



**INFORME TÉCNICO Nº DSE - 60 - 2021**

# **SEGURIDAD ENERGÉTICA DE CORTO PLAZO EN ELECTRICIDAD**

**Magdalena del Mar, junio de 2021**

## SEGURIDAD ENERGÉTICA DE CORTO PLAZO EN ELECTRICIDAD

### RESUMEN EJECUTIVO

#### 1. OBJETIVO

Proponer alternativas de solución de corto plazo para la SEGURIDAD ENERGÉTICA DE CORTO PLAZO EN ELECTRICIDAD; en las problemáticas del Margen de Reserva del SEIN, Reserva Fría móvil y Suministro eléctrico en Iquitos, ante los riesgos de indisponibilidad de generación del SEIN (gaseoducto, no hídrico Centro y Sur Este, fenómenos naturales, enlace Tacna-Moquegua), problemáticas de corte de suministro en las instalaciones de Transmisión e indisponibilidad de la generación en Iquitos.

#### 2. PROPUESTA A CORTO PLAZO DEL MARGEN DE RESERVA DEL SEIN

##### **Respecto a la Ley que afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29970).**

En el artículo 1) de dicha Ley, a fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el Ministerio de Energía y Minas, en uso de sus facultades, consideran, entre otros, los siguientes principios:

(...)

*ii) La mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva).*

##### **Respecto al D.S. N° 038-2013-EM (modificado con DS N° 002-2015-EM), Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 29970.**

El artículo N° 3 “incremento de capacidad”, dichos procedimientos nunca se aprobaron.

Por otro lado, conforme consta en la Resolución N° 199-2020-OS/CD, que fija el MRFO (Margen de Reserva Firme Objetivo) de 21.41% desde 01 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025, el MINEM no ha dispuesto las medidas normativas para unificar el MRFO, aprobado por Osinergmin y el Margen de Reserva, aprobado por dicho Ministerio.

##### **Respecto a la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM**

**El artículo N°1 encarga al COES las siguientes obligaciones:** (i) verificar anualmente el cumplimiento del MRFO para los siguientes cuatro años; y en caso resulte necesario, (ii) proponer y sustentar la implementación de nuevas centrales de reserva a fin de garantizar dicho margen.

##### **Respecto a la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM**

Así, mediante la RM N° 130-2021-MINEM/DM, del 01 de mayo de 2021, se fijan los valores de Margen de Reserva del SEIN, para el periodo que se inicia en mayo de 2021 y concluye en abril de 2025.

**MARGEN DE RESERVA DEL SEIN**

**MAYO 2021 - ABRIL 2025**

Periodo	Margen de Reserva
Mayo 2021 – Abril 2022	37,4%
Mayo 2022 – Abril 2023	35,6%
Mayo 2023 – Abril 2024	33,6%
Mayo 2024 – Abril 2025	32,3%

Estas reservas son teóricas y donde están ubicadas?

Sin embargo, estos valores fijados son insuficientes para salvaguardar la seguridad de suministro en el SEIN, puesto que son valores teóricos y no consideran la ubicación de la nueva reserva fría necesaria para cumplir con dicho objetivo.

**Principales riesgos del SEIN:**

- J Indisponibilidad del Gasoducto que suministra Gas Natural a las centrales termoeléctricas.
- J Indisponibilidad Nodo Hídrico Centro (Mantaro, Cerro del Águila)
- J Indisponibilidad Nodo Hídrico Sur Este (San Gabán, Machupicchu, Santa Teresa)
- J Indisponibilidad de enlace Tacna – Moquegua
- J Fenómeno del Niño o Fenómeno de la Niña y periodos de lluvias extremas inusuales: los cuales pueden llegar a producir avenida extrema o sequía que afecta la generación hidroeléctrica al punto de llevar al racionamiento de suministro eléctrico, sino se toman las medidas necesarias.

**Propuesta:**

- J El MRFO debe ser revisado cada año por el COES, conforme a Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM o cuando la demanda crezca en tasas elevadas.
- J El MRFO debe ser por zonas de crecimiento o áreas de demanda.
- J Debe contemplar indisponibilidad de los riesgos indicados.
- J Se requiere reserva fría para Tacna para cubrir la indisponibilidad del enlace Moquegua – Tacna o por pérdida de enlace Centro-sur.
- J Diseño de sistemas eléctricos resilientes por áreas de demanda, ante un evento cada área debe restablecerse en el menor tiempo posible.
- J Se requiere aumentar los sistemas de generación flexibles ante el incremento del porcentaje de penetración de RENC (recursos energéticos no convencionales).

**3. PROPUESTA MARGEN DE RESERVA COMPLEMENTARIO DEL SEIN**

**CRITERIOS DE OPERACIÓN PARA LA RESERVA FRÍA MÓVIL**

Para determinar aproximadamente la capacidad (potencia) de unidades de generación móvil, se ha desarrollado una propuesta para atender en lo posible el suministro de energía eléctrica de los usuarios regulados y asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a las cargas más importantes en caso de falta de suministro por tiempos prolongados, en tanto no sea posible atenderlo a través de la reserva fija (falla en subestaciones, equipos principales que causen racionamiento), estas son:

- Estaciones de bombeo de agua potable y sistemas de desagüe (Electrobombas)
- Hospitales y Centros de Salud
- Alumbrado Público por seguridad

- Otras cargas que debido a su importancia necesiten de energía eléctrica para su desarrollo (centros comerciales; mercados, frigoríficos de alimentos, etc.)

### **NÚMERO Y CAPACIDAD DE GRUPOS ELECTRÓGENOS MÓVILES**

Se considera pertinente **disponer de 239 unidades de reserva fría móvil (41.6 MW) como generación térmica** para cubrir (en horas pico) **el 20% (41.6 MW) de la máxima demanda** de los sistemas eléctricos críticos a nivel nacional y los sistemas eléctricos menores de Electro Oriente.

Se concluye que el promedio del **tiempo necesario para el traslado** de las unidades térmicas móviles en las rutas previstas **es 1.67 horas**. Este tiempo no considera la conexión de los grupos electrógenos en los puntos de suministro. Por lo que es recomendable que las unidades térmicas operen para aquellas interrupciones con una duración por encima de las 2 a 3 horas.

En el caso de los sistemas eléctricos menores de Electro Oriente, se considera que los grupos estarán fijos en las subestaciones de las centrales de generación y por tanto no requieren de un tiempo de traslado para su puesta en operación.

### **COSTO TOTAL DEL PROYECTO**

El costo total incluye la suma de los costos totales de los grupos térmicos, transformadores elevadores (destinados a los grupos térmicos de 0.1 MW y 0.2 MW) y los tracto-camiones y tiene un monto de **34, 8 millones de soles**.

### **POSIBLES FUENTES DE FINANCIAMIENTO PARA LAS EMPRESAS DEL ESTADO**

Las Fuentes de financiamiento son diversas y proponemos a:

- **FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado)**
- **AFLOGM (Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil)**  
Agencia sin accionistas, con miembros del Estado y miembros independientes, especializados en la gestión de la reserva fría móvil para los sistemas eléctricos. Cuya función principal es la obtención de financiamiento externo para garantizar las inversiones en las empresas de distribución del Estado (EDE's) para mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica al usuario final de sistemas críticos frente a una falla por interrupciones del suministro por salida de generación o por racionamiento de suministro eléctrico que produzcan situaciones prolongadas de falta de suministro eléctrico.
- **PROINVERSION (La Agencia de Promoción de la Inversión Privada)**
- **FONIPREL (El Fondo de Promoción a la Inversión Pública Regional y Local)**

### **ELECCIÓN DEL ESQUEMA DEFINITIVO DE CONCESIÓN**

Se tiene que la alternativa "CONCESIÓN", es la alternativa que mejor cumple los siguientes requisitos:

- Su implementación no afecta la calidad de servicio eléctrico brindado a los usuarios, ni conlleva a un incremento de las tarifas finales a los usuarios.
- Su aplicación no implica cambios en la Ley de Concesiones Eléctricas ni en su

reglamento.

- Asegura el suministro eléctrico a las cargas más importantes de los sistemas eléctricos críticos de las empresas distribuidoras del estado, ante fallas prolongadas debido a problemas de confiabilidad en dichos sistemas.
- Alienta a la inversión privada o pública en nuevas instalaciones de generación móvil al tener alternativas que sean consideradas de manera similar, asegurando el retorno de la inversión y una adecuada asignación de costos de operación y mantenimiento.

#### **4. PROPUESTA A CORTO PLAZO DE MEJORA DEL SISTEMA DE IQUITOS**

##### **SISTEMA IQUITOS CIUDAD**

###### **Riesgos principales**

- Indisponibilidad de grupos de generación de Genrent.
- Indisponibilidad de la LT 60 kV Central Nueva-Iquitos.
- Indisponibilidad grupos de generación de ELOR

###### **Propuestas de acciones:**

- ) **Evaluación de la aplicación del mecanismo de compensación de sistemas aislados**, que consiste en Supervisar el cumplimiento de la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobada con Resolución N° 167-2007-OS/CD, con el propósito de verificar el destino y uso de los fondos de compensación a la empresa Genrent Perú SAC (Genrent) y Electro Oriente S.A (ELOR).
- ) **Determinar del grado de confiabilidad del suministro eléctrico a Iquitos**, donde se efectuará la proyección de la cobertura de la demanda, margen de reserva y grado de confiabilidad de las fuentes generadoras e instalaciones asociadas, en función de la proyección de la demanda de potencia y oferta de potencia y energía hasta el año 2025.
- ) **Definir alternativas de afianzamiento para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico para Iquitos.**
- ) **Revisar esquemas de financiamiento para garantizar la confiabilidad del servicio en Iquitos.**

##### **SISTEMAS AISLADOS MENORES**

En base a los últimos eventos suscitados, se constata deficiencia en la atención del suministro eléctrico, donde se presentan sistemas en situación crítica por tener grupos inoperativos, con potencias de generación restringidas o limitadas y no operar en óptimas condiciones. Restricciones del suministro eléctrico por no poseer suficiente margen de reserva o disponibilidad de grupos térmicos, los cuales no cubrieron la máxima demanda del sistema, el mismo que tiene como efecto inmediato el reclamo de la población.

###### **PROPUESTA:**

De acuerdo al informe DSE-SGE-94-2021 remitido al MINEM mediante oficio 147-2021-OS/PRES:

- ) Se debe evaluar el caso de declarar en emergencia por parte del MINEM, los sistemas

eléctricos aislados de ELOR, debido a que ha quedado demostrado las limitaciones de gestión y la tramitología no permite disponer de grupos térmicos con la prontitud requerida y se corre el riesgo de que continúen los inminentes problemas sociales en la zona.

- ) Se debe evaluar una disposición por parte del MINEM, con la finalidad de que establezca directivas para algún mecanismo, para el margen de reserva operativo de los sistemas eléctricos aislados, considerándolo en función a la potencia de los grupos y la cantidad de ellos, de tal forma de poder garantizar e incrementar el nivel de continuidad del servicio, que resulta ser vital aún más para épocas de pandemia que viene atravesando la región.
- ) Resulta necesario y urgente que ELOR realice una implementación de forma general del sistema de protección y puesta a tierra de sus instalaciones de generación, a fin de que éstas no se vean afectadas por fallas en las redes de distribución y descargas atmosféricas en la zona, que en su mayoría afecta la operación de los grupos de generación.
- ) Resulta necesario y urgente que ELOR de manera general realice la gestión de compra de repuestos críticos con mayor celeridad, debido a que los mantenimientos correctivos causan indisponibilidad de los grupos y, por tanto, interrupción del suministro eléctrico mientras son ejecutados.

Otras propuestas:

- ) Renovación del parque de generación de los sistemas aislados menores
- ) Establecer margen de reserva fría de generación por cada sistema aislado
- ) Disponer de repuestos mínimos para garantizar la operatividad de la generación.
- ) Revisar y proponer mejora de los esquemas remunerativos para garantizar la continuidad del servicio en los sistemas aislados menores.

## 5. CONCLUSIONES

### **PROPUESTAS A CORTO PLAZO DEL MARGEN DE RESERVA DEL SEIN**

Ante los riesgos del SEIN sobre la indisponibilidad del Gaseoducto, nodo hídrico Centro (Mantaro, Cerro del Águila), nodo hídrico Sur este (San Gabán, MachuPichu, Santa Teresa), enlace Tacna – Moquegua y fenómeno niño costero, se propone lo siguiente:

- El MR debe ser por zonas de crecimiento o áreas de demanda
- Debe contemplar indisponibilidad de los riesgos indicados
- Se requiere reserva fría para Tacna para cubrir la indisponibilidad del enlace Moquegua – Tacna o por pérdida de enlace Centro-sur
- Diseño de sistemas eléctricos resilientes por áreas de demanda, ante un evento cada área debe restablecerse en el menor tiempo posible.
- Se requiere mayores sistemas de generación flexibles y mayor margen de reserva ante el incremento del porcentaje de penetración de Recurso Energéticos no Convencionales.

### **PROPUESTAS A CORTO PLAZO DE RESERVA FRÍA MOVIL**

- La reserva fría requerida se compone de 239 unidades de reserva fría móvil haciendo un total de 41.6 MW de capacidad necesaria, que incluye costos de unidades de generación,

transformadores y camiones tracto para el traslado respectivo, representa una inversión en soles de S/. 34,846,446.

- Se tiene que la alternativa “CONCESIÓN AL SECTOR PRIVADO”, es la alternativa que mejor cumple los requisitos requeridos para el esquema definitivo de concesión.
- La mejor fuente de financiamiento es la Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil (AFLOGM) puesto que reúne mayores ventajas para la inversión de unidades de generación móvil para el SEIN y SS. AA al ser es una agencia con plena autonomía y especializada en la gestión de la reserva fría móvil para los sistemas eléctricos puesto que tiene un comité especializado para solventar las trabas y/o actual falta de capacidad de los gestores actuales para obtener financiamiento para los sistemas de reserva fría.

### **PROPUESTAS A CORTO PLAZO DE MEJORA DEL SISTEMA DE IQUITOS**

#### **Iquitos Ciudad**

- Supervisar el cumplimiento de la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobada con Resolución N° 167-2007-OS/CD, con el propósito de verificar el destino y uso de los fondos de compensación a la empresa Genrent Perú SAC (Genrent) y Electro Oriente S.A (ELOR).
- Determinar del grado de confiabilidad del suministro eléctrico a Iquitos, donde se efectuará la proyección de la cobertura de la demanda, margen de reserva y grado de confiabilidad de las fuentes generadoras e instalaciones asociadas, en función de la proyección de la demanda de potencia y oferta de potencia y energía hasta el año 2025.
- Definir alternativas de afianzamiento para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico para Iquitos.
- Revisar esquemas de financiamiento para garantizar la confiabilidad del servicio en Iquitos.

#### **Sistemas eléctricos aislados menores**

- Evaluar la declaración en emergencia por parte del MINEM, hacia los sistemas eléctricos aislados de ELOR, por limitaciones de gestión; así como la tramitología que no permite disponer de grupos térmicos con la prontitud requerida corriendo el riesgo de inminentes problemas sociales en la zona.
- Se debe evaluar una disposición por parte del MINEM, con la finalidad de que se establezca directivas para algún mecanismo, para el margen de reserva operativo de los sistemas eléctricos aislados, de tal forma que garantice e incremente el nivel de continuidad del servicio.
- Resulta necesario y urgente que ELOR realice una implementación de forma general del sistema de protección y puesta a tierra de sus instalaciones de generación, a fin de que éstas no se vean afectadas por fallas en las redes de distribución y descargas atmosféricas en la zona, que en su mayoría afecta la operación de los grupos de generación.
- Resulta necesario y urgente que ELOR de manera general realice la gestión de compra de repuestos críticos con mayor celeridad, debido a que los mantenimientos correctivos causan indisponibilidad de los grupos y, por tanto, interrupción del suministro eléctrico

mientras son ejecutados.

- Renovación del parque de generación de los sistemas aislados menores
- Establecer margen de reserva fría de generación por cada sistema aislado
- Disponer de repuestos mínimos para garantizar la operatividad de la generación.
- Revisar y proponer mejora de los esquemas remunerativos para garantizar la continuidad del servicio en los sistemas aislados menores.

## **6. RECOMENDACIONES**

- La determinación precisa de los requerimientos de unidades de generación móvil para el SEIN y SS.AA. deben ser obtenidos de un estudio más específico.
- Se recomienda en un posterior estudio optimizar el tema logístico del transporte de las unidades térmicas móviles mediante el establecimiento de aquellas subestaciones que almacenarán los grupos electrógenos teniendo en cuenta las dimensiones físicas necesarias para permitir el ingreso, posición e instalación de todo el equipo que puede llegar a ser amplio.
- El parque móvil para BT debería ser realizado en otro estudio, en donde se tome en cuenta los planes de contingencia de las distribuidoras, respecto a la generación de emergencia con que disponen para afrontar siniestros.
- Para la determinación más precisa de la mejor fuente de financiamiento para la inversión de unidades de generación móvil para el SEIN y SS. AA. se deben realizar estudios más específicos al respecto. Sin embargo, la alternativa que tiene la mejor fuente de financiamiento, es la Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil (AFLOGM) por ser una agencia especializada en el tema y con experiencia en licitaciones de reserva fría móvil.

Magdalena del Mar, junio de 2021

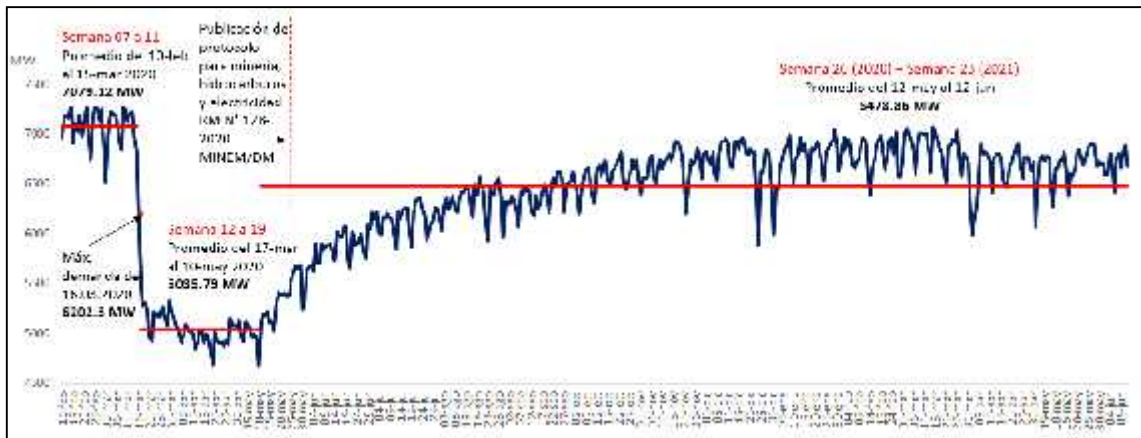
## ÍNDICE

1	OBJETIVO .....	1
2	ANTECEDENTES .....	1
3	PROPUESTAS A CORTO PLAZO DEL MARGEN DE RESERVA DEL SEIN .....	9
4	PROPUESTA MARGEN DE RESERVA COMPLEMENTARIO DEL SEIN .....	13
5	PROPUESTA A CORTO PLAZO DE MEJORA DE SISTEMAS DE IQUITOS.....	92
6	CONCLUSIONES .....	99
7	RECOMENDACIONES .....	100



MW, 29% mayor que la demanda promedio durante la semana 12 al 19, tal como se observa en la gráfica.

