Mantenimiento y Reparación	Normal	Fecha Contrato	22/05/2001 12:00:00 A	Saldo Deuda	5478.50
Alumbrado Publico	Solo AP	Mes Inicio Contrato	*	Vencimiento	23/03/2021
		Vencimiento Contrato	12/02/2019 12:00:00 A	Emisión	05/03/2021

Figura 36. Software Iscom- Electro Oriente S.A.

fuelle: atención al cliente- Electro Oriente S.A.

CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Al finalizar la evaluación del suministro Hospital Regional (MINSA) con los equipos de medición, podemos concluir que existen problemas en la conexión de los bornes en el lado medidor (inversión de corriente de las fases R y S), por lo tanto, existe una gran diferencia entre la potencia consumida y la potencia registrada. Obteniendo todos los datos necesarios para realizar el control de pérdida de energía eléctrica.

Se verificó que el sistema está operando de acuerdo a lo indicado en su placa de diseño:

Tensión: R-S=407V, S-T=406V, T-R=406V, R-N=234V, S-N=234V, T-N=234V.

Potencia: 28.05kW.

Al evaluar la relación de transformación de corriente del lado primario con el lado secundario se concluyó que está operando de acuerdo a lo indicado en placa de cada transformador de corriente (100/5): R=19.97A, S=19.94A, T=20A

Se concluye desde la instalación del sistema hasta que se encontró la falla, la pérdida de energía es mayor que la energía facturada.

6.2 Recomendaciones

La concesionaria eléctrica debe realizar permanentemente planes para la evaluación, reducción de pérdidas no técnicas, análisis de los procesos de contratación, toma de lecturas y facturación.

Al concluir cada trabajo en el sistema de medición se debe dejar seguro(precintado) tanto el medidor como la bornera de medidor.

El conexionado del sistema de medición se debe realizar con los colores estandarizados por la Norma Técnica Peruana para evitar errores comunes y frecuentes.

Recordar al personal directivo, administrativo y técnico que es su responsabilidad y obligación cuidar los intereses de la empresa. Por eso se recomienda que, si no hay una concientización por parte de ellos, aunque la Empresa invierta bastante dinero en tratar de reducir sus pérdidas no técnicas no habrá un resultado positivo al pasar el tiempo.

ELECTRO ORIENTE S.A. ha perdido gran cantidad de dinero por la pérdida no técnica de energía eléctrica en el cliente antes mencionado, al igual que en otros clientes puede ocurrir lo mismo por eso es importante que se implante un plan piloto: personal técnico con experiencia, confianza con su personal, implementación de nuevas tecnologías en el área, capacitación de personal.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aliaga, R. (2005). "OPTIMIZACION DE COSTOS EN LA FACTURACION ELECTRICA APLICADOS A LA PEQUEÑA Y MICRO EMPRESA BASADOS EN UNA CORRECTA APLICACIÓN DEL MARCO REGULATORIO Y LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU REGLAMENTO. DL 25844 – DS 093-2003". (*Tesis de pregrado*).
Obtenido de <https://docplayer.es/2609937-Universidad-nacional-de-ingenieria.html>
- Aravena, O. (2009). *Proyecto control pérdidas de energía grupo SAESA*. [Tesis de maestría, Universidad de Chile].
- Camacho, E. (2014). "ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN VILLAHERMOSA". (*Tesis de pregrado*).
- Cañar, S. (2007). "CÁLCULO DETALLADO DE PERDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN APLICADO AL ALIMENTADOR UNIVERSIDAD PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.". (*Tesis de pregrado*). Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4217/1/CD-0926.pdf>
- CENS. (2020). *SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA*. Obtenido de <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%206/CAPITULO-6-Sistemas-de-Medicion-de-Energia-CNS-NT-06.pdf?ver=2020-11-12>
- Creg038-2014.pdf. (7). *Resolucion CREG*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e/\\$FILE/Creg038-2014.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e/$FILE/Creg038-2014.pdf)
- DGE. (2018). *Norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica"*. Obtenido de <https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/ayuda/normas-legales/Norma%20de%20Reintegros%20y%20Recuperos%20de%20Energ%C3%ADa%20El%C3%A9ctrica%20-%20Resoluci%C3%B3n%20Ministerial%20Nro%20571-2006-MEM%20DM.pdf>

- Diaz, L., Torruco, U., Martinez, M., & Varela, M. (2015). *La entrevista, recurso flexible y dinámico*. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/3497/349733228009.pdf>
- Diaz, Y. (2016). "METODOLOGÍA PARA REVISIÓN EN TERRENO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA INDIRECTA Y SEMIDIRECTA DE ENERGÍA". (*Tesis de pregrado*). Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/84108759.pdf>
- Geiico. (2012). *SOLUCIONES*. Obtenido de http://www.geiico.com.co/soluciones_geiico/
- Heredia, D. (2013). *DESARROLLO DE UNA GUÍA ENFOCADA A MEDIDORES DE ENERGÍA Y CONEXIONES DE MEDIDORES*. (*Tesis de pregrado*). Obtenido de <https://core.ac.uk/reader/71397220>
- Jiménez, R., Serebrisky, T., & Mercado, J. (2014). *Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe*. Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/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>
- MEM. (2006). *NORMA DGE "REINTEGROS Y RECUPEROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA"*. Obtenido de <https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/ayuda/normas-legales/Norma%20de%20Reintegros%20y%20Recuperos%20de%20Energ%C3%ADa%20El%C3%A9ctrica%20-%20Resoluci%C3%B3n%20Ministerial%20Nro%20571-2006-MEM%20DM.pdf>
- MTE. (2007). *PWS 2.3 PLUS*. Obtenido de https://www.testequipmentconnection.com/specs/PWS_2_3_PLUS_english.pdf
- OSINERGMIN. (2012). *El aporte de OSINERGMIN a la investigación sobre la problemática del sector energético y minero*. Oficina de Estudios Económicos - OEE.
- OSINERMING. (2011). *LA MEDICION ELECTRONICA DE LA ENERGIA. FORO REGIONAL "EL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD EN LA REGIÓN ICA – PROBLEMÁTICA Y SOLUCIONES"*, 08.
- PowerQ4 MI 2592 . (2021). *PowerQ4 MI 2592 Manual de funcionamiento*. Obtenido de <https://vdocuments.mx/documents/manual-2592-spa.html>