Figura N° 2: Evolución de la demanda diaria

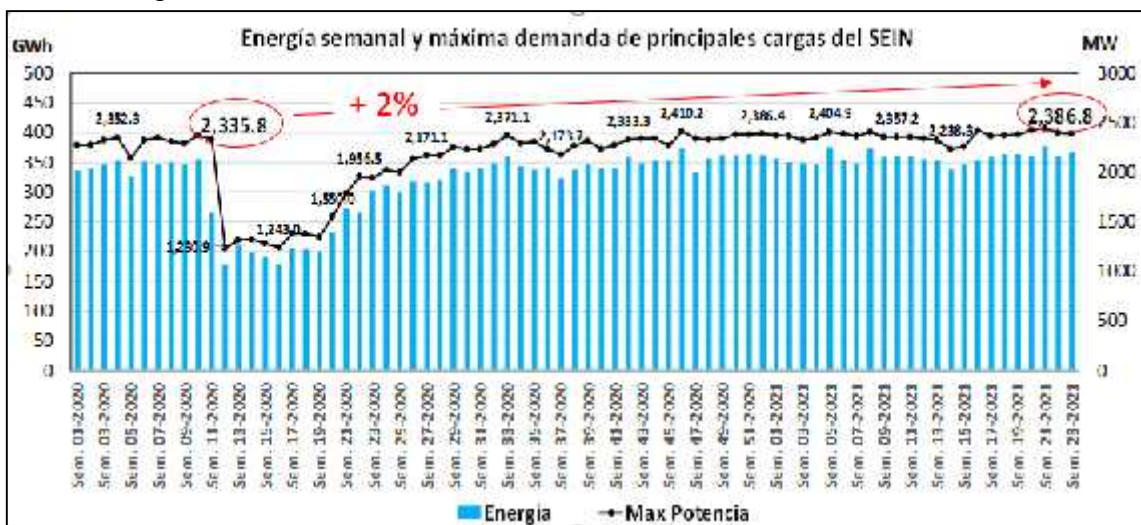


Fuente: Coes, elaborado por DSE-Osinerghmin

### MONITOREO DE LA DEMANDA DE GRANDES CARGAS MINERAS (AL 11.06.2021) DEMANDA A NIVEL SEIN

Al 11 de junio de 2021, se tiene una demanda máxima de 2386.8 MW de las grandes cargas Mineras, un 2% (51 MW) mayor que la demanda registrada al 16.03.2020 de 2335.8 MW.

Figura N° 3: MONITOREO DE LA DEMANDA DE GRANDES CARGAS MINERAS



Fuente Osinerghmin (DSE)

Principales Cargas Mineras	
Sider Perú	Shougang
Cajamarca Norte (Yanacocha+Gold Field)	Southern
Aceros Arequipa	Cerro Verde
Cajamarquilla	Tintaya y Antapaccay
Minera Antamina	Constancia
Toromocho	Las Bambas

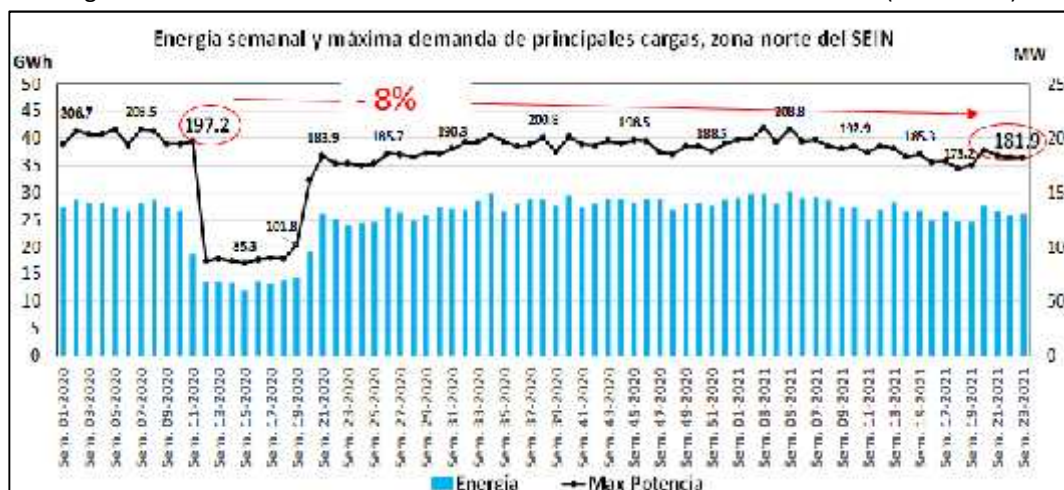
## MONITOREO DE LA DEMANDA DE GRANDES CARGAS MINERAS (AL 11.06.2021)

### DEMANDA ZONA NORTE

Al 11 de junio de 2021, se tuvo una demanda máxima de 181.9 MW de las grandes cargas Mineras del Norte, un 8% (15.3 MW) menor a la demanda registrada al 16.03.2020 de 197.2 MW.

Al 11.06.2021, la Minera Sider Perú registró un incremento de carga del 36% mayor a la registrada al 09.03.2020.

Figura N° 4: MONITOREO DE LA DEMANDA DE GRANDES CARGAS MINERAS (zona norte)



Fuente Osinerghmin (DSE)

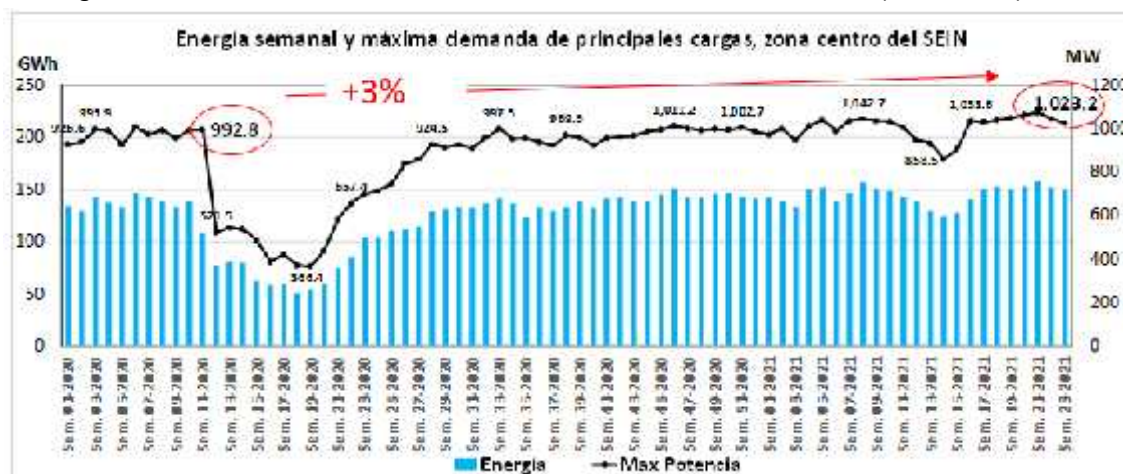
## MONITOREO DE LA DEMANDA DE GRANDES CARGAS MINERAS (AL 11.06.2021)

### DEMANDA ZONA CENTRO

Al 11 de junio de 2021, se tuvo una demanda máxima de 1023.2 MW de las grandes cargas Mineras del Centro, un 3% (30.4 MW) mayor a la demanda registrada al 16.03.2020 de 992.8 MW.

Al 11.06.2021, la Minera Aceros Arequipa registró un incremento de carga de 15%, respecto al 09/03/2020.

Figura N° 5: MONITOREO DE LA DEMANDA DE GRANDES CARGAS MINERAS (zona centro)



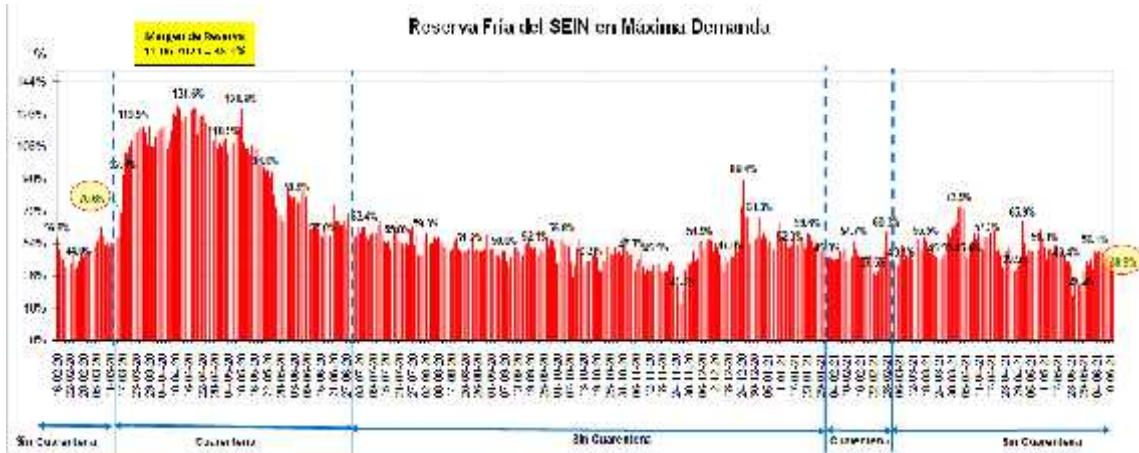
Fuente Osinerghmin (DSE)



**MARGEN DE RESERVA**

El Margen de Reserva del SEIN ha alcanzado el 11/06/2021, un valor de 38.9%.

Figura N° 8: Margen de reserva del SEIN



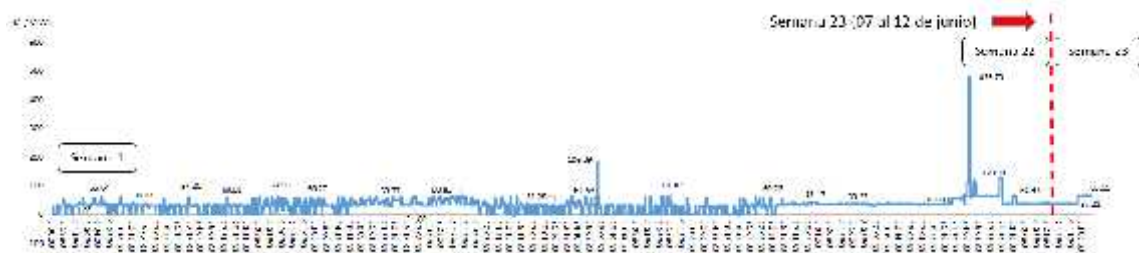
Fuente Osinerghmin (DSE)

**COSTO MARGINAL EN BARRA SANTA ROSA 220 kv (Mes de enero 2021 – junio 2021)**

Durante la semana 23 (del 07 al 12 de junio) el Costo Marginal se mantuvo entre los 30 y 70 soles/MWh durante la mayor parte de la semana, debido a la menor participación en el despacho de centrales térmicas a gas natural y una mayor participación de hidráulicas y renovables no convencionales; todo lo anterior se debió principalmente a:

- ) El estancamiento de la demanda del SEIN a lo largo de casi toda la semana; se experimentó una demanda promedio de 6766.42 MW (semana 23), lo que representó apenas 86 MW más que la semana anterior donde se alcanzó los 6680.42 MW (semana 22), cuando los costos marginales se mantuvieron en el mismo rango de valores.
- ) Participación en el despacho de la TG7 (110 MW) de la C.T. Santa Rosa durante el 11 y 12 de junio, lo cual elevó el costo marginal hasta entre los 60 y 70 soles/MWh, a fin de compensar la poca participación de las hidráulicas debido a que nos encontramos en la época de estiaje.

Figura N° 9: COSTO MARGINAL EN BARRA SANTA ROSA 220 kv



Fuente: Coes, elaborado por DSE-Osinerghmin

### 2.3 RESERVA FRÍA PARA EL SEIN (COES)

Denominación otorgada a la condición de centrales térmicas, cuando el objeto de éstas es asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para enfrentar situaciones de emergencia en el abastecimiento de energía eléctrica, o por eficiencia operativa. Actualmente, la Reserva Fría en el SEIN se remunera por medio de la compensación adicional por seguridad de suministro, de acuerdo a la legislación vigente, mediante el **Artículo 6º del Decreto Legislativo N° 1041** donde se estableció que OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible, **denominándose “compensación por seguridad de suministro”**.

### 2.4 PROYECTO “RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN”

Mediante Decreto de Urgencia N° 121-2009, publicado el 24/12/2009, se declara de necesidad nacional y de ejecución prioritaria en el año 2010 por parte de PROINVERSIÓN, la promoción de la inversión privada para la concesión del proyecto “Reserva Fría e Generación (600 MW)”. Con fecha 28 de enero de 2010 PROINVERSIÓN efectúa la convocatoria del Concurso Público Internacional para entregar en Concesión el Proyecto “Reserva Fría de Generación”; definiéndose por parte del Ministerio de Energía y Minas, la instalación de centrales de generación termoeléctricas duales (diésel y gas natural) nuevas a ubicarse en el norte (Talara, 200 MW), norte medio (Trujillo, 200 MW) y sur (Ilo, 200 MW) del país. Mediante el Informe “Análisis de la Reserva Fría de Generación 2011-2014” de abril del 2010, el Ministerio de Energía y Minas definió la capacidad de generación final de las tres centrales térmicas de Reserva Fría de Generación que permitirá garantizar la oferta en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), las cuales están conformadas por:

- **Planta TALARA (Zona Norte)**, con 200 MW de potencia efectiva (Zona Norte), fue adjudicada a la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) del grupo hispano italiano Endesa, quien se adjudicó la buena pro de la planta de Talara al ofrecer cobrar US\$ 7,815 por megavatio/mes. La POC de la presente planta fue el 13.07.2013.
- **Planta ILO (Zona Sur)**, con 400 MW de potencia efectiva, fue adjudicada a la empresa ENERSUR del grupo Suez (Francia), quien se adjudicó la buena pro de la planta de Ilo con una oferta de \$7,190 por megavatio/mes. Sin embargo, esta planta podría generar hasta aproximadamente 560 MW; frente a ello, ENERSUR presentó una iniciativa privada ante PROINVERSIÓN para añadir 100 MW adicionales a través de un nuevo proceso de concesión, en anticipación al aumento de la demanda prevista de energía. La POC de la presente planta fue el 20.06.2013.
- **Planta TRUJILLO (Zona Norte Medio)**, con 200 MW de Potencia Efectiva, proyecto declarado desierto el 25/11/2010. Asimismo, mediante Resolución Suprema N° 001-2011-EF del 11/01/2011, se ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN en su sesión del 06/01/2011, por el cual se acordó la modificación del Plan de Promoción de la Inversión Privada del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto “Reserva Fría de Generación”, a fin de reemplazar la

Planta de Trujillo por una nueva Planta de 200 MW a ubicarse en la localidad de ETEN, Provincia de Chiclayo, Región Lambayeque.

Mediante Decreto de Urgencia N° 001-2011, publicado el 18.01.2011, y modificado por el Decreto de Urgencia N° 002-2011, publicado el 21.01.2011, se declara de necesidad nacional y ejecución prioritaria por parte de PROINVERSION, los procesos de promoción de la inversión privada vinculados con la concesión de una serie de proyectos. Por ello mediante Oficio N° 044-2011-MEM/VME, de fecha 31.01.2011, el Ministerio de Energía y Minas encarga a PROINVERSION que efectúe la convocatoria y conduzca el o los procesos de licitación para la entrega en concesión de la instalación y operación de las Centrales de Reserva Fría de Iquitos, Pucallpa y Puerto Maldonado, en el marco del Decreto de urgencia N° 001-2011.

- **Planta PUCALLPA**, capacidad de producir entre 35 y 40 MW fue adjudicada a la empresa Consorcio Energías del Perú - Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., quien se adjudicó la buena pro de la C.T. Pucallpa con una oferta de \$9,147.36 por megavatio/mes. Su fecha de Puesto en Operación Comercial fue el 28/07/2016.
- **Planta PUERTO MALDONADO**, capacidad de producir entre 15 y 18 MW fue adjudicada a la empresa Consorcio Energías del Perú - Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., quien se adjudicó la buena pro de la C.T. Puerto Maldonado con una oferta de \$11,718.93 por megavatio/mes. Su fecha de Puesto en Operación Comercial fue el 28/07/2016.
- **Planta IQUITOS**, capacidad de producir 70 MW fue adjudicada a la empresa Genrent del Perú., quien se adjudicó la buena pro de la C.T. Iquitos Nueva con una oferta de \$16,948.00 por megavatio/mes. Su fecha de Puesto en Operación Comercial fue el 20/10/2017.

**Figura N° 10: Reserva Fría**



## 2.5 PROYECTO “NODO ENERGÉTICO DEL SUR”

En aplicación de la Ley N° 29970 – Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el sur del país, el 10 de enero de 2013, mediante R.S. 004-2013-EF se incorporó a PROINVERSION el proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”.

Mediante R.S. 014-2013-EF del 07 de febrero de 2013, se aprobó el Plan de Promoción de la Inversión Privada del Proyecto mencionado en el párrafo precedente.

Este proyecto tiene como objetivo, el diseñar un esquema que promueva la participación de inversionistas privados que se comprometan a diseñar, construir, operar, mantener y financiar plantas de generación termoeléctricas, cumpliendo determinados requisitos técnicos, financieros y legales que serán establecidos en el contrato (capacidad, plazo, entre otros). El Estado de la República del Perú, a través de la Agencia de Promoción de Inversión Privada – PROINVERSIÓN ha convocado a un Concurso Público Internacional para transferir al sector privado el desarrollo del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”, consistente en la construcción de dos plantas termoeléctricas de 500 MW +/- hasta 20% de capacidad cada una (en adelante El Proyecto), como parte del requerimiento total de generación de hasta 2,000 MW; las que deberán estar ubicadas en la costa sur del Perú.

- **Planta ILO**, con capacidad de producir 600 MW, fue adjudicada a la empresa ENERSUR S.A., quien se adjudicó la buena pro de la C.T. Ilo 4 con una oferta de \$5,750 por megavatio/mes. Su fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 22/10/2016.
- **Planta PUERTO BRAVO**, con capacidad de producir 600 MW, fue adjudicada a la empresa SAMAY I S.A. quien se adjudicó la buena pro de la C.T. Puerto Bravo con una oferta de \$6,899.36 por megavatio/mes. Su fecha de Puesta en Operación Comercial fue el 26/05/2016.