- RAUL JIMENEZ, T. S. (2014). Recuperado el 08 de 08 de 2017, de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6689/Energía-Perdida.pdf>
- renovetec. (sf). *SISTEMAS ELÉCTRICOS*. Obtenido de <http://www.cicloscombinados.com/sistemaaltatension.html>
- reporteroindustrial. (2012). *ANALIZADOR DE CALIDAD DE POTENCIA PARA REDES INDUSTRIALES, MI 2792*. Obtenido de <https://www.reporteroindustrial.com/temas/Analizador-de-calidad-de-potencia-para-redes-industriales,-MI-2792+10086507>
- Romero, D., & Lopez, A. (2010). *Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia*. Obtenido de <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172>
- Sierra Bravo , R. (1994). *Técnicas de Investigación Social teoría y ejercicios* . Printed in Spain.
- Tamayo Pacheco, J. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Printed in Perú.
- TDEM. (2016). *PAUTAS PARA EFECTUAR UNA INSTALACION E INSPECCION INTEGRAL EFECTIVA*. Lima.
- Volnort. (2014). *Pinza Multimetrica*. Obtenido de <https://www.volnort.com/files/files/FICHA%20TECNICA%20PINZA%20AMPERIMETRIC A.pdf>

ANEXOS.

ANEXO A:

Preguntas realizadas en la encuesta

Las preguntas de la encuesta fueron 07 y se realizó a 12 personas, las cuales se describen a continuación:

1. ¿Qué es Pérdidas No Técnicas De Energía eléctrica?

ALTERNATIVA	RESULTADO	(%)
Si	9	75.00
No	3	25.00
TOTAL	12	100.00

Tabla N° 1 *Programas Implementados Para Disminuir Las Pnt.*

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El 75% manifestaron que (SI) saben la definición de pérdidas no técnicas de energía eléctrica, ya que la concesionaria tiene un área de control de pérdidas; pero lo que no cuentan con la implementación de equipos necesarios para llevar a cabo dichos trabajos.

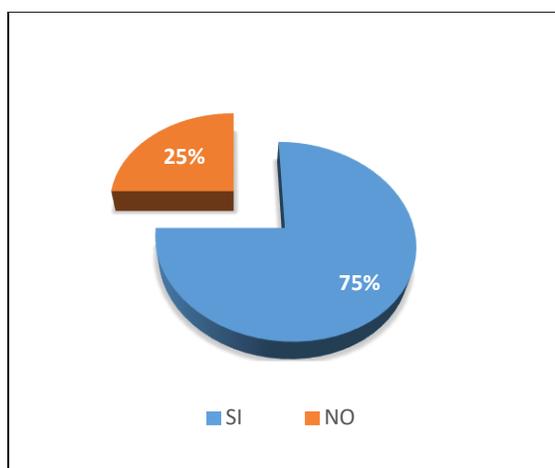


Figura N° 1 *Programas Implementados Para Disminuir Las Pnt*

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

2. ¿Cree usted que el método instantáneo para el control de energía es el adecuado?

ALTERNATIVA	RESULTADO	(%)
Adecuado	10	83,4
No es adecuado	2	16,6
TOTAL	12	100.00

Tabla N° 2 *Método Para Aplicar En El Control De Pnt*

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

De los entrevistados el 83,4 % manifiestan que el método planteado es adecuado para el control de pérdidas de energía, ya que será el valor real de la energía consumida en ese instante y no podrá ser manipulada en el transcurso de un tiempo establecido por otros métodos, El 16.6% manifiestan que sería mejor realizar el método de recopilar la información en un período determinado utilizado con frecuencia en las concesionarias de distribución eléctrica.

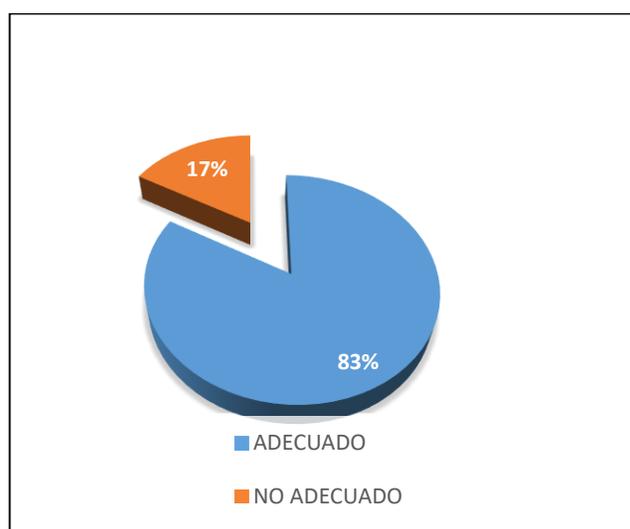


Figura N° 2 Método Para Aplicar En El Control De Pnt.