Figura N° 11. Nodo Energético del Sur



### 3 PROPUESTAS A CORTO PLAZO DEL MARGEN DE RESERVA DEL SEIN

#### **Respecto a la Ley que afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29970).**

En el artículo 1) de dicha Ley, se declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía.

Así, a fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el Ministerio de Energía y Minas, en uso de sus facultades, consideran, entre otros, los siguientes principios:

(...)

ii) *La mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva).*

#### **Respecto al D.S. N° 038-2013-EM (modificado con DS N° 002-2015-EM), Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 29970.**

##### **Artículo 3°- Del incremento de Capacidad**

El Ministerio de Energía y Minas, aprobará cada dos años los requerimientos de Capacidad necesarios para afianzar la seguridad energética. Para este fin deberá contar con la propuesta del COES y la opinión de OSINERGMIN, quien previamente aprobará los procedimientos y plazos para la formulación de la propuesta del COES. Los procedimientos deberán contemplar un mecanismo que permita la participación activa de los diversos agentes, incluyendo plazos para comentarios y sugerencias. El requerimiento que se aprobará mediante Resolución Ministerial deberá comprender, entre otros lo siguiente:

- La Potencia Requerida a ser subastada.
- Las zonas geográficas donde se requiere instalar la Potencia Requerida.
- Plazos para la puesta en operación comercial.

Sin embargo, dichos procedimientos nunca se aprobaron...

## DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

**Primera.-** OSINERGMIN aprobará los Procedimientos necesarios para la aplicación del presente Reglamento.

**Segunda.-** El Ministerio de Energía y Minas dictará las medidas que correspondan para el reajuste de los márgenes de reserva del sistema con el objeto que la recaudación por potencia, que se regula anualmente mediante las Tarifas en Barra, incluya recursos adicionales para remunerar las centrales de reserva fría y las que se construyan al amparo de este Reglamento, a un precio unitario igual al Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Mediante Decreto Supremo se dispondrán las medidas necesarias para que el Margen de Reserva y el Margen de Reserva Firme Objetivo sean unificados en un margen de reserva único.

Sin embargo, conforme consta en la Resolución N° 199-2020-OS/CD, que fija el MRFO de 21.41% desde 01 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025, el MINEM no ha dispuesto las medidas normativas para unificar el MRFO, aprobado por Osinergmin y el Margen de Reserva, aprobado por dicho Ministerio.

### **Respecto a la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM**

**El artículo N°1 encarga al COES las siguientes obligaciones:** (i) verificar anualmente el cumplimiento del MRFO para los siguientes cuatro años; y en caso resulte necesario, (ii) proponer y sustentar la implementación de nuevas centrales de reserva a fin de garantizar dicho margen.

### **Respecto a la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM**

El literal e) del artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que el Margen de Reserva para cada Sistema Eléctrico, será fijado por el Ministerio de Energía y Minas cada cuatro años, o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica, y precisa que para tal fin se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica al nivel de alta y muy alta tensión

Así, mediante dicha RM N° 130-2021-MINEM/DM, del 01 de mayo de 2021, se fijan los valores de Margen de Reserva del SEIN, para el periodo que se inicia en mayo de 2021 y concluye en abril de 2025.

**MARGEN DE RESERVA DEL SEIN**

Estas reservas son teóricas y donde están ubicadas?

**MAYO 2021 - ABRIL 2025**

Periodo	Margen de Reserva
Mayo 2021 – Abril 2022	37,4%
Mayo 2022 – Abril 2023	35,6%
Mayo 2023 – Abril 2024	33,9%
Mayo 2024 – Abril 2025	32,3%

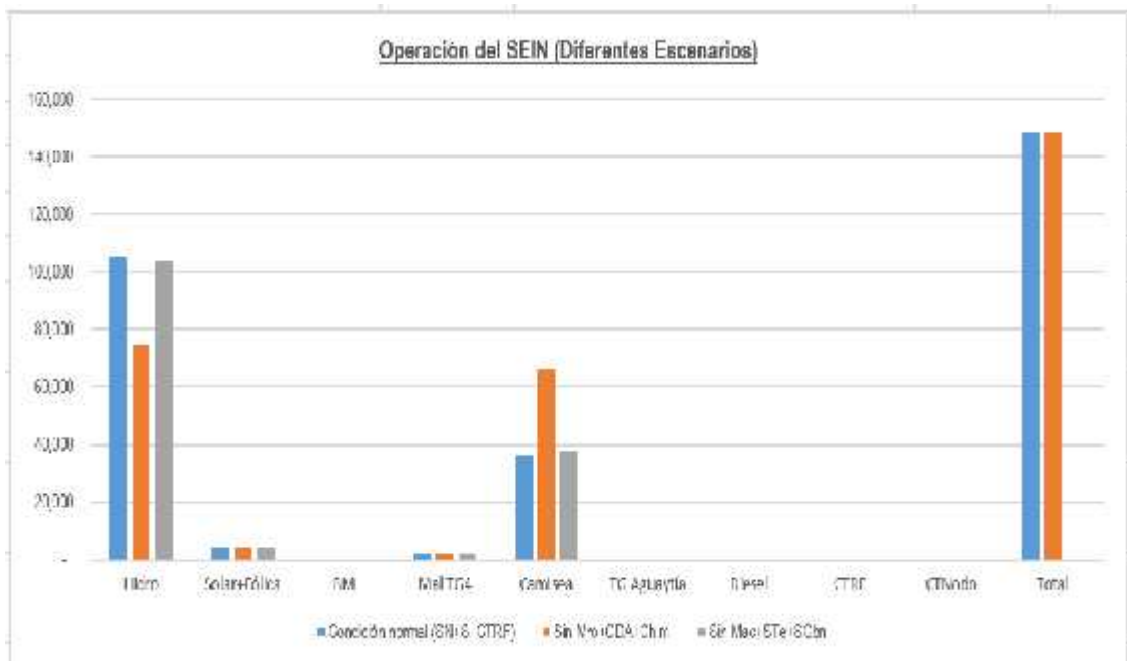
Sin embargo, estos valores fijados son insuficientes para salvaguardar la seguridad de suministro en el SEIN, puesto que son valores teóricos y no consideran la ubicación de la nueva reserva fría necesaria para cumplir con dicho objetivo.

**Principales riesgos del SEIN:**

- ) Indisponibilidad del Gasoducto que suministra Gas Natural a las centrales termoeléctricas.
- ) Indisponibilidad Nodo Hídrico Centro (Mantaro, Cerro del Águila)
- ) Indisponibilidad Nodo Hídrico Sur Este (San Gabán, Machupicchu, Santa Teresa)
- ) Indisponibilidad de enlace Tacna – Moquegua
- ) Fenómeno del Niño o Fenómeno de la Niña y periodos de lluvias extremas inusuales: los cuales pueden llegar a producir avenida extrema o sequía que afecta la generación hidroeléctrica al punto de llevar al racionamiento de suministro eléctrico, sino se toman las medidas necesarias.

**Operación del SEIN**

**Figura N° 12. Operación del SEIN**



**Escenario: Condiciones normales, no se requiere Nodo (1325 MW) y CTRF Ilo (499 MW)**

Operación del SEIN en condiciones normales (no se requiere nodo ni ctrf)									
	Hidro	S+E	BM	Mal TG4	Camisea	TG Aguaytia	diesel	CTRF	CT NODO
Día 1	104727.50	4284.85	403.20	2208.00	36417.86	0	0	0	0
Día 2	105299.51	6536.32	403.20	2208.00	29462.16	0	0	0	0
Día 3	102528.45	5741.26	403.20	2208.00	24147.59	0	0	0	0
Día 4	102620.56	6107.40	403.20	2208.00	34929.84	0	0	0	0
Día 5	105014.29	7156.97	403.20	2208.00	32504.04	0	0	0	0
Día 6	104228.99	7623.25	403.20	2208.00	32976.17	0	0	0	0
Día 7	106743.85	6359.69	403.20	2208.00	23434.21	0	0	0	0

**Escenario: Sin CCHH Mantaro, Cerro del Águila, Yanango y Chimay (1656 MW)**

Operación del SEIN en condiciones sin Mro, CDA, Yanango y Chimay									
	Hidro	S+E	BM	Mal TG4	Camisea	TG Aguaytia	diesel	CTRF	CT NODO
Día 1	74595.51	4284.85	403.20	2208.00	66434.44	84.5	0	0	0
Día 2	74986.28	6536.32	403.20	2208.00	59775.40	0	0	0	0
Día 3	70322.54	5741.26	403.20	2208.00	56353.51	0	0	0	0
Día 4	73442.49	6107.40	403.20	2208.00	64107.91	0	0	0	0
Día 5	72234.02	7156.97	403.20	2208.00	65284.32	0	0	0	0
Día 6	72870.62	7623.25	403.20	2208.00	64334.53	0	0	0	0
Día 7	71682.98	6359.69	403.20	2208.00	58495.08	0	0	0	0

**Escenario: Sin CCHH Machupicchu, Sta. Teresa y San Gabán (374 MW)**

Operación del SEIN en condiciones sin Mpicchu, Sta Teresa y San Gaban									
	Hidro	S+E	BM	Mal TG4	Camisea	TG Aguaytia	diesel	CTRF	CT NODO
Día 1	103731.72	4284.85	403.20	2208.00	37413.64	0	0	0	0
Día 2	104275.12	6536.32	403.20	2208.00	30486.56	0	0	0	0
Día 3	97789.77	5741.26	403.20	2208.00	28886.28	0	0	0	0
Día 4	102128.35	6107.40	403.20	2208.00	35422.05	0	0	0	0
Día 5	100447.86	7156.97	403.20	2208.00	37070.48	0	0	0	0
Día 6	101333.11	7623.25	403.20	2208.00	35872.04	0	0	0	0
Día 7	99681.59	6359.69	403.20	2208.00	30496.47	0	0	0	0

**CC.HH. Afectadas por el FE Niño**

- Tiempo Prolongado: CH Callahuanca más de 1 año F/S
- Tiempos reducidos: Chimay, Yanango, Cahua, Huampani, Callahuanca (Solidos)

**Propuesta:**

- ) El MRFO debe ser revisado cada año por el COES, conforme a Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM o cuando la demanda crezca en tasas elevadas.
- ) El MRFO debe ser por zonas de crecimiento o áreas de demanda.
- ) Debe contemplar indisponibilidad de los riesgos indicados
- ) Se requiere reserva fría para Tacna para cubrir la indisponibilidad del enlace Moquegua – Tacna o por pérdida de enlace Centro-sur
- ) Diseño de sistemas eléctricos resilientes por áreas de demanda, ante un evento cada área debe restablecerse en el menor tiempo posible.
- ) Se requiere aumentar los sistemas de generación flexibles ante el incremento del porcentaje de penetración de RENC (recursos energéticos no convencionales).

## 4 PROPUESTA MARGEN DE RESERVA COMPLEMENTARIO DEL SEIN

### 4.1 GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA

#### Grupo Electrógenos Móviles

Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador de energía eléctrica a través de un motor de combustión interna. Normalmente se utiliza cuando hay déficit en la generación de energía de algún lugar, o cuando hay un corte en el suministro eléctrico y es necesario mantener la actividad. Una de sus utilidades más comunes es en aquellos lugares donde no hay suministro a través de la red eléctrica, generalmente son zonas agrícolas con pocas infraestructuras o viviendas aisladas. Otro caso es en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que, a falta de energía eléctrica de red, necesitan de otra fuente de energía alterna para abastecerse en caso de emergencia.

**Figura N° 13.** Generador Móvil



#### Importancia de los Generadores Móviles

- Los generadores son un medio de conveniencia y están ahí para resolver problemas, ya sea industrial, residencial, comercial, de construcción, zona minera o de cualquier otro lugar. Los generadores móviles pueden ser transportados fácilmente para abastecer con energía eléctrica en forma inmediata.
- Los generadores móviles tienen grandes ventajas y son muy útiles; incluso el más pequeño tiene el tiempo de duración de 10 a 12 horas y el más grande puede operar más de un día.
- Los generadores móviles poseen grandes características; son sólidos, resistentes y fáciles de mantener y tienen una gran movilidad.
- Cuando se trata de combustible hay muchas opciones disponibles, sin embargo, el diésel es considerado como el mejor entre todos. Los generadores diésel son más eficientes y duraderos. Otra gran ventaja es que el almacenamiento de combustible diésel es fácil y se puede guardar en recipientes grandes. Esto hace que los generadores diésel sean aún de más utilidad.

- La capacidad y potencia de los generadores diésel son bastante loables y demuestra que es muy eficaz cada vez que se utiliza. Los generadores diésel se recomiendan debido a su longevidad y los costos operativos más bajos.

#### 4.2 DIAGNÓSTICO DE RESERVA DE EQUIPOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

De acuerdo a la revisión efectuada a los Planes de Contingencia 2019-2020 de las empresas concesionarias del estado, se obtuvieron los siguientes resultados:

##### **ELECTRO ORIENTE: AMAZONAS – CAJAMARCA**

###### Generación

Electro Oriente, zona Amazonas – Cajamarca dispone de grupos electrógenos estacionarios igual o mayor de 500 kW de emergencia, con 3 MW en la C.T. San Ignacio y 1.6 MW en la C.T. Bagua Grande, para apoyar durante una contingencia mayor a las poblaciones atendidas por el área de distribución.

**Cuadro N° 1: Capacidad (MW) de EOR – Amazonas - Cajamarca**

Centrales	Capacidad (MW)
San Ignacio	3
Bagua Grande	1.6
Total	4.6

###### Transmisión

En la actualidad Electro Oriente, Zona Amazonas – Cajamarca no dispone de transformadores de potencia como reserva, repuesto clave para atender una contingencia en subestaciones.

##### **ELECTRO ORIENTE: SAN MARTÍN**

###### Generación

Electro Oriente, zona San Martín no dispone de grupos electrógenos rodantes o estacionarios igual o mayor de 500 kW de emergencia para apoyar durante una contingencia mayor a las poblaciones.

###### Transmisión

La empresa cuenta con el siguiente transformador de potencia para atender las contingencias en subestaciones:

**Cuadro N° 2: Capacidad (MW) de EOR – San Martín**

Unidad	Capacidad (MVA)
Transformador de Potencia 60/10 kV	7

##### **ELECTRO PUNO**

###### Generación

Para casos de emergencia y contingencias ELPU cuenta con 01 centro de generación hidráulica, el cual provee de energía a los usuarios en tanto sea repuesto el servicio de las redes eléctricas de transmisión que alimenta la zona de Ananea.

**Cuadro N° 3: Capacidad (MW) de EPU**

Nombre de Central	Número de Unidades	Capacidad (MW)
C.H. Chijisia	3	3.69

### Transmisión

Electro Puno cuenta con (01) unidad de transformación, en perfecto estado de operación y mantenimiento, y (01) en evaluación para su mantenimiento y operatividad:

**Cuadro N° 4: Equipos de transformación**

Unidad	Capacidad (MVA)	Ubicación
Transformador de Potencia 60/22.9/10 kV	7-9/7-9/2.5	SET Ananea
Transformador de Potencia 60/10 kV	5.5/5.5	SET Puno

### **ELECTRO SUR ESTE**

#### Generación

Para casos de emergencia y contingencias Electro Sur Este cuenta con centros de generación hidráulica y térmica, las cuales proveen de energía a los usuarios en tanto sea repuesto el servicio de las redes eléctricas de transmisión, cabe mencionar que en el siguiente listado de centrales existe una que es propiedad privada de otra empresa ajena a ELSE, pero que apoya en el suministro de energía en casos de emergencia.

**Cuadro N° 5: Unidades de generación y capacidad - ESE**

Nombre de Central	Número de Unidades	Capacidad (MW)
C.H. Mancahuara	2	3.2
C.H. Matara	3	1.52
C.H. Chumbao	2	1.9
C.H. Huancaray	2	0.53
C.H. Vilcabamba	2	0.38
C.H. Pochuanca	2	0.2
C.H. Hercca	3	0.98
C.H. Marangani	2	2.5
C.H. Chuyapi	3	1.57
C.T. Pto Maldonado	11	29
C.H. Langui	-	2.9
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>44.7</b>

Adicionalmente se cuenta con 25 grupos de generación móviles, los cuales son utilizados en sectores donde no cuenta con centrales de generación cerca.

**Cuadro N° 6: 25 Grupos de generación móvil - ESE**

Marca	Unidades	Potencia efectiva (MW)	Ubicación
CUMMINS	1	1,127	Uripata
MTU	1	408	Uripata
PERKINS	2	500	Uripata
PERKINS	2	500	Chahuares
VOLVO	1	300	Cusco
VOLVO	1	300	Aguas Calientes
CUMMINS 1	1	700	Puerto Maldonado
CUMMINS 3	1	800	Puerto Maldonado
CUMMINS 4	1	1200	Puerto Maldonado
CUMMINS 6	1	1500	Puerto Maldonado
CUMMINS 7	1	1200	Puerto Maldonado
CAT 3	1	700	Puerto Maldonado

Marca	Unidades	Potencia efectiva (MW)	Ubicación
M062	1	950	Puerto Maldonado
M050	1	950	Puerto Maldonado
M058	1	600	Puerto Maldonado
M056	1	550	Puerto Maldonado
M046	1	500	Puerto Maldonado
M053	1	950	Puerto Maldonado
M049	1	950	Puerto Maldonado
M054	1	950	Puerto Maldonado
RD01	1	930	Puerto Maldonado
RD02	1	930	Puerto Maldonado
CA32	1	930	Puerto Maldonado
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>18.425</b>	-

### Transmisión

Electro Sur Este cuenta con (6) transformadores de contingencia; y estas son:

**Cuadro N° 7: Equipos de transformación- ESE**

Unidad	Capacidad (MVA)	Ubicación
Transformador de Potencia 60/22.9/13.2/10 kV	5-6.25/2.56-3.125/3/3.75	SE Andahuaylas
Transformador de Potencia 145/22.9/10 kV	12.5 - 16/4 - 5/11 - 14	SE Mazuco
Transformador de Potencia 60/22.9/10 kV	7/7/5	SE Sicuani
Transformador de Potencia 33/22.9 kV	5-6.5-8.35	SE Tamburco
Transformador de Potencia 134/60/13.2 kV	25/15/12	SE Chacapunte
Transformador de Potencia 33/22.9 kV	5 - 6.5 - 8.35	

## **ELECTRO UCAYALI**

### Generación

No se registró unidades de generación térmica para casos de emergencia.