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

3. ¿Cuáles son para usted las causas principales de las Pérdidas No Técnicas De Energía Eléctrica?

Con participaciones verbales algunos entrevistados respondieron:

Difundir las normas y leyes que sancionen el hurto de energía eléctrica.

Falta de campaña publicitaria de lo que puede ocurrir si inciden al delito.

No existen nuevas metodologías al alcance para detectar las fallas para que se determine si en realidad es robo de energía eléctrica.

Falta de compromiso por parte del personal que laboran en la empresa.

Falta de control en la zona rural.

Falta de una comunicación fluida y directa de la empresa con la sociedad.

Falta de conciencia social.

Los entrevistados coinciden que las causas principales para que haya Pérdidas No Técnicas De Energía se deben a la falta de mejoramiento y actualización de equipos de medición, ya que con el incremento de la sociedad surgen nuevos procedimientos y técnicas de hurto de energía.

4. ¿Cómo afecta a la concesionaria ELECTRO ORIENTE S.A. las Pérdidas No Técnicas De Energía Eléctrica?

Los consultados manifiestan que existen grandes pérdidas económicas al no existir un debido control de las pérdidas de energía.

5. ¿Cuáles son las fallas más comunes encontradas en los clientes?

De los técnicos presentes nos manifestaron que las fallas más frecuentes de los usuarios son:

Manipulación de los equipos de medición.

Medidores dañados y que no registran consumo.

Por conexiones directas

Incumplimientos del contrato de concesión.

Lecturas mal tomadas.

6. ¿Existe complicidad del personal de la concesionaria (administrativo, técnico) con los usuarios de acciones ilícitas ya sea por beneficio propio o de terceros perjudicando

económicamente a la empresa?

ALTERNATIVA	RESULTADO	(%)
Si existe	6	50.00
No existe	6	50.00
TOTAL	12	100.00

Tabla N° 3 *Encubrimiento De Acciones Ilícitas*

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El 50% de los entrevistados manifestaron que (SI) existen complicidad de acciones ilícitas y el 50% (NO). Destacando que se ha reducido los casos de encubrimientos por acciones ilícitas por temor a ser despedidos.

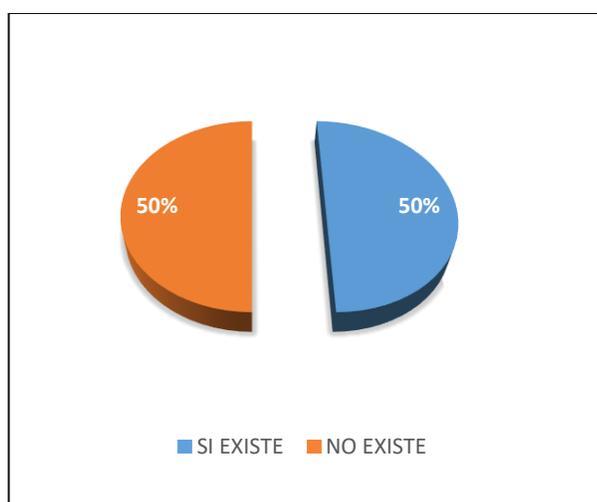


Figura N° 3 *Encubrimiento De Acciones Ilícitas*

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

8.1.1 Resultados de la encuesta.

Los resultados obtenidos de las entrevistas se pueden apreciar resumidos en la siguiente tabla.

OPCION	RESPUESTA		PORCENTAJE	
	SI	NO	SI	NO
PREGUNTA 1	9	3	75%	25%
PREGUNTA 2	10	2	83%	17%
PREGUNTA 3	-	-	-	-
PREGUNTA 4	-	-	-	-
PREGUNTA 5	-	-	-	-
PREGUNTA 6	6	6	50%	50%

Tabla N° 4 Resultado De La Entrevista Realizada

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

ANEXO B: CARTA DE AVISO PREVIO



" Año de la consolidación del Mar de Grau"

Moyobamba, 10 de junio del 2016

CIEEC N° 0301-2016

SEÑOR:
ING. HUGO MUCHA TINOCO
GERENTE REGIONAL DE ELECTRO ORIENTE S.A. – SAN MARTIN

ATENCION:

JEFE SS. EE. MOYOBAMBA

ASUNTO : INORME DE INTERVENCION DEL SUMINISTRO 210729402.

REF. : 1) CONTRATO N° G-177-2015

De nuestra mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo cordialmente y a la vez comunicarle que estamos presentando el informe de intervención del suministro 210729402, para los fines correspondientes.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle las muestras de mi especial deferencia y estima personal.

Atentamente.

Eduardo Rodas Romero
Gerente General



CIEEC

LA INGENIERIA A SU SERVICIO

INFORME TÉCNICO

1. DATOS DEL USUARIO:

Suministro N° : 210729402
 Titular del suministro : DIRECCION SUBREGIONAL DE SALUD ALTO MAYO.
 Dirección : CRT. BAÑOS TERMALES Km 1.5
 Tarifa : BT5A
 Irregularidad detectada : Error en la instalación del sistema de medición (causal III)

2. OBJETO DEL INFORME:

Informar los resultados de la intervención del suministro 210729402, cliente DIRECCION SUBREGIONAL DE SALUD ALTO MAYO.

3. DE LA INTERVENCION REALIZADA:

- Se ha detectado error en la instalación del sistema de medición. Las señales de corriente de la fase R y S se encontraban invertidos. Señal de corriente de la fase R estaba conectado en la bornera de la fase S del medidor, y la señal de corriente de la fase S estaba conectado en la bornera de la fase R del medidor.

4. CONCLUSIONES:

- Se ha detectado error en la instalación del sistema de medición.
- De conformidad a la norma DGE "Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica", RM N° 571-2006-MEM/DM, causal iii) Error en la instalación del sistema de medición; se recomienda realizarle el recuperop de energía eléctrica al cliente.

5. ANEXOS:

- Aviso previo, Acta de intervencion, diagrama de conexiones, Panel fotografico y certificados de calibración de los equipos utilizados.

Moyobamba, 10 de junio del 2016

Ing. Julio Arias Cordova
 Supervisor

ANEXO C: CONSTANCIA DE INTERVENCIÓN

	CODIGO	PGCO - 005 - F002
	VERSION	01
	FECHA	13 / 02 / 2013

CONSTANCIA DE AVISO PREVIO DE INTERVENCIÓN

Suministro N° 210729402 N° 000035

Titular DIRECCION SUB REGIONAL DE SALUD ALTOPIÑA FECHA DE NOTIFICACION:

04	06	16
----	----	----

Dirección de Predio CRT BAÑOS TERMALES Km.15.

En cumplimiento de las disposiciones establecidas en :

- * El artículo 171º del reglamento de la ley de Conexiones Eléctricas - D.S. N° 009 - 93EM
- * El numeral 7.1 de la Norma DGE " Reintegros Y Recuperos de Energía Eléctrica "

hacemos de su conocimiento que nuestra empresa ha considerado efectuar lo siguiente :

- * Evaluación general de la conexión eléctrica
- * Evaluación general del sistema de medición

La misma que se realizará :

* Fecha

04-06-16

* Hora

08:58

Siendo esto así, le agradeceremos brindar las facilidades del caso a nuestro personal que ejecutará dichas actividades no sin antes informarle que usted podrá estar presente durante la ejecución de dicha evaluación.

Atentamente


 Personal Técnico de Electro Oriente S.A.
 Apellidos y Nombres :
 D.N.I. N° :

CARGO DE RECEPCIÓN
Nombres y Apellidos : <u>Luis Javier Díaz Núñez</u>
D.N.I. N° : <u>42521960</u>
Relación con el Titular : <u>Administrador</u>
Fecha de Recepción : <u>04-06-16</u>
Hora de Recepción : <u>11:22 am</u>


 MINISTERIO DE SALUD
 HOSPITAL EL MOTOBAMBA
 Lic. Luis Javier Díaz Núñez
 FIRMA TÉCNICA SUBREGIONAL

Importante Firmar solo si este aviso se realiza antes de la intervención.