### Transmisión

Actualmente, se dispone de un transformador de potencia de reserva en la subestación Yarinacochoa y Parque Industrial

**Cuadro N° 8: Equipos de transformación- EUC**

Subestaciones	Unidades
Yarinacochoa	(1) transformador
Parque Industrial	(1) transformador
<b>Total</b>	<b>(2) transformadores</b>

## **ELECTROCENTRO**

### Generación

Para atender situaciones de emergencia, Electrocentro cuenta con centrales de generación hidráulica y grupos térmicos:

**Cuadro N° 9: Centrales de generación- ELC**

Central Hidroeléctrica	Unidad de Negocio	Potencia Efectiva (kW)	Voltaje de Operación (kV)
LLUSITA	AYACUCHO	925	22,9/0,44
QUICAPATA	AYACUCHO	904	22,9/2,4
SAN FRANCISCO	AYACUCHO	1 216	22,9/0,4
CHAMISERÍA	HUANCAYO VALLE	250	10/0,5
CONCEPCION	HUANCAYO VALLE	432	13,2/0,46
HUARISCA	HUANCAYO VALLE	3 170	33/2,3
INGENIO	HUANCAYO VALLE	1 372	13,2/2,4
MACHU	HUANCAYO VALLE	900	13,2/0,46
SAN BALVÍN	HUANCAYO VALLE	259	22,9/0,4
CHALHUAMAYO	SELVA CENTRAL	3 198	22,9/4,16
CHANCHAMAYO	SELVA CENTRAL	530	6,3/0,23
PICHANAKI	SELVA CENTRAL	922	13,2/0,38-0,22
ACOBAMBA	TARMA	215	22,9/0,44
PACCHA	TARMA	204	22,9/0,4
<b>TOTAL</b>		<b>14 497</b>	-

**Cuadro N° 10: Centrales de generación- ELC**

Grupo Térmico	Unidad de Negocio	Potencia Efectiva (kW)	Voltaje de Operación (kV)
CAT 3412	AYACUCHO	400	22,9/10/0,48
CAT 27	HUANCAYO VALLE	500	22,9/13,2/10/0,48
CAT 27	HUANCAYO VALLE	500	22,9/13,2/10/0,48
DETROIT	HUANCAYO VALLE	500	13,2/10/0,48
CAT 3412	SELVA CENTRAL	400	22,9/10/0,48
VOLVO PENTA	SELVA CENTRAL	500	13,2/0,48
CAT 3512	SELVA CENTRAL	350	22,9/0,38
<b>TOTAL</b>		<b>11 550</b>	-

Asimismo, cuenta con 3 grupos de generación móvil de 500 kW, los cuales se encuentran ubicados de manera que ante cualquier eventualidad pueda producirse un movimiento rápido para cualquier zona dentro de la concesión de Electrocentro.

### Transmisión

En el siguiente cuadro se muestra los transformadores de potencia (16) para poder atender una contingencia en los sistemas de transmisión:

**Cuadro N° 11: Equipos de transformación de reserva - ESE**

No	TRANSFORMADOR DE RESERVA			
	Nombre de la subestación	Propietario	Tensión nominal (kV)	Potencia nominal (MVA)
<b>UN. AYACUCHO</b>				
1	Ayacucho	ELC	66/22.9/10	15/4/15
2	Ayacucho	ELC	66/10	7
3	Huanta	ELC	66/10	3
4	Huanta	ADINELSA	10/22.9	3
5	Cangallo	ADINELSA	66/22.9	3
<b>UN. HUANCAMELICA</b>				

No	TRANSFORMADOR DE RESERVA			
	Nombre de la subestación	Propietario	Tensión nominal (kV)	Potencia nominal (MVA)
6	Pampas San Antonio	MEM	62/22.9/10	7-9/2-2.5
<b>UN. HUANCAYO - VALLE</b>				
7	Parque Industrial	ELC	60/10	15/20
8	Parque Industrial	ELC	58/10	7
9	Parque Industrial	ELC	33/10/4.16	5-6,25/5-6,25/1,5-1,875
<b>UN. TARMA - PASCO</b>				
10	Pasco	ELC	50/22.9/4.16	7/7-9/2,4-3
11	Pasco	ELC	60/25/11	7,5/7/7
12	Ninatambo	ELC	10/2.4	1,25
<b>UN. SELVA CENTRAL</b>				
13	Oxapampa	ADINELSA	138/60	15-20/10-13/8-10
14	Oxapampa	ELC	58/10	7
15	Pichanaki	ELC	22,9/13.2	2
16	Satipo	ELC	22,9/2,4	0,63

### **ELECTRONOROESTE**

No existe registro del Plan de Contingencias Operativo 2019-2020 de la empresa Electronoroeste.

### **ELECTRONORTE**

#### Generación

Electronorte cuenta con (2) grupos móviles térmicos de apoyo:

**Cuadro N° 12: Grupo móviles- ELN**

ITEM	UBICACIÓN	GRUPOS	P. EFEC (KW)	TENSIÓN (KV)
1	SE Tumán (Almacenado)	Grupo Móvil Detroit	500	10/13.2/22.9
2	SE Carhuaquero (Conectado)	Grupo Térmico Móvil CAT	400	10/13.2/22.9

#### Transmisión

Electronorte cuenta con los siguientes transformadores disponibles (2 transformadores) en casos de emergencia:

**Cuadro N° 13: Equipos de transformación - ELN**

MARCA	REL. TRANSF. (kV)	POT. (MVA)	CONEXIÓN	UBICACIÓN
SIEMENS	60/22.9	7/9	YNYn0d5	SE. Pomalca
TRAFO (EQUIPAMENTOS ELECTRICOS SA)	220/60/22.9	25	Dy5	SE Carhuaquero

### **ELECTROSUR**

#### Generación

En el Plan de Contingencias Operativo presentado por Electrosur no se precisa los grupos electrógenos móviles y fijos que presenta su sistema de transmisión para casos de emergencia.

### Transmisión

Actualmente se dispone de un transformador de potencia de reserva en todas las subestaciones excepto SET Moquegua, estos repuestos son claves para atender una contingencia en subestaciones, lo cual permitirá, una mayor rapidez en la respuesta de atención.

### **HIDRANDINA**

#### Generación

Hidrandina cuenta con 4 grupos térmicos en casos de emergencias:

**Cuadro N° 14: Grupos térmicos - HID**

ITEM	TIPO	MARCA	POTENCIA EFECTIVA (kW)	UBICACIÓN Y ESTADO SITUACIONAL
1	Térmico	MTU Detroit Diésel	500	<b>Grupo de stand by</b> , se encuentra Instalado en la C.H. Pacarenca, sistema aislado, para cubrir contingencias a la localidad de Chiquian, por fallas en la CH Pacarenca.
2	Térmico	MTU Detroit Diésel	500	<b>Grupo de stand by</b> , se encuentra en la SET Porvenir, para atención de contingencias.
3	Térmico	Caterpillar	500	<b>Grupo de stand by</b> , se encuentra Instalado en la SET Quiruvilca, para atención de contingencia por averías en la Línea de Transmisión.
4	Térmico	Caterpillar	500	<b>Grupo de stand by</b> , se encuentra Instalado en la SET Huarney para atención de contingencias en dicha SET.

### Transmisión

Hidrandina cuenta como equipamiento de reserva a 11 transformadores de potencia:

**Cuadro N° 15: Equipos de transformación - HID**

Ítem	Equipos y/o repuestos existentes	Cant.	Unidad	Estado de conservación	Ubicación actual
1	Transformador de Potencia de 60/22.9KV - 10/12MVA, marca DELCROSA	1	Und.	Bueno	S.E. Porvenir
2	Transformador de Potencia de (60,0+/- 16x1,1%)/(22,9-13,8-10,0)//7,2 KV - 15/18MVA,	1	Und.	Regular	S.E. VIRU
3	Transformador de Potencia de 10/22.9KV - 12/15MVA, marca DELCROSA	1	Und.	Bueno	S.E. Porvenir
4	Transformador de potencia de 20 MVA- 138/10.5kV marca ABB	1	Und.	Regular	S.E. Porvenir
5	Transformador de Potencia de 34.5/10KV - 8MVA, marca ABB	1	Und.	Regular	S.E. Trujillo Sur
6	Transformador de Potencia de 34.5/10KV - 10MVA, marca ABB	1	Und.	Regular	S.E. Guadalupe 1

Ítem	Equipos y/o repuestos existentes	Cant.	Unidad	Estado de conservación	Ubicación actual
7	Transformador de Potencia de 34.5/10KV - 10MVA, marca ABB	1	Und.	Regular	S.E. Guadalupe 2
8	Transformador de Potencia de 60/10KV - 5MVA, marca ABB	1	Und.	Regular	S.E. Pacasmayo
9	Transformador de Potencia de 33/10 KV - 2.5MVA,	1	Und.	Regular	S.E. Casagrande 1
10	Transformador de Potencia de 33/10KV - 0.80MVA	1	Und.	Regular	S.E. La Florida
11	Transformador de potencia de 30 MVA-138/10.7kV marca Bruce Peebles	1	Und.	Regular	S.E. Trujillo Sur

## **SEAL**

### **Generación**

En el Plan de Contingencias Operativo presentado por Seal no se precisa los grupos electrógenos móviles y fijos que presenta su sistema de transmisión para casos de emergencia.

### **Transmisión**

Actualmente, SEAL dispone de los siguientes transformadores de reserva:

**Cuadro N° 16: Equipos de transformación - SEA**

N°	Equipos	Tensión	Ubicación
1	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 1 MVA	34/22.9 kV	SET Jesús
2	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 60/75 MVA	138/35.5 kV	
3	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 10 MVA	31.6/10.85/5.425 kV	
4	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 15/10/8 MVA	132/60/33 kV	
5	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 2.5 MVA	33/10.4 kV	
6	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 2.5 MVA	22.9/10.4 kV	
7	(01) TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 1.25 MVA	22.9/10.4 kV	

### **4.3 CRITERIOS DE OPERACIÓN PARA LA RESERVA FRÍA MÓVIL**

- )] Para determinar aproximadamente la capacidad (potencia) de unidades de generación móvil, se ha desarrollado una propuesta para atender en lo posible el suministro de energía eléctrica de los usuarios regulados y asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a las cargas más esenciales e importantes de abastecer en caso de falta de suministro de tiempos prolongados, como son:
- o Estaciones de bombeo de agua potable y sistemas de desagüe (Electrobombas)
  - o Hospitales y Centros de Salud del estado
  - o Alumbrado Público por seguridad
- )] En ese sentido, ante una falla en las instalaciones de transmisión; líneas y equipos de transformación (transformadores de alta tensión 220/138/60kV a tensiones de 22.9 kV, 13.2 kV, 10 kV, etc.,) se producen situaciones prolongadas de falta de suministro

eléctrico.

- ) La puesta en operación de las unidades de generación eléctrica móvil se dará cuando las interrupciones sean prolongadas de naturaleza no programada, y sean causadas por fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos y que no permitan el restablecimiento de las instalaciones.

#### 4.4 CRITERIOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CRÍTICOS

##### Tasa de Falla de Líneas de Transmisión y Transformadores de Potencia

Para establecer los sistemas eléctricos críticos que serán abastecidos de unidades móviles térmicas de generación y reducir el tiempo de cortes del suministro eléctrico a sus respectivos usuarios, se utilizará la estadística durante el periodo 2020 correspondiente a los sistemas de transmisión del SEIN, cuya evaluación y análisis del performance se realiza a través de los siguientes indicadores:

**Cuadro N° 17: TF e IND de líneas y transformadores**

Tasa de Fallas de Líneas de Transmisión	
Número de fallas por cada 100 km-año (Líneas de transmisión $\geq$ a 100 km)	$TFL = \frac{N^{\circ} \text{ Fallas}}{\text{Ext. LT}} \times 100$
Número de fallas por año (Líneas de transmisión $<$ a 100 km)	$TFL = N^{\circ} \text{ Falla}$
Indisponibilidad de Líneas de Transmisión	
Número de indisponibilidades por año de líneas de transmisión.	$INDISL = \sum HIND$

Tasa de Fallas de Transformadores	
Número de fallas por año.	$TFC = N^{\circ} \text{ Fallas}$
Indisponibilidad de Transformadores	
Número de indisponibilidades de cada transformador.	$INDISE = \sum HIND$

En el cuadro siguiente se muestran los resultados de las tasas de fallas y/o indisponibilidades de las instalaciones de transmisión (transformadores y/o líneas de transmisión) que superaron las tolerancias establecidas en el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los sistemas de Transmisión”; así como las subestaciones y sistemas eléctricos de distribución afectados.

**Cuadro N° 18**

Tasas de Fallas e Indisponibilidad de Instalaciones de Transmisión que excedieron sus tolerancias y sistemas eléctricos de distribución afectados (resultados a diciembre 2020)

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2020	Componentes de transmisión									Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2020				
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Indicador de Tasa de falla			Indicador de Indisponibilidad			Empresa	Sistemas eléctricos	ST <sup>2</sup>	% Exc. en SAIFI de Transmisión Gestionable	% Exc. en SAIDI de Transmisión Gestionable
					Tolerancia	Indicador	Excedencia	Tolerancia	Indicador	Excedencia					
1	Yaupi - Oxapampa-Villa Rica-Puerto Bermúdez - Pichanaki - Satipo	ELC	A4895 PUERTO BERMUDEZ - Puerto Bermudez 33 KV	33	8,0	7,0	-13%	4,0	6,3	58%	ELC	Pozuzo Urbano Rural	3	1600%	2291%
		ELC	A4896 Puerto Bermudez 33 KV - CONSTITUCION	33	8,0	27,0	238%	4,0	40,5	912%		Pozuzo Rural	4	2690%	5203%
		ELC	L-6086 PICHANAKI - SATIPO	60	8,0	4,0	-50%	4,0	5,8	46%		Pichanaki	2	1488%	3075%
		ELC	A4897 PUERTO BERMUDEZ - Punto Hawaii	33	8,0	7,0	-13%	4,0	67,7	1592%		Chalhuamayo-Satipo	3	1631%	2383%
		ELC	A4892 CONSTITUCIÓN - PUERTO INCA	33	8,0	39,0	388%	4,0	96,9	2322%		Yaupi	3	458%	1899%
		ELC	A4891 CONSTITUCIÓN - I418720	33	8,0	71,0	788%	4,0	195,7	4792%					
		ELC	L-1203 Yaupi - OXAPAMPA	138	4,0	4,0	0%	6,0	25,6	326%					
		ELC	L-I418720 - PRUSIA	33	8,0	4,0	-50%	4,0	23,7	493%					
2	Caripa - La Virgen - San Vicente 2 - Chanchamayo - Renovandes	ELC	CHANCHAMAYO - (4-TP-704) - 44/35/22,9 kV	44	1,0	3,0	200%	4,0	1,0	-74%	ELC	Chanchamayo	2	697%	73%
3	Huayucachi – Huancayo Este – Salesianos – Parque Industrial – Concepción - Jauja	ELC	L-3416 INGENIO - COMAS	33	8,0	14,0	75%	4,0	18,0	350%	ELC	Valle del Mantaro 1	3	401%	169%
		ELC	L-3417 COMAS - MATAPA	33	8,0	1,0	-88%	4,0	4,6	15%		Valle del Mantaro 2	3	382%	156%
4	Huancavelica - Mollepata - Ayacucho - Cangallo - San Francisco - Der. Huanta - Cobriza II - Cobriza I	ELC	L-6079 MOLLEPATA - SAN FRANCISCO	60	8,0	5,0	-38%	4,0	28,6	614%	ELC	San Francisco Urbano	2	845%	403%
		ELC	L-6065 MOLLEPATA - CANGALLO	60	8,0	5,0	-38%	4,0	19,7	394%		Cangallo-Llusita	4	221%	-34%
5	Zorritos - Tumbes - Puerto Pizarro - Zarumilla	ENO	L129 Nodo Charan - SE Corrales	33	4,0	5,0	25%	4,0	5,2	30%	ENO	Corrales	2	-	-
6	Piura Oeste - Los Ejidos - Chulucanas - Morropón - Loma Larga	ENO	L-6657A PIURA OESTE - LOS EJIDOS	60	4,0	6,0	50%	4,0	3,5	-13%	ENO	Piura	2	-99%	-100%
7	Piura Oeste - La Unión - Sechura - Constante	ENO	L-6658A PIURA OESTE - LA UNIÓN	60	4,0	6,0	50%	4,0	9,2	130%	ENO	Bajo Piura	2	-23%	-78%
		ENO	L-6658B LA UNIÓN - SECHURA	60	4,0	8,0	100%	4,0	1,7	-56%					
8	Marcona – Llipata – Nazca – Puquio – Cora	ADN	LT60KV PUQUIO - CORACORA	60	8,0	3,0	-63%	4,0	26,0	551%	ESM	Coracora	2	-	-
9	Cutervo - Nueva Jaén - Jaén - Bagua Chica - Muyo	EOR	NUEVA JAEN TPA013 - 138/60/22.9 kV	138	1,0	2,0	100%	6,0	0,2	-96%	EOR	San Ignacio	4	703%	367%
		EOR	JAEN - (T60551) - 60/22.9/10	60	1,0	2,0	100%	4,0	0,3	-92%		Bagua-Jaén	2	1418%	673%
		EOR	L60171 C.H. MUYO - BAGUA CHICA	60	8,0	6,0	-25%	4,0	4,4	10%		Bagua-Jaén Rural, Pomahuaca, Pucará	4	731%	547%
		EOR	L-60751B BAGUA CHICA - NUEVA JAEN	60	8,0	7,0	-13%	4,0	14,6	265%					
10	Tingo María - Aucayacu - Tocache - Juanjui - Bellavista - Tarapoto - Moyobamba	REP	L-1122 TINGO MARIA - AUCAYACU	138	4,0	1,0	-75%	6,0	16,4	173%	EOR	Rioja Oriente	3	450%	21%
		REP	TINGO MARIA - (T69-11) - 138/10	138	1,0	3,0	200%	6,0	24,2	304%		Gera	4	327%	169%
		REP	TINGO MARIA - (T82-211) - 220/138/10	220	1,0	2,0	100%	6,0	0,5	-92%		Yurimaguas, Pongo de Caynarachi	3	539%	1134%
		EOR	L-1016 TOCACHE – JUANJUI	138	3,0	0,8	-73%	8,0	92,1	1051%		Tarapoto	2	-73%	-71%