INFORME DE INTERVENCIÓN DE SUMINISTROS										N°			
										DIA	MES	AÑO	
1. DATOS GENERALES		Suministro	210729402 O.T.				Fecha	07	06	16	Hora Inicio	08:58	
		Nombre	DIRECCION SUBREGIONAL DE SALUD NRO MAYO				Hora Final	11:14					
		Dirección	CRP-BANOS TERMALES Km.1.5.			Distrito	MOYABAMBA						
2. EQUIPO DE MEDICION													
Datos del Medidor Electrónico		Tipo de suministro		Nivel de tensión		Mediciones en el Patrón de energía			Verificación de la Potencia registrada				
Marca	ITRON		<input type="checkbox"/> Monofásico	<input type="checkbox"/> 220 V	<input checked="" type="checkbox"/> Trifásico	<input checked="" type="checkbox"/> 380 V	Tensiones			Parámetro	Patrón	Medidor/Anali.	D
Modelo	SENTINEL		<input checked="" type="checkbox"/> Tipo acometida	<input type="checkbox"/> 10 KV	<input type="checkbox"/> Aérea	<input type="checkbox"/> 13.2 KV	R-S: 407	R-N: 234	[KW]	28.86	30.0	0.	
Serie	9028962		<input type="checkbox"/> Subterránea	<input type="checkbox"/> 22.9 KV	<input type="checkbox"/> Mixta	<input type="checkbox"/>	S-T: 406	S-N: 234	[KVar]	9.53	10.65	1.1	
Año de fabricación	2004						T-R: 406	T-N: 234	[FP]	0.94	0.93	0.	
Clase de precisión	0.2						Corrientes			Verificación precisión del medidor (Error %)			
Fase	1F 3F <input checked="" type="checkbox"/>						R	1.46	S	1.14	% In		
Frec.	2 3 4 <input checked="" type="checkbox"/>						T	2.32	N		Pulsos	7	
Consumo	1.8						Posee Memoria: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>			COS φ			0.74
Rango Corriente	min: 5 max: 20						Vector			Error 1	0.078%		
Rango Tensión	120-480									Error 2	0.074%		
Estados del Medidor Electrónico		Sistema de Medición		Desfase de Hora		Medidor		Real		Difer.			
2.	9. 7240.68		<input checked="" type="checkbox"/> Baja tensión	<input type="checkbox"/> Directa									
3.	10. 2400.37		<input type="checkbox"/> Media tensión	<input checked="" type="checkbox"/> Indirecta									
4. 2481.28	11. 5725.04												
5. 5628.09	12. 0.413												
6. 0.294	13. 6848.32												
7. 6852.18	13. 0.562												
8. 0.317	14. 2246.34												
OBS.		MED-PAT: 9.7V											
		FAB: JUNIO 2007											
3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS													
Tipo de tramos de medición		Transf. de Potencia (En bases de entrega en MT y medición en BT)											
PT-CT	<input checked="" type="checkbox"/>		Marca	J.T. ELECTRIC S.A.C		Modelo	T3D1						
Transform.			Serie	500732		Potencia	100 KVA						
Descripción		Transformadores de corriente			Transformadores de tensión								
Marca	CIRCUITOR		T1 / Traf. 1	T2	T3	T1 / Traf. 1	T2	T3					
Modelo	TA100B												
Serie N°	5061305372												
Año de Fabr.													
Clase Precisión	0.5		0.5	0.5									
Rel. Transf.	100/5		100/5	100/5									
Relatividad													
P. (A)	20.6		47.4	48.9									
I. (A)	1.532		2.376	2.440									
I ₁ /I ₂	19.97		19.94	20.0									
PRECINTOS		Bastido		Instalado		Existente		Factor de Medición					
I	Serie							Prim.	1				
	Tipo							Sec.	-				
II	Serie							Prim.	100				
	Tipo							Sec.	5				
III	Serie							Factor de transformación		1			
	Tipo							FACTOR TOTAL		20			
OBS.: • Se dejó corregido													
• Se detectó error en la instalación del sistema de medición, las señales de fases R y S estaban invertidas.													
De conformidad a la norma DGE: "Reintegro y recupero de energía eléctrica" RM N° 571-2006-MEM/DM, se aplicará el causal (i) error en la instalación del sistema de medición. Se procederá al recupero de energía.													
Mantenimiento de Transformador de Potencia													
Mantenimiento de transformadores combinados tensión - corriente													
Reprogramación de medidor electrónico													
Elementos que requieren Normalización													
Elemento		Instalar	Cambiar	Reemplazar	Revisable	Prevenir	Elemento		Instalar	Cambiar	Reemplazar		
Caja de medidor							Caja de CT						
Medidor							Cable de control						
Transform.							Accesorios						
PT - CT							Cable CT en tapa						
Oscilosc.							CT - PT sin tapa barrera						
Pulsos							Transformador de alta tensión						
Muestra							Series Bornas rates						
							Serie reset rate						
							Sello capata rate						
Otras actividades de normalización propuesta													
Principales Observaciones													
Tramo medid.		Interno en:	Cajeta ()	Muro ()	Poste ()								
		Externo en:	Parad ()	Muro ()	Poste (<input checked="" type="checkbox"/>)								
Medidor		Interno en:	Cajeta ()	Muro ()	Poste ()								
		Externo en:	Parad ()	Muro (<input checked="" type="checkbox"/>)	Poste ()								
Cable		Particular ()	Del concesionario ()			No tiene ()							
Circuito secundario con tramo empotrado													
Cumplimiento de lo dispuesto en el DS 571-2006-MEM/DM													
Se adjunta Diagrama Eléctrico/Mecánico N°													
Se tomó las vistas fotográficas a color y fechadas													
Cliente facilitó levantamiento o inventario de carga instalada													
Se realizó conste de servicio eléctrico del suministro													
Actividades realizadas													
Revisión integral de suministro													
Detección de irregularidad en acometida o sistema de medición													
Reprogramación de medidor													
AUTORIDAD INTERVENIENTE		ELECTRO ORIENTE S.A.		CONTRATISTA		FERNANDEZ ANDRÉS MARC							
Nombre		GIA NICOLLE BILLOHO-JAM		Nombre		FERNANDEZ ANDRÉS MARC							
Dni		45967207		Dni		4737303							
Cargo		ING. M.C. - Elct.		Cargo		SUPERVISOR							



MINISTERIO DE SALUD
HOSPITAL N° 4 MOYABAMBA
Director Pareda Sergio
MEDICO MEDICATA
C.M.P. 18344 R.N.E. 03791
DIRECTOR

Nombre: GIA NICOLLE BILLOHO-JAM
Dni: 45967207
Cargo: ING. M.C. - Elct.

Nombre: FERNANDEZ ANDRÉS MARC
Dni: 4737303
Cargo: SUPERVISOR

DIAGRAMA DE CONEXIÓN MECÁNICA Y/O ELÉCTRICA

En cumplimiento de la Norma DGE Reintegros y Recuperos de Energía Eléctrica. RM N° 571 - 2006 MEM/DM

Suministro N° 210 72 94 02 Cliente: DIRECCIÓN SUBREGIONAL DE SALUD ALTO MAYO

Acta de Intervención Técnica N° Fecha: 04 / 06 / 16

DIAGRAMA DE CONEXIÓN MECÁNICA Y/O ELÉCTRICA ENCONTRADO

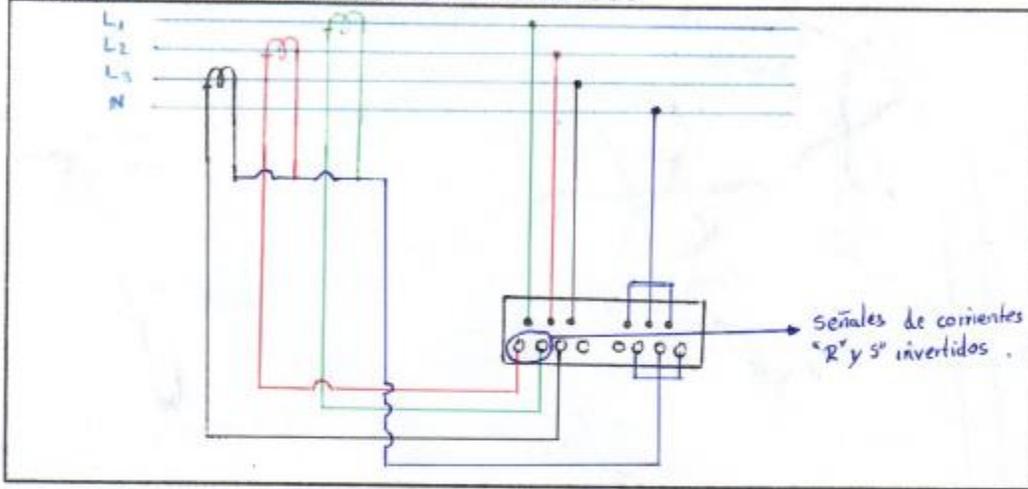
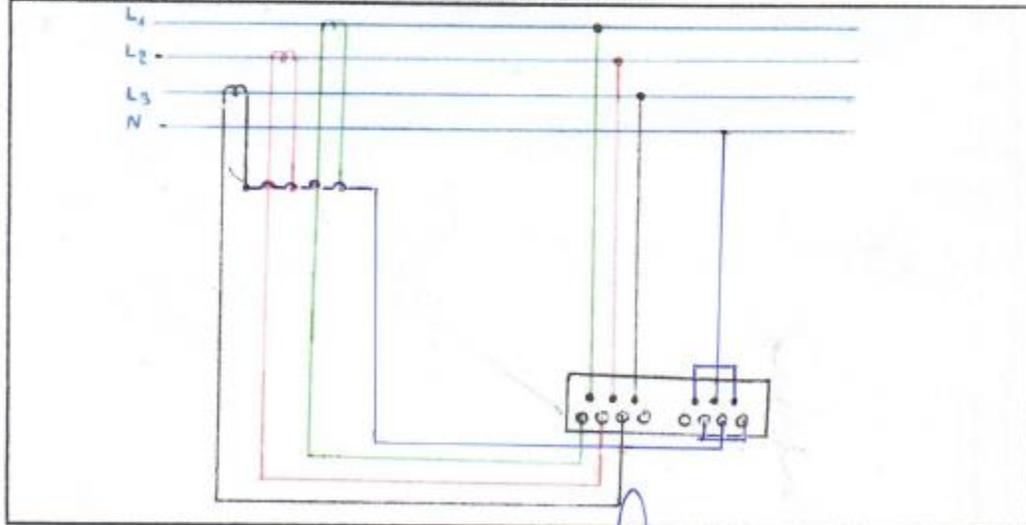


DIAGRAMA DE CONEXIÓN MECÁNICA Y/O ELÉCTRICA NORMALIZADO



POR EL CLIENTE: **MINISTERIO DE SALUD HOSPITAL II - MOYOBAMBA**
 Nombre: Dr. Héctor Pereda Serna
 MEDICO PEDIATRA
 CMP. 10996 RNE. 03721
 DIRECTOR

ELECTRO ORIENTA S.A.
 Nombre: Gerónimo Barrios

CONTRATISTA:
 Nombre: FERNANDEZ EDUARD MALLIN

ANEXO D: INFORME DE RECUPERO**Sum. 210729402**

DIRECCION SUBREGIONAL DE SALUD ALTO
MAYO
CRT. BAÑOS TERMALES Km 1.5

INFORMACION COMERCIAL

1	PORTENCIA CONTRATADA	
2	SERIE DE MEDIDOR	90089963
3	MARCA DE MEDIDOR	ITRON
4	FACTOR DE MEDIDOR	20
5	RADIAL	
6	TARIFA	BT5A
7	TRAFOMIX/CT	CT