<sup>2</sup> ST: Sector típico

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2020	Componentes de transmisión									Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2020				
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Indicador de Tasa de falla			Indicador de Disponibilidad			Empresa	Sistemas eléctricos	ST <sup>2</sup>	% Exc. en SAIFI de Transmisión Gestionable	% Exc. en SAIDI de Transmisión Gestionable
					Tolerancia	Indicador	Excedencia	Tolerancia	Indicador	Excedencia					
		EOR	L-3301 PONGO - YURIMAGUAS	33	8,0	5,0	-38%	4,0	23,9	497%		Tarapoto Rural	3	101%	507%
		EOR	L-6093 TARAPOTO - PONGO	60	8,0	1,0	-88%	4,0	42,3	957%		Bellavista Urbano Rural	3	-	-
		EOR	L-6092 RIOJA - CEMENTO SELVA	60	8,0	1,0	-88%	4,0	9,8	144%		Moyobamba Urbano	2	-	-
												Moyobamba Rural	4	-	-
11	Los Héroes - Tomasiri - Aricota 2 - Aricota 1 - Sarita	ELS	TARATA - (TRT1) - 33/10	33	1,0	2,0	100%	4,0	8,5	112%	ELS	Tarata	4	224%	335%
		ELS	L-3334 ALTO TOQUELA - EL AYRO	33	8,0	1,0	-88%	4,0	50,7	1167%		Tomasiri	4	-	-
		EGESUR	L-6637 TOMASIRI - LOS HEROES	60	4,0	2,0	-50%	4,0	17,4	335%					
12	Socabaya - Polobaya - Puquina	ELS	L-3310B POLOBAYA - PUQUINA	33	8,0	1,0	-88%	4,0	11,0	175%	ELS	Puquina-Omate-Ubinas	4	191%	525%
13	Azángaro - Antauta - San Rafael - Derivación Putina - Huancané - Ananea	EPU	L-6021 AZANGARO - SE SAN RAFAEL	60	8,0	6,0	-25%	4,0	19,3	382%	EPU	Azángaro	4	69%	-89%
14	Abancay Nueva - Abancay - Tamburco - Andahuaylas - Chuquibambilla - Chacapunte	ESE	L-6003 TAMBURCO - ANDAHUAYLAS	60	8,0	2,0	-75%	4,0	5,7	42%	ESE	Andahuaylas	3	180%	23%
		ESE	L-6005 2 Pto Seccionamiento E16 - CHACAPUENTE	60	8,0	2,0	-75%	4,0	21,3	432%		Chumbivilcas	4	102%	-86%
												Chacapunte	4	185%	-61%
15	Azángaro - San Rafael - San Gabán - Mazuco - Puerto Maldonado	ESE	L-1014 S.E. SAN GABÁN II - Mazuko	145	4,0	10,0	150%	6,0	394,8	6480%	ESE	Puerto Maldonado	2	1882%	340%
												Puerto Maldonado Rural, Iñapari, Iberia	3	1697%	754%
												Mazuko	2	2211%	3116%
16	Machupicchu - Cachimayo - Pisac - Urubamba	ESE	L - 6006 CACHIMAYO - PISAC	60	8,0	5,0	-38%	4,0	4,5	12%	ESE	Valle Sagrado 1	3	294%	-33%
17	Machupicchu - Santa Teresa - Santa María - Urpibata - Chahuares	ESE	L - 6002 MACHUPICCHU - QUILLABAMBA (UP)	60	8,0	10,0	25%	4,0	5,2	31%	ESE	La Convención	2	1566%	67%
												La Convención Rural	4	629%	67%
18	Cachimayo - Dolorespata - Quencoro - Oropeza - Huaro	ESE	L-3302 1 Pto Derivacion E120 - HUARO	33	8,0	5,0	-38%	4,0	8,9	122%	ESE	Valle Sagrado 2	4	63%	74%
19	Combapata - Llusco - Sicuani	ESE	L - 6001 COMBAPATA - SICUANI	66	8,0	8,0	0%	4,0	6,1	52%	ESE	Sicuani	2	899%	435%
												Sicuani Rural	4	328%	135%
20	Tingo María - Aguaytía - Pucallpa	ISA	L1125 AGUAYTIA - PUCALLPA	138	3,0	3,1	2%	8,0	2,5	-69%	EUC	Pucallpa	2	-45%	-94%
		ETESSELVA	L-2251 AGUAYTIA - TINGO MARIA	220	2,0	3,0	50%	6,0	2,1	-66%		Aguaytía	3	-	-
		HID	L-3331 HUACA DEL SOL - S.E. SALAVERRY 2	33	4,0	5,0	25%	4,0	13,7	243%	HID	Trujillo	2	-98%	-100%

N°	Sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA) 2020	Componentes de transmisión									Sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión 2020					
		Empresa	Líneas de transmisión y transformadores	Tensión (kV)	Indicador de Tasa de falla			Indicador de Disponibilidad			Empresa	Sistemas eléctricos	ST <sup>2</sup>	% Exc. en SAIFI de Transmisión Gestionable	% Exc. en SAIDI de Transmisión Gestionable	
					Tolerancia	Indicador	Excedencia	Tolerancia	Indicador	Excedencia						
22	Chimbote 1 - Chimbote Norte - Chimbote 2 - Chimbote Sur - Nepeña - Casma - San Jacinto	HID	L-1112 S.E. CHIMBOTE SUR - S.E. NEPEÑA	138	2,0	9,0	350%	6,0	14,2	137%	HID	Nepeña	2	390%	835%	
												Casma Rural	3	269%	490%	
													Casma	2	541%	739%
		HID	L-1129 S.E. CHIMBOTE SUR - S.E. TRAPECIO	138	2,0	4,0	100%	6,0	6,2	4%			Chimbote	2	40%	-28%
											Chimbote Rural	4	41%	149%		
23	Huallanca - La Pampa - Pallasca	HID	L-6683 S.E. LA PAMPA - S.E. PALLASCA	66	8,0	2,0	-75%	4,0	26,9	573%	HID	Pallasca	3	508%	3324%	
		HID	L-6682 HUALLANCA - S.E. LA PAMPA	66	8,0	3,0	-63%	4,0	15,4	284%			Huallanca	4	6%	281%
24	Chimbote 1 - Huallanca - Huaraz Oeste - Santa Cruz - Caraz - Carhuaz - Huaraz - Ticapampa	HID	L-6679 S.E. SHINGAL (CARAZ) - S.E. ARHUAYPAMPA (CARHUAZ)	66	8,0	2,0	-75%	4,0	6,3	57%	HID	Caraz-Carhuaz-Huaraz	2	216%	55%	
25	Trujillo Norte - Santiago de Cao	HID	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	34.5	4,0	6,0	50%	4,0	21,8	445%	HID	Paján-Malabrigo	2	949%	851%	
		HID	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	34.5	4,0	1,0	-75%	4,0	7,0	75%						
		HID	S.E. MALABRIGO - (TP 3011) - 34.5/10.5kV	34.5	1,0	2,0	100%	4,0	0,9	-77%			Trujillo Baja Densidad	2	610%	454%
		HID	L-1118 TRUJILLO NORTE - S.E. SANTIAGO DE CAO	138	2,0	7,0	250%	6,0	10,7	78%						
26	Paramonga Nueva - 9 de Octubre - Huarmey	HID	L-6655 PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE	66	4,0	8,0	100%	4,0	19,3	384%	HID	Huarmey	2	390%	469%	
27	Sistema eléctrico Arequipa	SEA	SOCABAYA - (T6-31) - 33.5/10.4	33	1,0	1,0	0%	4,0	10,8	170%	SEA	Arequipa	2	48%	10%	
		SEA	PAUCARPATA - (T12-31) - 33.6/10.4	33	1,0	2,0	100%	4,0	0,8	-80%						
28	Marcona - Jahuay - Bella Unión - Chala	SEA	L-6672 Marcona - BELLA UNION	60	4,0	3,0	-25%	4,0	21,1	427%	SEA	Bella Unión-Chala	2	540%	1568%	
29	Majes - Camaná	SEA	L-3094 JAHUAY - OCOÑA	33	4,0	2,0	-50%	4,0	14,4	260%	SEA	Camaná, Ocoña, Caravelí	2	-17%	56%	
30	Repartición - Mollendo - Base Islay - Matarani - Chucarapi	SEA	L-3035 BASE ISLAY - MATARANI	33	4,0	1,0	-75%	4,0	12,8	219%	SEA	Islay	2	143%	147%	
		SEA	L-3038B LA CURVA - COCACHACRA	33	4,0	4,0	0%	4,0	12,7	218%						

### Indicadores de Calidad del Suministro SAIFI y SAIDI de Sistemas Eléctricos a Nivel Nacional

En este caso, para la determinación de los sistemas de distribución críticos que necesitan de unidades móviles de generación para reducir el tiempo de cortes del suministro eléctrico a sus respectivos usuarios, se utilizará la estadística durante el año 2020 correspondiente a la operación de los sistemas eléctricos, a partir del portal de interrupciones Procedimiento 074, cuya evaluación y análisis de su performance se realiza a través de los indicadores:

- **SAIFI:** System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

- **SAIDI:** System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N}$$

Donde:

$u_i$ : Número de usuarios afectados en cada interrupción “i”

$t_i$ : Duración de cada interrupción “i” (medido en horas)

$n$ : Número de interrupciones en el período

$N$ : Número de usuarios del Sistema Eléctrico al final del período.

La División de Supervisión de Electricidad (DSE) supervisa la excedencia de los indicadores de calidad del suministro (a partir de las interrupciones no programadas ocasionadas por fallas propias y/o fenómenos naturales ocurridas a nivel de transmisión), la cual es calculada en base a las tolerancias establecidas en los resultados del estudio sobre “El diagnóstico y propuestas de solución a la problemática del suministro en los sistemas de transmisión de las empresas distribuidoras” realizados por consultoría externa:

**Cuadro N° 19**

Tolerancias de SAIFI y SAIDI de transmisión.

Sector Típico	SAIFI	SAIDI
2	0.6	0.9
3	0.8	1.2
4	1.4	2

Anualmente la DSE establece los sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión, los cuales serán monitoreados durante el año subsiguiente, a partir de los siguientes criterios:

- ✓ Información de desconexiones de líneas de transmisión y equipos reportados por las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento N° 091-2006-OS/CD de Osinergmin.
- ✓ Interrupciones forzadas (fallas) cuya duración superan los 3 minutos.

- ✓ Potencia interrumpida mayor a 0 MW.
- ✓ Causas de interrupción de falla propia de la concesionaria.
- ✓ Líneas congestionadas y transformadores sobrecargados
- ✓ Sistemas de transmisión con radiales que abastecen a sistemas eléctricos.

Como resultado en el cuadro N° 20 se muestran los sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión del año 2020; los cuales serán utilizados como base para establecer los sistemas eléctricos que necesitarán de unidades móviles térmicas.

**Cuadro N° 20**  
**SAIFI y SAIDI por Sector Típico (resultados a diciembre 2020)**

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Región	EXCEDE SAIFI (%)	EXCEDE SAIDI (%)
ELC	SE0080	Pozuzo Urbano Rural	3	Pasco	1600%	2291%
	SE0080R	Pozuzo Rural	4	Pasco	2690%	5203%
	SE0067	Pichanaki	2	Junín	1488%	3075%
	SE0073	Chalhuamayo-Satipo	3	Junín	1631%	2383%
	SE3224	Yaupi	3	Pasco	458%	1899%
ELC	SE2064	Chanchamayo	2	Junín	697%	73%
ELC	SE0071	Valle del Mantaro 1	3	Junín	401%	169%
	SE0072	Valle del Mantaro 2	3	Junín	382%	156%
ELC	SE0074	San Francisco Urbano	2	Ayacucho	845%	403%
	SE0068	Cangallo-Llusita	4	Ayacucho	221%	-34%
ENO	SE1084	Corrales	2	Tumbes	-	-
ENO	SE0081	Piura	2	Piura	-99%	-100%
ENO	SE0085	Bajo Piura	2	Piura	-23%	-78%
ESM	SE0047	Coracora	2	Ica	-	-
ELN	SE0098	Chongoyape	4	Lambayeque	-	-
EOR	SE1097	San Ignacio	4	Cajamarca	703%	367%
	SE1096	Bagua-Jaén	2	Cajamarca	1418%	673%
	SE1225	Bagua-Jaén Rural, Pomahuaca, Pucará	4	Amazonas	731%	547%
EOR	SE0235	Rioja Oriente	3	San Martin	450%	21%
	SE2233	Gera	4	San Martin	327%	169%
	SE0023	Yurimaguas, Pongo de Caynarachi	3	Loreto	539%	1134%
	SE1236	Tarapoto	2	San Martin	-73%	-71%
	SE3233	Tarapoto Rural	3	San Martin	101%	507%
	SE1233	Bellavista Urbano Rural	3	San Martin	-	-
	SR1233	Bellavista Rural	4	San Martin	-	-
	SE2236	Moyobamba Urbano	2	San Martin	-	-
	SR2236	Moyobamba Rural	4	San Martin	-	-
ELS	SE0115	Tarata	4	Tacna	224%	335%
	SE0116	Tomasiri	4	Tacna	-	-
ELS	SE0114	Puquina-Omate-Ubinas	4	Moquegua	191%	525%

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Región	EXCEDE SAIFI (%)	EXCEDE SAIDI (%)
EPU	SE0027	Azángaro	4	Puno	69%	-89%
ESE	SE0042	Andahuaylas	3	Apurímac	180%	23%
	SE3242	Chumbivilcas	4	Cusco	102%	-86%
	SE1042	Chacapunte	4	Apurímac	185%	-61%
ESE	SE0034	Puerto Maldonado	2	Madre De Dios	1882%	340%
	SE1034	Puerto Maldonado Rural, Iñapari, Iberia	3	Madre De Dios	1697%	754%
	SE2034	Mazuko	2	Madre De Dios	2211%	3116%
ESE	SE0040	Valle Sagrado 1	3	Cusco	294%	-33%
ESE	SE0036	La Convención	2	Cusco	1566%	67%
	SE0243	La Convención Rural	4	Cusco	629%	67%
ESE	SE0041	Valle Sagrado 2	4	Cusco	63%	74%
ESE	SE0244	Sicuani	2	Cusco	899%	435%
	SE4242	Sicuani Rural	4	Cusco	328%	135%
EUC	SE0057	Pucallpa	2	Ucayali	-45%	-94%
	SE0171	Aguaytía	3	Ucayali	-	-
	SE0059	Campo Verde	2	Ucayali	67%	-93%
HID	SE0122	Trujillo	2	La Libertad	-98%	-100%
HID	SE2119	Nepeña	2	Ancash	390%	835%
	SE0169	Casma Rural	3	Ancash	269%	490%
	SE1119	Casma	2	Ancash	541%	739%
	SE0119	Chimbote	2	Ancash	40%	-28%
	SE0256	Chimbote Rural	4	Ancash	41%	149%
HID	SE1124	Pallasca	3	Ancash	508%	3324%
	SE0124	Huallanca	4	Ancash	6%	281%
HID	SE0123	Caraz-Carhuaz-Huaraz	2	Ancash	216%	55%
HID	SE3122	Paján-Malabrigo	2	La Libertad	949%	851%
	SE0253	Trujillo Baja Densidad	2	La Libertad	610%	454%
HID	SE0121	Huarmey	2	Ancash	390%	469%
SEA	SE0134	Arequipa	2	Arequipa	48%	10%
SEA	SE0248	Bella Unión-Chala	2	Arequipa	540%	1568%
SEA	SE0138	Camaná, Ocoña, Caravelí	2	Arequipa	-17%	56%
SEA	SE0249	Isla	2	Arequipa	143%	147%

Leyenda	
	Excedieron la tolerancia > 200%
	Excedieron la tolerancia < 200%
	No excedieron la tolerancia

Del cuadro anterior, 23 sistemas eléctricos de distribución no fueron seleccionados debido a los siguientes motivos:

**Cuadro N° 21**

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Motivo
ELC	SE0072	Valle del Mantaro 2	3	Tasas de Falla e InDisponibilidades bajas
	SE0068	Cangallo-Llusita	4	(1) SAIDI bajo (2) Presencia de la C.H Llusita
ENO	SE1084	Corrales	2	No presentó fallas gestionables
	SE0085	Bajo Piura	2	(1) SAIFI y SAIDI bajos (2) Presencia de la C.T. Sechura
	SE0047	Coracora	2	No presentó fallas gestionables
ELN	SE0098	Chongoyape	4	No presentó fallas gestionables
EOR	SE1097	San Ignacio	4	(1) Presencia de la C.H. Quanda
	SE2233	Gera	4	(1) Pequeño sistema eléctrico (2) Presencia de la C.H. Gera
	SE0023	Yurimaguas, Pongo de Caynarachi	3	Presencia de la C.T. Yurimaguas
	SE1236	Tarapoto	2	Presencia de la C.T. Tarapoto
	SE3233	Tarapoto Rural	3	Presencia de la C.T. Tarapoto
	SE2236	Moyobamba Urbano	2	Presencia de la C.T. Moyobamba
	SR2236	Moyobamba Rural	4	Presencia de la C.T. Moyobamba
ESE	SE3242	Chumbivilcas	4	SAIDI y SAIFI bajos
	SE0034	Puerto Maldonado	2	Presencia de la C.T. Puerto Maldonado
	SE1034	Puerto Maldonado Rural, Iñapari, Iberia	3	Presencia de la C.T. Puerto Maldonado
EUC	SE0057	Pucallpa	2	Presencia de la C.T. Pucallpa
	SE0171	Aguaytía	3	Presencia de la C.T. Aguaytía
	SE0059	Campo Verde	2	SAIFI y SAIDI bajos
	SE0119	Chimbote	2	SAFI y SAIDI bajos
	SE0124	Huallanca	4	SAIFI bajo
	SE0134	Arequipa	2	(1) SAIFI y SAIDI bajos (2) Sistema eléctrico abastecido por un sistema radial y enmallado
	SE0249	Islay	2	(1) Tasa de falla bajos (2) Presencia de C.T. Mollendo

Por lo que resultan 39 sistemas eléctricos de distribución, que serán considerados para el abastecimiento de unidades térmicas móviles de generación:

**Cuadro N° 22**

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Región	EXCEDE SAIFI (%)	EXCEDE SAIDI (%)
ELC	SE0080	Pozuzo Urbano Rural	3	Pasco	1600%	2291%
	SE0080R	Pozuzo Rural	4	Pasco	2690%	5203%
	SE0067	Pichanaki	2	Junín	1488%	3075%
	SE0073	Chalhuamayo-Satipo	3	Junín	1631%	2383%
	SE3224	Yaupi	3	Pasco	458%	1899%
ELC	SE2064	Chanchamayo	2	Junín	697%	73%
ELC	SE0071	Valle del Mantaro 1	3	Junín	401%	169%
ELC	SE0074	San Francisco Urbano	2	Ayacucho	845%	403%
ENO	SE0081	Piura	2	Piura	-99%	-100%
EOR	SE1096	Bagua-Jaén	2	Cajamarca	1418%	673%
	SE1225	Bagua-Jaén Rural, Pomahuaca, Pucará	4	Amazonas	731%	547%
EOR	SE0235	Rioja Oriente	3	San Martin	450%	21%

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Región	EXCEDE SAIFI (%)	EXCEDE SAIDI (%)
	SE1233	Bellavista Urbano Rural	3	San Martín	-	-
	SR1233	Bellavista Rural	4	San Martín	-	-
ELS	SE0115	Tarata	4	Tacna	224%	335%
	SE0116	Tomasiri	4	Tacna	-	-
ELS	SE0114	Puquina-Omate-Ubinas	4	Moquegua	191%	525%
EPU	SE0027	Azángaro	4	Puno	69%	-89%
ESE	SE0042	Andahuaylas	3	Apurímac	180%	23%
	SE1042	Chacapunte	4	Apurímac	185%	-61%
ESE	SE2034	Mazuko	2	Madre De Dios	2211%	3116%
ESE	SE0040	Valle Sagrado 1	3	Cusco	294%	-33%
ESE	SE0036	La Convención	2	Cusco	1566%	67%
	SE0243	La Convención Rural	4	Cusco	629%	67%
ESE	SE0041	Valle Sagrado 2	4	Cusco	63%	74%
ESE	SE0244	Sicuani	2	Cusco	899%	435%
	SE4242	Sicuani Rural	4	Cusco	328%	135%
HID	SE0122	Trujillo	2	La Libertad	-98%	-100%
HID	SE2119	Nepeña	2	Ancash	390%	835%
	SE0169	Casma Rural	3	Ancash	269%	490%
	SE1119	Casma	2	Ancash	541%	739%
	SE0256	Chimbote Rural	4	Ancash	41%	149%
HID	SE1124	Pallasca	3	Ancash	508%	3324%
HID	SE0123	Caraz-Carhuaz-Huaraz	2	Ancash	216%	55%
HID	SE3122	Paján-Malabrigo	2	La Libertad	949%	851%
	SE0253	Trujillo Baja Densidad	2	La Libertad	610%	454%
HID	SE0121	Huarmey	2	Ancash	390%	469%
SEA	SE0248	Bella Unión-Chala	2	Arequipa	540%	1568%
SEA	SE0138	Camaná, Ocoña, Caravelí	2	Arequipa	-17%	56%

### **Instalaciones Congestionadas**

En este caso, se evalúa los Transformadores Sobrecargados y Líneas de Transmisión Congestionadas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y sistemas aislados.