PANEL FOTOGRAFICO

Vista panoramica del predio



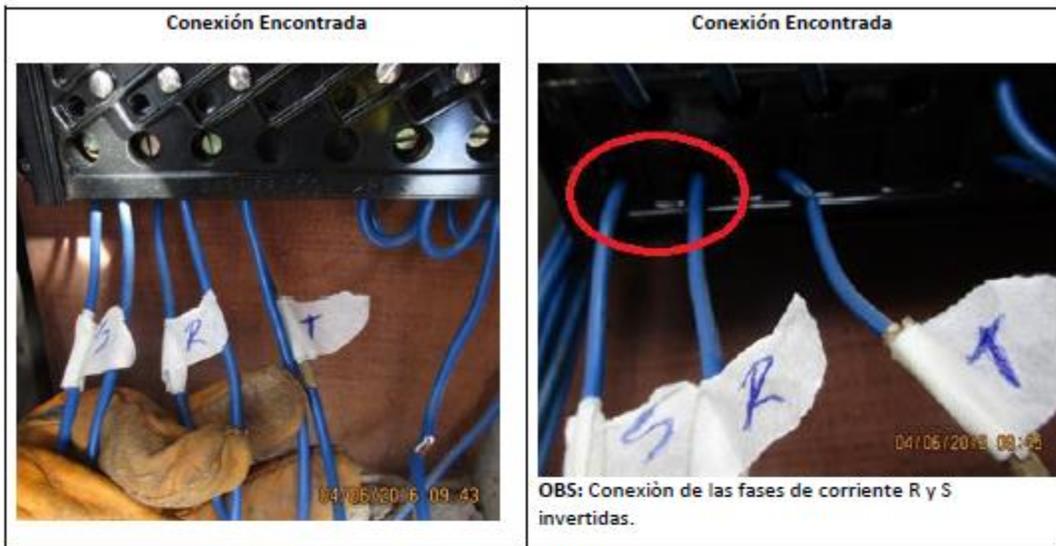
Ubicación del transformador



Ubicación del medidor



UBICACIÓN DE LOS TC'S	
<p>Ubicación de los TC'S</p>  <p>OBS. Transformadores de corriente se encuentran en el tablero de distribución.</p>	<p>Placa característica de los TC'S</p> 
<p>Caja porta medidor</p> 	<p>Medidor</p> 



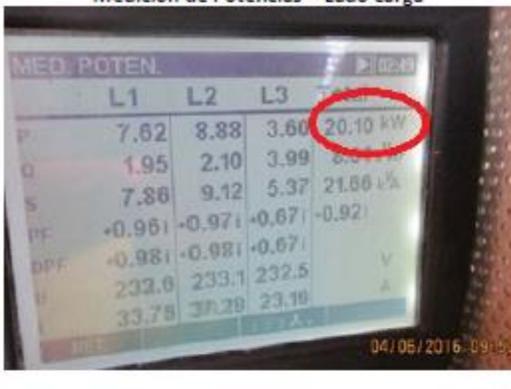
Medición de parámetros eléctricos – lado secundario

AUT		A P		UI φ	
U ₁ : 230.8 V	U ₂ : 400.4 V	U ₁₂ : 401.6 V	U ₁₃ : 401.0 V	U ₁ : 131.97°	φ ₁₂ : 162.01°
U ₂ : 231.6 V	U ₃ : 401.6 V	U ₂₃ : 401.0 V	U ₃₁ : 401.0 V	φ ₂₃ : 287.98°	φ ₃₁ : 16.05°
U ₃ : 232.2 V	U ₃₂ : 401.0 V	U ₃₁ : 401.0 V	U ₃₂ : 401.0 V	φ ₃₂ : 131.97°	φ ₃₁ : 287.98°
I ₁ : 1.920 A	φ ₁₂ : 162.01°	φ ₂₃ : 345.96°	φ ₃₁ : 16.05°	PF ₁₂ : -0.669	PF ₂₃ : 0.292
I ₂ : 1.178 A	φ ₂₃ : 345.96°	PF ₃₁ : 0.961	φ ₃₂ : 120.04°	φ ₃₁ : 119.67°	φ ₃₂ : 207.74°
I ₃ : 1.229 A	φ ₃₁ : 16.05°	φ ₃₂ : 120.04°	φ ₃₁ : 119.67°	φ ₃₂ : 207.74°	φ ₃₁ : 236.20°
PF: 0.349	f: 59.99 Hz				

Medición de parámetros eléctricos – lado primario

AUT		A P		UI φ	
U ₁ : 231.8 V	U ₂ : 402.0 V	U ₁₂ : 401.7 V	U ₁₃ : 402.0 V	I ₁ : 37.20 A	φ ₁₂ : 161.41°
U ₂ : 232.1 V	U ₃ : 401.7 V	U ₂₃ : 402.0 V	U ₃₁ : 402.0 V	I ₂ : 24.88 A	φ ₂₃ : 339.57°
U ₃ : 232.2 V	U ₃₂ : 402.0 V	U ₃₁ : 402.0 V	U ₃₂ : 402.0 V	I ₃ : 32.12 A	φ ₃₁ : 131.47°
φ ₁₂ : 131.47°	PF ₁₂ : -0.662	φ ₂₃ : 287.34°	PF ₂₃ : 0.200	φ ₃₁ : 120.15°	φ ₃₂ : 276.03°
φ ₂₃ : 287.34°	PF ₃₁ : 0.986	φ ₃₁ : 119.94°	φ ₃₂ : 202.17°	φ ₃₂ : 119.94°	φ ₃₁ : 241.80°
φ ₃₁ : 9.57°	φ ₃₂ : 120.15°	φ ₃₁ : 119.90°	φ ₃₂ : 241.80°	PF: 0.806	f: 60.01 Hz