Las empresas operadoras de instalaciones de transmisión, en cumplimiento del Procedimiento N° 091-2006 OS/CD, alcanzan mensualmente al OSINERGMIN los reportes de las máximas demandas mensuales de los transformadores y líneas de transmisión. Es en base a estos reportes que OSINERGMIN efectúa el control de la capacidad de estas instalaciones.

Para dicho control y análisis se define el término FACTOR DE USO, el cual mide el grado de utilización de la capacidad nominal del equipo y se calcula de la siguiente manera:

**Cuadro N° 23:** Factor de uso

Factor de Uso en transformadores	Factor de Uso en Líneas de Transmisión
Factor de uso = $\frac{\text{Máxima carga registrada (MVA)}}{C \cdot n_i (M)}$	Factor de uso = $\frac{\text{Máxima corriente registrada (A)}}{C \cdot n_i (A)}$

Una vez calculados los factores de uso mensuales, se definen los siguientes grados de cargabilidad en los equipos:

- ) **IAS:** Instalaciones próximas a sobrecargarse, es decir, aquellas instalaciones con factor de uso mayor al 75% y menor o igual al 100% de su capacidad nominal.
- ) **IS:** Instalaciones sobrecargadas, con factor de uso mayor al 100% de su capacidad nominal.

En el caso de los transformadores de tres devanados, la máxima carga registrada y la capacidad nominal corresponden al devanado primario, salvo se indique lo contrario.

Finalmente, para establecer las instalaciones sobrecargadas se verifica las condiciones en las cuales se registraron las máximas demandas (condición temporal o permanente) de aquellas instalaciones que operaron cerca y/o por encima de su capacidad nominal.

En el cuadro N° 21 se muestran los sistemas eléctricos que son afectados ante un evento de sobrecarga. Para ello se ha considerado el análisis de aquellas instalaciones consideradas con frecuencia como sobrecargadas durante el año 2020.

**Cuadro N° 24**
**Sistemas eléctricos afectados por instalaciones sobrecargadas**

Empresa	Tensión (kV)	Instalación	Factor de Uso	SET afectadas	Sistema Eléctrico	EXCEDE SAIFI (%)	EXCEDE SAIDI (%)
ELC	60	L-6078 Parque Industrial - Concepción	102.74%*	Concepción	Valle del Mantaro 1	401%	169%
				Jauja			
EOR	138	Nueva Jaén TPA013 138/60/22.9 kV	107.60%**	Nueva Jaén	Bagua - Jaén	1418%	673%
				Jaén	San Ignacio	703%	367%
				Bagua	Bagua-Jaén Rural, Pomahuaca, Pucará	731%	547%
ELN	22.9	Carhuaquero TPB011 Devanado 22.9 kV	120.33%***	Carhuaquero	Chongoyape	-	-

\*Corresponde al 2do trimestre 2020

\*\*Corresponde al 3er trimestre 2020

\*\*\*Corresponde al 1er trimestre 2020

Leyenda	
	Excedieron la tolerancia > 200%
	Excedieron la tolerancia < 200%
	No excedieron la tolerancia

Del cuadro anterior, se seleccionaron 3 sistemas eléctricos debido a su alta criticidad en SAIFI y/o SAIDI; los cuales ya se encuentran considerados en el cuadro N°22.

**Cuadro N° 25**

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Región	EXCEDE SAIFI (%)	EXCEDE SAIDI (%)
ELC	SE0071	Valle del Mantaro 1	3	Junín	401%	169%
EOR	SE1096	Bagua - Jaén	2	Cajamarca	1418%	673%
	SE1225	Bagua-Jaén Rural, Pomahuaca, Pucará	4	Amazonas	731%	547%

Los 2 sistemas eléctricos restantes no fueron considerados debido a los siguientes motivos:

**Cuadro N° 26**

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Motivos
EOR	SE1097	San Ignacio	4	(1) Presencia de la C.H. Quanda
ELN	SE0098	Chongoyape	4	No presentó fallas gestionables

### **Sistemas Eléctricos Vulnerables (Radiales)**

Para establecer el número y capacidad de los grupos térmicos móviles, es necesario evaluar a los sistemas eléctricos radiales, los cuales son vulnerables debido a las siguientes problemáticas:

- Dependen de una sola fuente de alimentación y/o conexión en alta tensión, con problemas de operación y mantenimiento que los hacen vulnerables ante cualquier evento y/o perturbación.
- Limitaciones operativas de sus enlaces y de su configuración de operación que también los hacen vulnerables ante cualquier evento o perturbación que afecta a la red de transmisión que los enlaza.
- Déficit de generación si no cuenta con generación local en cada uno de los sistemas eléctricos
- Falta de mecanismos que puedan coadyuvar a implementar el reconocimiento de la disponibilidad de la reserva en generación
- Falta de previsión en la optimización y programación del mantenimiento de las centrales térmicas, algunas de ellas requieren mantenimientos mayores (con paradas de operación de meses) y no se tienen grupos térmicos de contingencia en caso se requiera usar la reserva.
- Planes de contingencias que no están orientados a la recuperación inmediata y total del servicio en el caso de desconexión de la fuente (fallas y/o desconexiones programadas de líneas de transmisión de enlace, fallas de unidades de generación térmica de reserva, etc.)
- Sistemas eléctricos alejados del SEIN que hacen inviable su interconexión, caso del sistema eléctrico Iquitos.

De los 223 sistemas eléctricos establecidos a través de la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 042-2018-OS/CD, OSINERGMIN determinó que 16 sistemas eléctricos son abastecidos parcialmente por sistemas de transmisión radiales, lo que significa que al menos un punto de suministro de estos sistemas eléctricos es abastecido desde un sistema radial y 125 sistemas eléctricos de distribución que son abastecidos únicamente por

sistemas de transmisión radiales, lo que significa que todos sus puntos de suministro son abastecidos por sistemas radiales.

En el cuadro siguiente se mencionan los 125 sistemas eléctricos de distribución que son abastecidos únicamente por sistemas de transmisión radiales:

### Cuadro N° 27

#### Sistemas Eléctricos de Distribución abastecidos por Sistemas de Transmisión radial

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
ADN	Chuquibamba	SE0265	Total	S.E. Huancarama	Callalli – Talta – Ares – Huancarama	-
CHA	Chao	SE0157	Total	S.E. Pur Pur (PECH)	Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú – Virú 02 – Pur	-
				C.H. Virú	Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú – Virú 02 – C.H. Virú	-
				S.E. San José (PECH)	Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú – Virú 02 – San José	-
				S.E. Chao (PECH)	Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú – Virú 02 – Chao (PECH)	-
CEV	Andahuasi	SE0002	Total	S.E. Andahuasi	Huacho – Andahuasi	-
CEV	Villacurí	SE0001	Total	S.E. Villacurí	Independencia - Villacurí	-
EDE	San Ramón de Pangoa	SE0215	Total	S.E. Chalhuanayo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	Satipo - Chalhuanayo
EDN	Sayán-Humaya	SE0221	Total	S.E. Andahuasi	Huacho – Andahuasi	-
EGP	Pangoa	SE0159	Total	S.E. Chalhuanayo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	Satipo - Chalhuanayo
ELC	Pasco	SE0063	Total	S.E. Pasco	Paragsha II – Paragsha I - Pasco	-
ELC	Pasco Rural	SE0224	Total	S.E. Huariaca	Paragsha II – Milpo – Huariaca	-
				S.E. Chaprin 2	Paragsha II – Milpo – Huariaca	Huariaca – Chaprin 2
				S.E. Milpo	Paragsha II – Milpo – Huariaca	Huariaca – Milpo
				S.E. Goyllarisquizga	Paragsha II – Paragsha I – Pasco – Huicra – Antagasha – Goyllarisquizga	-
ELC	Huánuco	SE0066	Total	S.E. Huánuco	Amarilis – Huánuco	-
ELC	Huánuco Rural 1	SE0258	Total	S.E. Huánuco	Amarilis – Huánuco	-
ELC	Huánuco Rural 2	SE0162	Total	S.E. Huánuco	Amarilis – Huánuco	-
				S.E. Rain	Amarilis – Huánuco	Huánuco – Rain
ELC	Junín	SE1224	Total	S.E. Junín	Carhuamayo (STK) – Junín	-
ELC	Tarma	SE1064	Total	S.E. Ninatambo	Caripa – Condorcocha - Ninatambo	-
ELC	Tarma Rural	SE0164	Total	S.E. Ninatambo	Caripa – Condorcocha - Ninatambo	-
				S.E. Acobamba	Caripa – Condorcocha - Ninatambo	Ninatambo - Acobamba
ELC	Chanchamayo	SE2064	Total	S.E. Chanchamayo	Caripa – La Virgen - Chanchamayo	-
ELC	San José	SE2063	Total	S.E. San José	Francoise – Nueva Huaron	Nueva Huaron – Huaron – San José
ELC	Yaupi	SE3224	Total	S.E. Yaupi	Santa Isabel – Yaupi	-
				S.E. Oxapampa	Santa Isabel – Yaupi - Oxapampa	-
				S.E. Villa Rica	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica	-
ELC	Pozuzo	SE0080	Total	S.E. Puerto Bermúdez	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Puerto Bermúdez	-
				S.E. Ciudad Constitución	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Puerto Bermúdez – Ciudad Constitución	-
				S.E. Prusia	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica –	-

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
					Puerto Bermúdez – Ciudad Constitución - Prusia	
ELC	Pichanaki	SE0067	Total	S.E. Pichanaki	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki	-
ELC	Chalhuamayo – Satipo	SE0073	Total	S.E. Satipo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	-
				S.E. Chalhuamayo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	Satipo - Chalhuamayo
ELC	Tablachaca	SE0078	Total	S.E. Restitución	Campo Armiño – Restitución	-
				S.E. Huancayoccasa	Campo Armiño – Mantaro – Huancayoccasa	-
				S.E. Tablachaca	Campo Armiño – Mantaro – Tablachaca	-
ELC	Huanta-Cobriza	SE0222	Total	S.E. Huanta	Derivación Huanta – Huanta	-
ELC	Cangallo-Llusita	SE0068	Total	S.E. Cangallo	Mollepata - Cangallo	-
				S.E. Llusita	Mollepata - Cangallo	Cangallo - Llusita
ELC	San Francisco	SE0074	Total	S.E. San Francisco	Mollepata – San Francisco	-
				S.E. San FCO Kimbiri	Mollepata – San Francisco	San Francisco – San FCO Kimbiri
ELC	Ayacucho	SE0060	Total	S.E. Ayacucho	Mollepata – Ayacucho	-
ELC	Ayacucho Rural	SE0161	Total	S.E. Ayacucho	Mollepata – Ayacucho	-
ELC	Huancavelica Rural	SE0075	Total	S.E. Ingenio	Huancavelica – Ingenio	-
				S.E. Rumichaca	Huancavelica – Ingenio	Ingenio – Rumichaca
				S.E. Caudalosa	Huancavelica – Ingenio – Caudalosa	-
ELC	Huancayo	SE0062	Total	S.E. Salesianos	Huayucachi - Salesianos	-
				S.E. Parque Industrial	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial	-
				S.E. Huancayo Este	Huayucachi – Huancayo Este	-
ELC	Valle del Mantaro 2	SE0072	Total	S.E. Chupaca	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca	-
ELC	Valle del Mantaro 1	SE0071	Total	S.E. Concepción	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción	-
				S.E. Xauxa	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Xauxa	-
ELC	Valle del Mantaro 4	SE0077	Total	S.E. Huarisca	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca - Huarisca	
				S.E. Chala Nueva	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca – Huarisca – Chala Nueva	
				S.E. Machu	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca – Huarisca – Chala Nueva – Machu	
				C.H. Acobambilla	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca – Huarisca – Chala Nueva – Machu	Machu – C.H. Acobambilla
				S.E. Xauxa	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Xauxa	-
				S.E. Comas	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas	-
				S.E. Chuicón	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – Chuicón	-
				S.E. La Libertad	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – La Libertad	-

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
				S.E. El Tambo	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – El Tambo	-
				S.E. Matapa	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – Matapa	-
ELN	Niepos	SE0109	Total	C.H. Buenos Aires	Chiclayo Norte – Pomalca – Tumán – Cayaltí	Cayaltí – C.H. Buenos Aires
ELN	Cutervo	SE0100	Total	S.E. Cutervo	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo	-
ELN	Querocoto	SE0106	Total	S.E. Cutervo	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo	-
ELS	Puquina-Omate-Ubicas	SE0114	Total	S.E. Omate	Socabaya – Polobaya – Puquina	Puquina – Omate
				S.E. Ubinas	Socabaya – Polobaya – Puquina	Puquina – Omate – Ubinas
ELS	Tarata	SE0115	Total	S.E. Caserío Aricota	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota	-
				S.E. Challaguaya	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya	-
				S.E. Tarata	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya – Tarata	-
				S.E. Alto Toquela	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya – Tarata – Alto Toquela	-
				S.E. El Ayro	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya – Tarata – Alto Toquela – El Ayro	-
ELS	Yarada	SE0113	Total	S.E. La Yarada	Tacna – La Yarada	-
ENO	Corrales	SE1084	Total	S.E. La Cruz	Zorritos – C.T. Tumbes – Corrales	-
				S.E. INYSA		
				S.E. Inversiones Cerezos		
				S.E. Cerezos		
				S.E. Corrales		
ENO	Zorritos	SE1165	Total	S.E. Zorritos (33 kV)	Zorritos – C.T. Tumbes – Zorritos (33 kV)	-
ENO	Máncora	SE0232	Total	S.E. Máncora	Zorritos – Máncora	-
ENO	Tumbes	SE0084	Total	S.E. Tumbes	Zorritos – Tumbes – Puerto Pizarro	-
				S.E. Tumbes 1		
				S.E. Puerto Pizarro		
ENO	Tumbes Rural	SE0165	Total	S.E. Tumbes	Zorritos – Tumbes	-
ENO	Zarumilla Rural	SE0259	Total	S.E. Zarumilla	Zorritos – Tumbes – Zarumilla	-
ENO	Zarumilla	SE2084	Total	S.E. Zarumilla	Zorritos – Tumbes – Zarumilla	-
ENO	Bajo Piura	SE0085	Total	S.E. La Unión	Piura Oeste – La Unión – Sechura – Constante	-
				S.E. Sechura		
				S.E. Constante		
ENO	Chulucanas	SE0086	Total	S.E. Chulucanas	Piura Oeste – Los Ejidos – Chulucanas – Morropón	-
				S.E. Morropón		
				S.E. Poechos	Sullana - Poechos	Poechos – C.H. Quiroz
				C.H. Quiroz		
ENO	Frontera	SE0231	Total	S.E. Loma Larga	Piura Oeste – Los Ejidos – Chulucanas – Loma Larga	-
EMP	Paramonga	SE0154	Total	S.E. Paramonga Nueva	Paramonga Nueva – Paramonga Existente	-
EMU	Utcubamba	SE0155	Total	S.E. Bagua Grande	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Bagua	Bagua – Bagua Grande
EOR	Bagua - Jaén	SE1096	Total	S.E. Nueva Jaén	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén	-
				S.E. Bagua	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Bagua	

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
				S.E. Jaén	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Jaén	
EOR	San Ignacio	SE1097	Total	S.E. Jaén C.H. Quanda	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Jaén	Jaén – C.H. Quanda
EOR	Bagua – Jaén Rural	SE1225	Total	S.E. Jaén S.E. Bagua S.E. Bagua Grande C.H. El Muyo	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Jaén Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Bagua Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – El Muyo	- Bagua – Bagua Grande -
EOR	Yurimaguas – Pongo de Caynarachi	SE0023	Total	S.E. Yurimaguas	Tarapoto – Pongo de Caynarachi – Yurimaguas	-
EOR	Moyobamba	SE2236	Total	S.E. Moyobamba	Belaunde Terry – Moyobamba	-
EOR	Gera	SE2233	Total	S.E. Gera	Belaunde Terry – Moyobamba – Gera	-
EOR	Rioja Oriente	SE0235	Total	S.E. Rioja S.E. Nueva Cajamarca	Belaunde Terry – Moyobamba – Rioja Belaunde Terry – Moyobamba – Rioja – Cementos Selva – Nueva Cajamarca	- -
HID	Guadalupe	SE0120	Total	S.E. Chepén S.E. Pacasmayo	Guadalupe – Chepén Guadalupe – Pacasmayo	- -
HID	Celendín	SE0128	Total	S.E. Celendín	Cajamarca – Celendín	Celendín – C.H. Cantage
HID	Cajamarca Rural	SE0230	Total	S.E. San Marcos	Cajamarca Norte – Moyococha – Cajamarca – San Marcos	-
HID	Cajabamba	SE1230	Total	S.E. Cajabamba	Cajamarca Norte – Moyococha – Cajamarca – Aguas Calientes – Cajabamba	-
HID	Huamachuco	SE2230	Total	S.E. Huamachuco	Cajamarca Norte – Moyococha – Cajamarca – Aguas Calientes – Cajabamba	Cajabamba – Huamachuco
HID	Virú	SE1122	Total	S.E. Virú S.E. Virú 02 S.E. Chao	Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú – Virú 02 Trujillo Sur – Huaca del Sol – Virú – Chao	- - -
HID	Trujillo Rural	SE0168	Total	S.E. Charat	Trujillo Norte – Motil – Florida – Otuzco – Charat	-
HID	Otuzco – Motil – Florida	SE1168	Total	S.E. Motil Derivación L-3360 S.E. Florida S.E. Otuzco	Trujillo Norte – Motil Trujillo Norte – Motil – Derivación L-3360 Trujillo Norte – Motil – Florida Trujillo Norte – Motil – Florida – Otuzco	- - - -
HID	Quiruvilca	SE4122	Total	S.E. Quiruvilca	Trujillo Norte – Motil – Shorey – Quiruvilca	-
HID	Trujillo Baja Densidad	SE0253	Total	S.E. Santiago de Cao S.E. Casagrande 01	Trujillo Norte – Santiago de Cao Trujillo Norte – Santiago de Cao – Casagrande 01	- -
HID	Paiján – Malabrigo	SE3122	Total	S.E. Malabrigo S.E. Casagrande 02 S.E. Paiján	Trujillo Norte – Santiago de Cao – Malabrigo Trujillo Norte – Santiago de Cao – Casagrande 01 – Casagrande 02 Trujillo Norte – Santiago de Cao – Casagrande 01 – Paiján	- - -
HID	Nepeña	SE2119	Total	S.E. Nepeña	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña	-

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
				S.E. San Jacinto	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – San Jacinto	-
HID	Chimbote Rural	SE0256	Total	S.E. San Jacinto	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – San Jacinto	-
HID	Casma Rural	SE0169	Total	S.E. Casma	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – Casma	-
HID	Casma	SE1119	Total	S.E. Casma	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – Casma	-
HID	Santa	SE3119	Total	S.E. Santa	Chimbote 01 – Santa	-
HID	Santa Rural	SE4119	Total	S.E. Santa	Chimbote 01 – Santa	-
HID	Pallasca	SE1124	Total	S.E. Pallasca	Huallanca – La Pampa - Pallasca	-
HID	Ticapampa	SE0125	Total	S.E. Ticapampa	Huaraz – Ticapampa	-
HID	Sihuas	SE2124	Total	S.E. Sihuas	Kiman Ayllu – Sihuas	-
HID	Tayabamba	SE0132	Total	S.E. Tayabamba	Kiman Ayllu – Sihuas - Tayabamba	
				S.E. Llacuabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Tayabamba – Llacuabamba	
				C.H. Tarabamba	Kiman Ayllu – Sihuas - Tayabamba	Tayabamba – C.H. Tarabamba
HID	Pomabamba	SE0127	Total	S.E. Pomabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Pomabamba	-
				C.H. Pomabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Pomabamba	Pomabamba – C.H. Pomabamba
HID	Huari	SE0126	Total	S.E. Huari	Kiman Ayllu – Sihuas – Pomabamba – Huari	-
				C.H. María Jiray	Kiman Ayllu – Sihuas – Pomabamba – Huari	Huari – C.H. María Jiray
HID	Huarmey	SE0121	Total	S.E. Huarmey	Paramonga Nueva – 09 de Octubre – Huarmey	-
EPU	Antauta	SE0028	Total	S.E. Antauta	Azángaro – Antauta	-
EPU	Azángaro	SE0027	Total	S.E. Ananea	Azángaro – Derivación Putina – Ananea	-
				S.E. Sandía	Azángaro – Derivación Putina – Ananea	Ananea - Sandía
EPU	Puno Baja Densidad	SE0239	Total	S.E. Puno Bellavista	Puno – Puno Bellavista	-
EPU	Ilave-Pomata	SE0030	Total	S.E. Ilave	Puno – Ilave	-
				S.E. Pomata	Puno – Ilave - Pomata	-
ESE	Mazuko	SE2034	Total	S.E. Mazuko	San Gabán II – Mazuko	-
ESE	Puerto Maldonado	SE0034	Total	S.E. Puerto Maldonado	San Gabán II – Mazuko – Puerto Maldonado	-
				C.T. Puerto Maldonado	San Gabán II – Mazuko – Puerto Maldonado	Puerto Maldonado – C.T. Puerto Maldonado
				S.E. Iberia	San Gabán II – Mazuko – Puerto Maldonado	Puerto Maldonado – Iberia
				S.E. Iñapari	San Gabán II – Mazuko – Puerto Maldonado	Puerto Maldonado – Iberia – Iñapari
ESE	Sicuani	SE0244	Total	S.E. Sicuani	Combapata – Sicuani	-
ESE	Sicuani Rural	SE4242	Total	S.E. Sicuani	Combapata – Sicuani	-
ESE	Abancay	SE0035	Total	S.E. Tamburco	Abancay Nueva - Tamburco	-
ESE	Abancay Rural	SE0241	Total	S.E. Tamburco	Abancay Nueva - Tamburco	-
ESE	Chuquibambilla	SE2042	Total	S.E. Chuquibambilla	Abancay Nueva – Tamburco – Chuquibambilla	-
ESE	Chacapunte	SE1042	Total	S.E. Chacapunte	Abancay Nueva – Tamburco – Chacapunte	-
ESE	Andahuaylas	SE0042	Total	S.E. Andahuaylas	Abancay Nueva – Tamburco – Andahuaylas	-
ESE	Valle Sagrado 1	SE0040	Total	S.E. Urubamba	Cachimayo – Urubamba	-
				S.E. Pisac	Cachimayo – Pisac	-
ESE	La Convención Rural	SE0243	Total	S.E. Santa María	Machupicchu – Santa María	-
				S.E. Urpipata	Machupicchu – Urpipata	-
				S.E. Chahuare	Machupicchu – Chahuare	-
ESE	La Convención	SE0036	Total	S.E. Urpipata	Machupicchu – Urpipata	-
ESE	Valle Sagrado 2	SE0041	Total	S.E. Oropesa	Quencoro – Oropesa	-
				S.E. Huro	Quencoro - Huro	-

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
ESM	Huaytará-Chocorvos	SE0051	Total	S.E. Caudalosa	Huancavelica – Ingenio – Caudalosa	-
ESM	Paracas	SE2046	Total	S.E. Paracas	Independencia – Paracas	-
ESM	Pisco	SE0046	Total	S.E. Alto la Luna	Independencia – Alto la Luna	-
				S.E. Pisco	Independencia – Pisco	-
ESM	Tacama	SE3044	Total	S.E. Tacama	Ica Norte - Tacama	-
ESM	Santa Margarita	SE2044	Total	S.E. Margarita	Ica – Margarita	-
ESM	Coracora	SE0047	Total	S.E. Coracora	Marcona – Nasca – Puquio - Coracora	-
ESM	Chaviña	SE0053	Total	S.E. Coracora	Marcona – Nasca – Puquio - Coracora	-
ESM	Pausa	SE0049	Total	S.E. Coracora	Marcona – Nasca – Puquio - Coracora	-
ESM	Incuyo	SE0054	Total	S.E. Coracora	Marcona – Nasca – Puquio - Coracora	-
ESM	Tambo Quemado	SE0056	Total	S.E. Puquio	Marcona – Nasca – Puquio	-
ESM	Puquio Rural	SE0247	Total	S.E. Puquio	Marcona – Nasca – Puquio	-
ESM	Puquio	SE4045	Total	S.E. Puquio	Marcona – Nasca – Puquio	-
ESM	Nasca	SE1045	Total	S.E. Nasca	Marcona – Nasca	-
ESM	Nasca Rural	SR0041	Total	S.E. Nasca	Marcona – Nasca	-
ESM	Palpa Rural	SE0246	Total	S.E. Llipata	Marcona – Llipata	-
ESM	Palpa	SE3045	Total	S.E. Llipata	Marcona – Llipata	-
PAN	Pangoa	SE0158	Total	S.E. Chalhuanayo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	Satipo - Chalhuanayo
RIO	Rioja	SE0156	Total	S.E. Rioja	Belaunde Terry – Moyobamba – Rioja	-
SEA	Bella Unión-Chala	SE0248	Total	S.E. Bella Unión	Marcona – Bella Unión	-
SEA	Cotahuasi-Orcopampa	SE0147	Total	S.E. Huancarama	Callalli – Talta – Ares – Huancarama	-
SEA	Repartición-La Cano	SE0251	Total	S.E. Repartición	Cerro Verde – Repartición	-
SEA	Majes-Sihuas	SE0250	Total	S.E. Majes	Cerro Verde – Repartición – Majes	-
SEA	Valle de Majes	SE0252	Total	S.E. Corire	Cerro Verde – Repartición – Majes – Corire	-
SEA	Chuquibamba	SE0141	Total	S.E. Chuquibamba	Cerro Verde – Repartición – Majes – Chuquibamba	-
SEA	Camaná, Ocoña, Caravelí	SE0138	Total	S.E. Camaná	Cerro Verde – Repartición – Majes – Pedregal – Camaná	-
				S.E. Ocoña	Cerro Verde – Repartición – Majes – Pedregal – Camaná – Ocoña	-
				S.E. Caravelí	Cerro Verde – Repartición – Majes – Pedregal – Camaná – Ocoña - Caravelí	-
SEA	Islay	SE0249	Total	S.E. Mollendo (Base Islay)	Cerro Verde – Repartición – Mollendo	-
				S.E. Matarani	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Matarani	-
				S.E. Agua Lima	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Agua Lima	-
				S.E. Mollendo	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Mollendo	-
				S.E. Mejía	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Mejía	-
				S.E. La Curva	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Mejía – La Curva	-
				S.E. Cocachacra	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Mejía – La Curva – Cocachacra	-
				S.E. Chucarapi	Cerro Verde – Repartición – Mollendo – Mejía – La Curva – Cocachacra – Chucarapi	-

El criterio basado en la alimentación de un sistema eléctrico a partir de un sistema de transmisión radial sirve como información complementaria para la selección de los sistemas

críticos. Esta información trabajará en conjunto con los indicadores de operación y performance mencionados con anterioridad, tales como el SAIFI, SAIDI, Tasa de Fallas, Indisponibilidades, congestión y otros criterios adicionales como la presencia de centrales térmicas y/o pequeñas centrales hidroeléctricas cercanas a las zonas evaluadas que podrían operar en casos de contingencias.

Aplicando los criterios mencionados con anterioridad (indicadores de operación, performance, congestión, presencia de centrales térmicas y/o pequeñas centrales hidroeléctricas cercanas a las zonas evaluadas) a los sistemas eléctricos abastecidos por sistemas de transmisión radiales, se obtienen 39 sistemas radiales considerados como sistemas críticos que necesitarán de unidades móviles de generación:

**Cuadro N° 28**

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
ELC	Chanchamayo	SE2064	Total	S.E. Chanchamayo	Caripa – La Virgen - Chanchamayo	-
ELC	Yaupi	SE3224	Total	S.E. Yaupi	Santa Isabel – Yaupi	-
				S.E. Oxapampa	Santa Isabel – Yaupi - Oxapampa	-
				S.E. Villa Rica	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica	-
ELC	Pozuzo	SE0080	Total	S.E. Puerto Bermúdez	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Puerto Bermúdez	-
				S.E. Ciudad Constitución	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Puerto Bermúdez – Ciudad Constitución	-
				S.E. Prusia	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Puerto Bermúdez – Ciudad Constitución - Prusia	-
ELC	Pichanaki	SE0067	Total	S.E. Pichanaki	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki	-
ELC	Chalhuamayo – Satipo	SE0073	Total	S.E. Satipo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	-
				S.E. Chalhuamayo	Santa Isabel – Yaupi – Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki - Satipo	Satipo - Chalhuamayo
ELC	Huanta-Cobrizo	SE0222	Total	S.E. Huanta	Derivación Huanta – Huanta	-
ELC	San Francisco	SE0074	Total	S.E. San Francisco	Mollepata – San Francisco	-
				S.E. San FCO Kimbiri	Mollepata – San Francisco	San Francisco – San FCO Kimbiri
ELC	Valle del Mantaro 1	SE0071	Total	S.E. Concepción	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción	-
				S.E. Xauxa	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Xauxa	-
ELC	Valle del Mantaro 4	SE0077	Total	S.E. Huarisca	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca - Huarisca	-
				S.E. Chala Nueva	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca – Huarisca – Chala Nueva	-
				S.E. Machu	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca – Huarisca – Chala Nueva – Machu	-
				C.H. Acobambilla	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Chupaca – Huarisca – Chala Nueva – Machu	Machu – C.H. Acobambilla
				S.E. Xauxa	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Xauxa	-
				S.E. Comas	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas	-
				S.E. Chuicón	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – Chuicón	-

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
				S.E. La Libertad	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – La Libertad	-
				S.E. El Tambo	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – El Tambo	-
				S.E. Matapa	Huayucachi – Salesianos – Parque Industrial – Concepción – Ingenio – Comas – Matapa	-
ELS	Puquina-Omate-Ubicas	SE0114	Total	S.E. Omate	Socabaya – Polobaya – Puquina	Puquina – Omate
				S.E. Ubinas	Socabaya – Polobaya – Puquina	Puquina – Omate – Ubinas
ELS	Tarata	SE0115	Total	S.E. Caserío Aricota	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota	-
				S.E. Challaguaya	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya	-
				S.E. Tarata	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya – Tarata	-
				S.E. Alto Toquela	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya – Tarata – Alto Toquela	-
				S.E. El Ayro	Aricota 2 – Aricota 1 – Sarita – Caserío Aricota – Challaguaya – Tarata – Alto Toquela – El Ayro	-
EOR	Bagua - Jaén	SE1096	Total	S.E. Nueva Jaén	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén	-
				S.E. Bagua	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Bagua	-
				S.E. Jaén	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén - Jaén	-
EOR	Bagua – Jaén Rural	SE1225	Total	S.E. Jaén	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Jaén	-
				S.E. Bagua	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Bagua	Bagua – Bagua Grande
				S.E. Bagua Grande	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – Bagua	-
				C.H. El Muyo	Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén – El Muyo	-
EOR	Rioja Oriente	SE0235	Total	S.E. Rioja	Belaunde Terry – Moyobamba – Rioja	-
				S.E. Nueva Cajamarca	Belaunde Terry – Moyobamba – Rioja – Cementos Selva – Nueva Cajamarca	-
HID	Trujillo Baja Densidad	SE0253	Total	S.E. Santiago de Cao	Trujillo Norte – Santiago de Cao	-
				S.E. Casagrande 01	Trujillo Norte – Santiago de Cao – Casagrande 01	-
HID	Paiján – Malabrigo	SE3122	Total	S.E. Malabrigo	Trujillo Norte – Santiago de Cao – Malabrigo	-
				S.E. Casagrande 02	Trujillo Norte – Santiago de Cao – Casagrande 01 – Casagrande 02	-
				S.E. Paiján	Trujillo Norte – Santiago de Cao – Casagrande 01 – Paiján	-
HID	Nepeña	SE2119	Total	S.E. Nepeña	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña	-
				S.E. San Jacinto	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – San Jacinto	-
HID	Chimbote Rural	SE0256	Total	S.E. San Jacinto	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – San Jacinto	-
HID	Casma Rural	SE0169	Total	S.E. Casma	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – Casma	-
HID	Casma	SE1119	Total	S.E. Casma	Chimbote 01 – Chimbote Sur – Nepeña – Casma	-
HID	Pallasca	SE1124	Total	S.E. Pallasca	Huallanca – La Pampa - Pallasca	-
HID	Ticapampa	SE0125	Total	S.E. Ticapampa	Huaraz – Ticapampa	-
HID	Tayabamba	SE0132	Total	S.E. Tayabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Tayabamba	-
				S.E. Llacuabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Tayabamba – Llacuabamba	-
				C.H. Tarabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Tayabamba	Tayabamba – C.H. Tarabamba
HID	Pomabamba	SE0127	Total	S.E. Pomabamba	Kiman Ayllu – Sihuas – Pomabamba	-

EMP	Sistema Eléctrico de Distribución	Código	Abastecimiento radial	Puntos de suministro	Sistema de Transmisión Radial	Enlaces de distribución
				C.H. Pomabamba	Kimán Ayllu – Sihuas – Pomabamba	Pomabamba – C.H. Pomabamba
HID	Huari	SE0126	Total	S.E. Huari	Kimán Ayllu – Sihuas – Pomabamba – Huari	-
				C.H. María Jiray	Kimán Ayllu – Sihuas – Pomabamba – Huari	Huari – C.H. María Jiray
HID	Huarmey	SE0121	Total	S.E. Huarmey	Paramonga Nueva – 09 de Octubre – Huarmey	-
EPU	Antauta	SE0028	Total	S.E. Antauta	Azángaro – Antauta	-
EPU	Azángaro	SE0027	Total	S.E. Ananea	Azángaro – Derivación Putina – Ananea	-
				S.E. Sandía	Azángaro – Derivación Putina – Ananea	Ananea - Sandía
EPU	llave-Pomata	SE0030	Total	S.E. llave	Puno – llave	-
				S.E. Pomata	Puno – llave - Pomata	-
ESE	Sicuani	SE0244	Total	S.E. Sicuani	Combapata – Sicuani	-
ESE	Sicuani Rural	SE4242	Total	S.E. Sicuani	Combapata – Sicuani	-
ESE	Chacapunte	SE1042	Total	S.E. Chacapunte	Abancay Nueva – Tamburco – Chacapunte	-
ESE	Andahuaylas	SE0042	Total	S.E. Andahuaylas	Abancay Nueva – Tamburco – Andahuaylas	-
ESE	Valle Sagrado 1	SE0040	Total	S.E. Urubamba	Cachimayo – Urubamba	-
				S.E. Pisac	Cachimayo – Pisac	-
ESE	La Convención Rural	SE0243	Total	S.E. Santa María	Machupicchu – Santa María	-
				S.E. Uripipata	Machupicchu – Uripipata	-
				S.E. Chahuare	Machupicchu – Chahuare	-
ESE	La Convención	SE0036	Total	S.E. Uripipata	Machupicchu – Uripipata	-
ESE	Valle Sagrado 2	SE0041	Total	S.E. Oropesa	Quencoro – Oropesa	-
				S.E. Huaró	Quencoro - Huaró	-
SEA	Bella Unión-Chala	SE0248	Total	S.E. Bella Unión	Marcona – Bella Unión	-
SEA	Camaná, Ocoña, Caravelí	SE0138	Total	S.E. Camaná	Cerro Verde – Repartición – Majes – Pedregal – Camaná	-
				S.E. Ocoña	Cerro Verde – Repartición – Majes – Pedregal – Camaná – Ocoña	-
				S.E. Caravelí	Cerro Verde – Repartición – Majes – Pedregal – Camaná – Ocoña - Caravelí	-