COMPARACION DE POTENCIAS

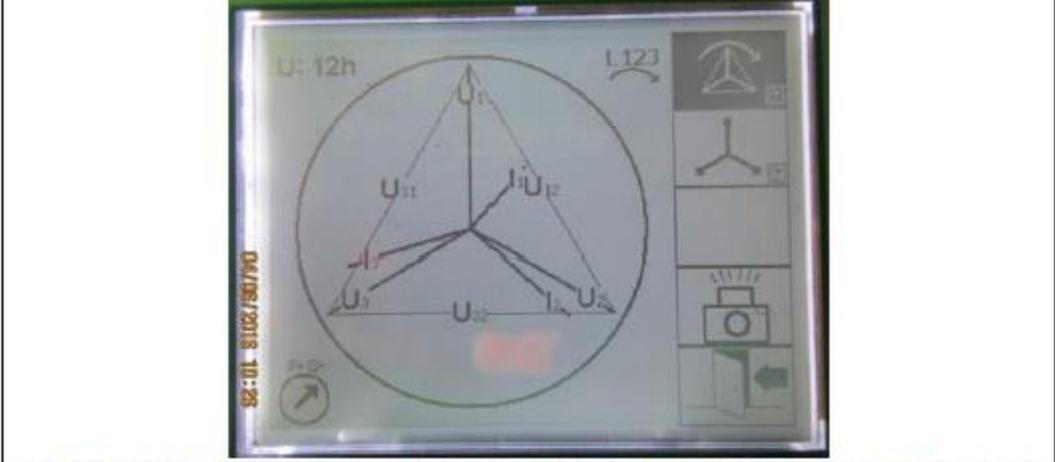
Medicion de Potencias - Lado Medidor	Medicion de Potencias - Lado carga																																								
 <p>P₁: 5.708 kW P₂: 1115 W P₃: 7.672 kW P_Σ: 3.079 kW Q₁: 6.560 kvar Q₂: -5.976 kvar Q₃: 1.569 kvar Q_Σ: 2.153 kvar S₁: 8.696 kVA S₂: 6.079 kVA S₃: 7.831 kVA S_Σ: 3.757 kVA PF: -0.656 PF: 0.183 PF: 0.980 PF: 0.820 f: 59.97</p>	 <table border="1"><thead><tr><th>MED. POTEN.</th><th>L1</th><th>L2</th><th>L3</th><th>P_Σ</th></tr></thead><tbody><tr><td>P</td><td>7.62</td><td>8.88</td><td>3.60</td><td>20.10 kW</td></tr><tr><td>Q</td><td>1.95</td><td>2.10</td><td>3.99</td><td>21.06 kVA</td></tr><tr><td>S</td><td>7.86</td><td>9.12</td><td>5.37</td><td>21.06 kVA</td></tr><tr><td>PF</td><td>-0.961</td><td>-0.971</td><td>-0.671</td><td>-0.921</td></tr><tr><td>DPF</td><td>-0.981</td><td>-0.981</td><td>-0.671</td><td></td></tr><tr><td>U</td><td>232.0</td><td>233.1</td><td>232.5</td><td>V</td></tr><tr><td>I</td><td>33.78</td><td>37.28</td><td>23.16</td><td>A</td></tr></tbody></table>	MED. POTEN.	L1	L2	L3	P _Σ	P	7.62	8.88	3.60	20.10 kW	Q	1.95	2.10	3.99	21.06 kVA	S	7.86	9.12	5.37	21.06 kVA	PF	-0.961	-0.971	-0.671	-0.921	DPF	-0.981	-0.981	-0.671		U	232.0	233.1	232.5	V	I	33.78	37.28	23.16	A
MED. POTEN.	L1	L2	L3	P _Σ																																					
P	7.62	8.88	3.60	20.10 kW																																					
Q	1.95	2.10	3.99	21.06 kVA																																					
S	7.86	9.12	5.37	21.06 kVA																																					
PF	-0.961	-0.971	-0.671	-0.921																																					
DPF	-0.981	-0.981	-0.671																																						
U	232.0	233.1	232.5	V																																					
I	33.78	37.28	23.16	A																																					

Observ.: Lapotencia en el lado medidor (3.079 KW) es menor que la potencia en el lado carga

CORRECCION DE LA CONEXION DE LAS SEÑALES DE CORRIENTE

Bornera de conexión del medidor	Bornera de conexión del medidor
	

Diagrama Fasorial del Sistema de Medición



OBS: El diagrama fasorial muestra que lacorriente I1, I2 e I3 se encuentran correctamente relacionado con sus respectivas tensiones.

Medición de parámetros eléctricos – lado secundario

Medición de parámetros eléctricos – lado primario

COMPARACION DE POTENCIAS DESPUES DE CORREGIDO LA CONEXIÓN DEL MEDIDOR

Medicion de Potencias - Lado Medidor

Medicion de Potencias - Lado carga

Observ.: La potencia en el lado medidor (28.29 KW) es \geq que la potencia en el lado carga (28.05 KW)

VERIFICACION DEL FACTOR DE CORRIENTE

Medicion de la corriente lado Primario: Fase R

Medicion de la corriente lado Secundario: Fase R

Observ.: Factor coregido: $100/5=20$; Factor verificado: $30.6/1.532= 19.97$

<p>Medicion de la corriente lado Primario: Fase S</p> 	<p>Medicion de la corriente lado Secundario: Fase S</p> 
--	---

Observ.: Factor coregido: $100/5=20$; Factor verificado: $47.4/2.376=19.94$

<p>Medicion de la corriente lado Primario: Fase T</p> 	<p>Medicion de la corriente lado Secundario: Fase T</p> 
---	--

Observ.: Factor coregido: $100/5=20$; Factor verificado: $48.9/2.440=20.0$

VERIFICACION DEL ERROR Y BATERIA DEL MEDIDOR

<p>Error del medidor - 1</p> 	<p>Tension de bateria</p> 
---	---



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se ha detectado error en la instalación del sistema de medición. Las señales de corriente de la fase R y S se encontraban invertidos. Señal de corriente de la fase R estaba conectado en la bornera de la fase S del medidor, y la señal de corriente de la fase S estaba conectado en la bornera de la fase R del medidor.
- De conformidad a la norma DGE "Reintegro y Recupero de Energía Eléctrica", RM N° 571-2006-MEM/DM, causal iii) Error en la instalación del sistema de medición; se recomienda efectuarle el recupero de energía eléctrica al cliente.