### Otros Sistemas Eléctricos

El presente informe tiene como base de selección a los sistemas eléctricos de distribución con incidencia en transmisión; sin embargo, existen otros sistemas eléctricos que se deben considerar para el abastecimiento de unidades móviles de generación:

**Cuadro N° 29**

Empresa Distribuidora	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	SAIFI	SAIDI	Motivos
ELC	SE0077	Valle del Mantaro 4	4	211%	2012%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
ELC	SE0222	Huanta - Cobriza	2	227%	672%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
EPU	SE0030	llave - Pomata	4	470%	1388%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
EPU	SE0028	Antauta	4	302%	1909%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
HID	SE0125	Ticapampa	3	392%	3290%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
HID	SE0132	Tayabamba	3	617%	7578%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
HID	SE0126	Huari	4	973%	2217%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial
HID	SE0127	Pomabamba	4	786%	2351%	(1) Altos indicadores SAIFI y SAIDI (2) Sistema eléctrico abastecido por sistema de transmisión radial

Del análisis efectuado y de acuerdo a los criterios propuestos, los sistemas eléctricos críticos que necesitan de unidades móviles de generación para atender de manera parcial el suministro de energía eléctrica de las cargas importantes de las diversas localidades son

**Cuadro N° 30**  
**Sistemas Eléctricos Críticos**

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
ENOSA	Piura	-99%	-100%	Alto valor del Indicador de Disponibilidad	SET Piura Centro	A1940 A1941	1	22.9 kV
						A1001, A1002, A1003, A1004 A1005, A1006, A1008, A1009 A1943, A1945	9	10 kV
					SET Castilla	A1098	1	22.9 kV
						A1095 A1096 A1097 A1123 A1934	7.6	10 kV
ELOR	Bagua - Jaén	1418%	673%	SAIDI y SAIFI > 200%	Jaén	A2403 A2404	3	22.9 kV
						A2405 A2406	4	10 kV
				Sobrecarga de transformador	Nueva Jaén	A2407	1.9	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Tasa de Falla	Bagua Chica	A2408 A2409	3.4	10 kV

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
						A2410 A2411	2	22.9 kV
	Bagua – Jaén rural, Pomahuaca, Pucará	731%	547%	Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial	El Muyo	A2441 A2444	1.2	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad				
	Bellavista Urbano Rural	-	-	Alto valor del Indicador de Disponibilidad	Bellavista	4611 4613 4614 4615	5.461	22.9 kV
	Bellavista Rural	-	-			4616	2	10 kV
	Rioja Oriente	450%	21%	SAIFI >200%	Nueva Cajamarca	3291 3292 3293	4.7	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad	Rioja	Todos	2.1	22.9 kV
	Mazuko	2211%	3116%	SAIFI y SAIDI >200%	Mazuko	Mz01 Mz02	1.2	22.9 kV
			Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Disponibilidad					
ESE	Valle Sagrado 2	63%	74%	Alto valor del indicador de Disponibilidad	Huaro	HU01 HU02 HU03	0.5	10 kV
						HU04	0.1	22.9 kV
		Oropesa	OR01 OR02 OR03	0.5	10 kV			

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
Sicuani	899%	435%	SAIFI y SAIDI >200%	Sicuani	SI01 SI02 SI03 SI05	1.637	10 kV	
			Alto valor del Indicador de Disponibilidad					
Sicuani Rural	328%	135%	SAIFI>200%					
			Alto valor del Indicador de Disponibilidad					
Andahuaylas	180%	23%	Alto valor del Indicador de Disponibilidad	Andahuaylas	AN01 AN02	1.2	13.2 kV	
					AN04 AN05 AN06 AN07	3	22.9 kV	
Chacapunte	185%	-61%	Alto valor del Indicador de Disponibilidad	Chacapunte	CP01 CP02 CP03	0.528	22.9 kV	
La Convención	1566%	67%	SAIFI>200%	Uripata	UP01 UP02	2.1	10 kV	
			Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Disponibilidad					
La Convención Rural	629%	67%	SAIFI>200%	Santa María	SM01 SM02 SM03	0.9	22.9 kV	

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad	Chahuares	CH01 CH02 CH03	0.6	22.9 kV
	Valle Sagrado 1	294%	-33%	SAIFI>200%	Pisac	PI03 PI04	1	22.9 kV
						PI01 PI02 PI05	1	10 kV
					Urubamba	UR02 UR04	1.5	22.9 kV
						UR01 UR05	1.7	10 kV
ELC	Valle del Mantaro 4	211%	2012%	SAIFI y SAIDI >200%	Huarisca	A4406 A4407	0.25	13.2 kV
					Chala Nueva	A4408 A4409	0.1	13.2 kV
	Valle del Mantaro 1	401%	169%	Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial	Machu	A4331 A4332	0.1	13.2 kV
						A4333	0.1	22.9 kV
				Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial	Jauja	A4603	1.675	13.2 kV
			Altos valores de los Indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad.					

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
				Línea de transmisión congestionada				
	Pozuzo Urbano Rural	1600%	2291%	SAIFI y SAIDI >200%	Ciudad Constitución	A4891 A4892	1.03	33 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad.				
	Pozuzo Rural	2690%	5203%	SAIFI y SAIDI >200%				
				Altos valores de los Indicadores de Tasa de Falla e Disponibilidad.				
				Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial				
	Chalhuamayo - Satipo	1631%	2383%	SAIFI y SAIDI >200%	Satipo	A4821 A4822	2.93	22.9 kV
				Altos valores de los Indicadores de Tasa de Falla e Disponibilidad.				
				Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial				
	Pichanaki	1488%	3075%	SAIFI y SAIDI >200%	Pichanaki	A4843	1.53	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad.				

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
	Yaupi	458%	1899%	SAIFI y SAIDI >200%	Villa Rica	A4879 A4880	1	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad.				
	San Francisco Urbano	845%	403%	SAIFI y SAIDI >200%	San Francisco	A4027 A4028 A4029 A4030	2.5	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad.				
	Huanta – Cobriza	227%	672%	SAIFI y SAIDI >200%	Huanta	A4009 A4010	1.1	10 kV
						A4011 A4012	1.2	22.9 kV
	Chanchamayo	697%	73%	SAIFI >200%	Chanchamayo	A4802 A4803	4.27	22.9 kV
				Altos valores del indicador de Tasa de Falla				
				Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial				
	EPU	Ilave - Pomata	(470%)	(1388%)	SAIFI y SAIDI >200%	Ilave	1001 1002 1003	2.45
Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial					Pomata	2001 2002 2003 2004	2.23	22.9 kV
Antauta		302%	1909%	SAIFI y SAIDI >200%	Antauta	9001 9002	1.3	22.9 kV

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
	Azángaro	69%	-89%	Alto valor de Disponibilidad	Ananea	3001 3002 3003 3004 3005	6.1	22.9 kV
ELS	Tarata	224%	335%	Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial	Alto Toquepala	X-651	0.1	10 kV
				SAIFI y SAIDI >200%				
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad.	El Ayro	X-751 X-752 X-753	0.3	10 kV
	Puquina – Omate - Ubinas	191%	525%	SAIDI >200%	Omate	O-77	0.7	22.9 kV
				Alto valor del Indicador de Disponibilidad	Ubinas	O-87	0.7	22.9 kV
Tomasiri	-	-	Alto valor del Indicador de Disponibilidad	Tomasiri	O-231 O-232	0.6	10 kV	
HID	Chimbote rural	41%	149%	Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial	San Jacinto	A3078 A3079 A3951 A3079	1	13.8 kV
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Disponibilidad				

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
	Nepeña	390%	835%	SAIFI y SAIDI >200%	Nepeña	A3073 A3074 A3927	3.3	13.8 kV
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad				
	Casma rural	269%	490%	SAIFI y SAIDI >200%	Casma	A3075 A3076 A3928	2.5	10 kV
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad				
	Casma	541%	739%	SAIFI y SAIDI >200%	Casma	A3077 A3254	1.6	22.9 kV
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad				
	Trujillo Baja Densidad	610%	454%	SAIFI y SAIDI >200%	Casagrande 1	A3029 A3030 A3907	1.2	10 kV
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad	Casagrande 2	A3031 A3032 A3549 A3908	1.2	13.8 kV
					Paján	A3033 A3544 A3545	1	10 kV
	Paján - Malabrigo	949%	851%	SAIFI y SAIDI >200%	Malabrigo	A3910 A3034 A3035	0.4	10 kV

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad		A3543 A3547		
	Huarmey	390%	469%	SAIFI y SAIDI >200%	Huarmey	A3080 A3081	1.1	10 kV
				Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Indisponibilidad		A3082 A3083	1	22.9 kV
	Ticapampa	392%	3290%	SAIFI y SAIDI >200%	Ticapampa	A3018 A3019 A3020 A3099 A3357	4.5	13.8 kV
						A3347 A3367	2.2	22.9 kV
	Caraz-Carhuaz-Huaraz	216%	55%	SAIFI >200%	Carhuaz	A3092 A3093 A3094	2	13.2 kV
				Alto valor del Indicador de indisponibilidad				
	Tayabamba	617%	7578%	SAIFI y SAIDI >200%	Tayabamba	A3109 A3153 A3158 A3159 A3160	1.6	22.9 kV
				Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial				
	Huari	973%	2217%	SAIFI y SAIDI >200%	Huari	A3361 A3362 A3363 A3365	1.5	22.9 kV
				Sistema de Distribución abastecido de manera total por Sistema de Transmisión Radial		A3359	0.7	13.8 kV

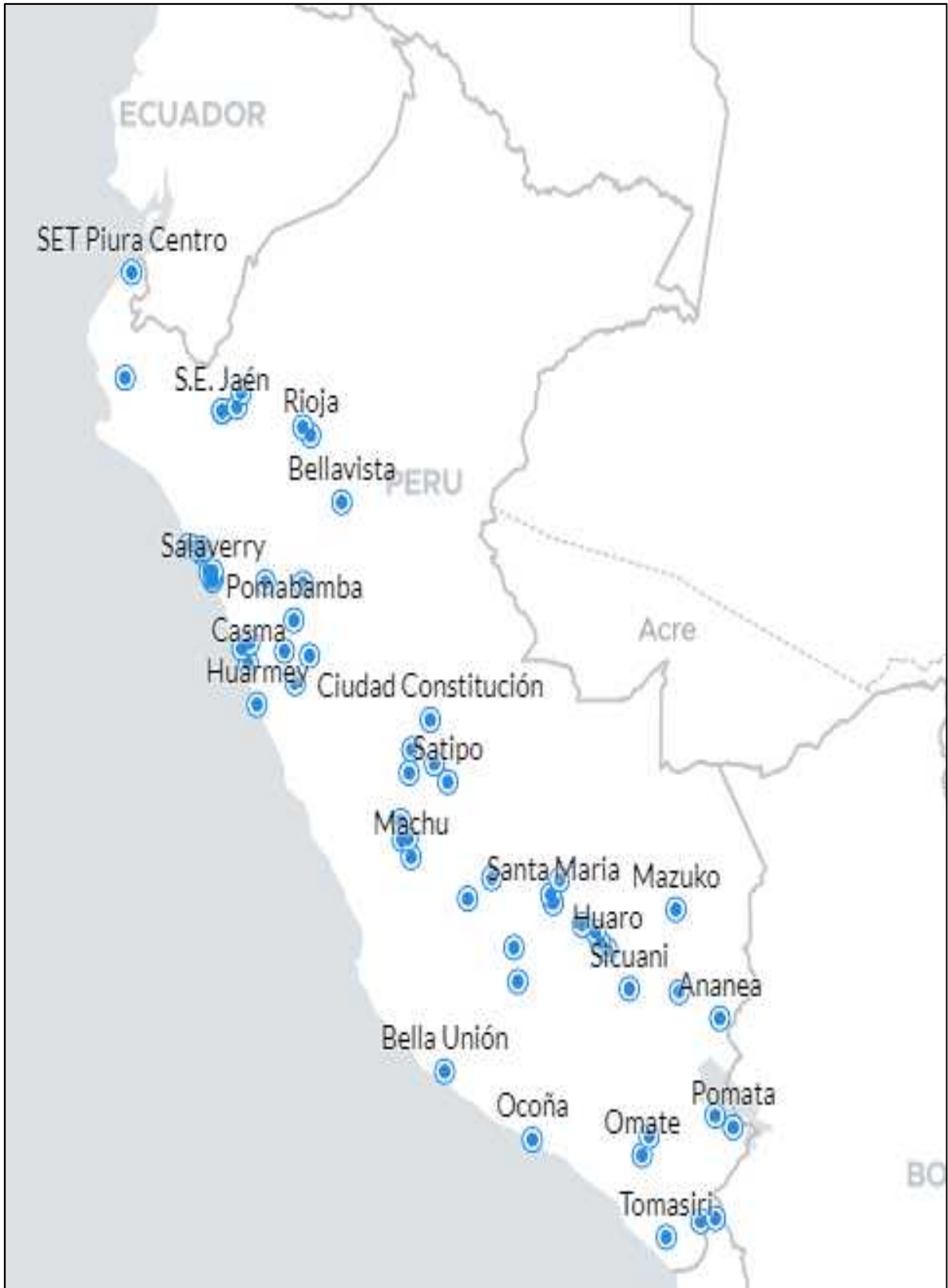
Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
Pomabamba	786%	2351%	SAIFI y SAIDI >200%	Pomabamba	A3353 A3354 A3355	1.2	22.9 kV	
Pallasca	508%	3324%	SAIFI y SAIDI >200%	Pallasca	A3105 A3106 A3107	0.6	22.9 kV	
			Altos valores del Indicador de Disponibilidad		A3104	0.2	10 kV	
Trujillo	-98%	-100%	Altos valores de los indicadores de Tasa de Falla e Disponibilidad	Porvenir	A3187	1.5	22.9 kV	
					A3020, A3021, A3022 A3023, A3146, A3164 A3185	11.5	10 kV	
				Trujillo Nor Oeste	A3169 A3186	2.5	22.9 kV	
					A3171 A3172 A3173 A3176 A3191	15.5	10 kV	
				Trujillo Sur	A3008, A3009, A3010, A3011 A3012, A3013, A3014, A3015 A3016, A3017, A3019, A3149, A3154, A3162, A3166, A3184	30	10 kV	
				Huaca del Sol	A3167	1.5	33 kV	
A3552 A3554	3	10 kV						

Empresa	Información – División de Supervisión de Electricidad							
	Sistemas Eléctricos de Distribución	Indicadores Procedimiento N°074		Criterio	SET afectadas	Alimentadores afectados*	Potencia Interrumpida – Portal GFE (MW)*	Nivel de Tensión
		Excedencia SAIFI (%)	Excedencia SAIDI (%)					
						A3555		
					Salaverry	A3026 A3143 A3180	2	10 kV
SEAL	Camaná, Ocoña, Caravelí	-17%	-56%	Altos valores del Indicador de Disponibilidad	Ocoña	4501 4503 5001 5002	0.472	10 kV
	Bella Unión - Chala	540%	1568%	SAIFI y SAIDI >200%	Bella Unión	5601 5602 5603	3.2	22.9 kV
			Altos valores del Indicador de Disponibilidad					

\*Los alimentadores afectados y la potencia interrumpida se obtuvieron de los reportes de interrupciones del Portal GFE - OSINERGMIN correspondientes al año 2019 en base a las interrupciones no programadas ocasionadas por fallas a nivel de transmisión.

Leyenda	
	Excedieron la tolerancia >200%
	Excedieron la tolerancia <200%
	No excedieron la tolerancia

**Figura N° 14**  
Distribución de las subestaciones afectadas



**Figura N° 15**  
Distribución por empresas

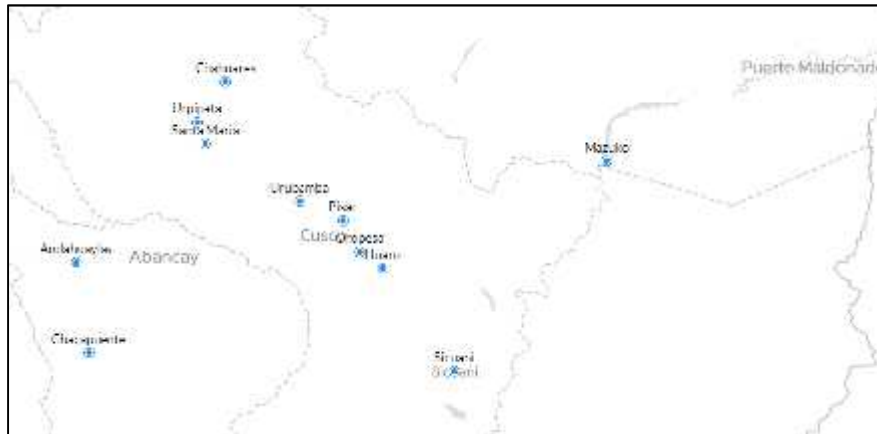


#### 4.1 DETERMINACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CRÍTICOS PARA LA RESERVA MOVIL

##### Electro Sur Este

Para la empresa concesionaria Electro Sur Este se ha establecido 9 sistemas críticos de distribución; que son abastecidos por las barras de 10, 13.2 y 22.9 kV de 11 subestaciones afectadas.

**Figura N° 16.** Distribución de subestaciones afectadas – Electro Sur Este



**Cuadro N° 31:** Potencia instalada

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	7.437
13.2	1.2
22.9	8.828
<b>Total</b>	<b>17.465</b>

##### Electro Puno

Para la empresa concesionaria Electro Puno se ha establecido 3 sistemas críticos; que son abastecidos por las barras de 22.9 kV de 4 subestaciones afectadas.

**Figura N° 17.** Distribución de subestaciones afectadas – Electro Puno



**Cuadro N° 32:** Potencia instalada

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
22.9	12.08
<b>Total</b>	12.08

**Electrosur**

Para la empresa concesionaria Electrosur se ha establecido 3 sistemas críticos; que son abastecidos por las barras de 10 y 22.9 kV de 5 subestaciones afectadas.

**Figura N° 18.** Distribución de subestaciones afectadas - Electrosur



**Cuadro N° 33:** Potencia instalada

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	1
22.9	1.4
<b>Total</b>	2.4

**Electro Oriente**

Para la empresa concesionaria Electro Oriente se ha establecido 5 sistemas críticos; que son abastecidos por las barras de 10 y 22.9 kV de 7 subestaciones afectadas.

**Figura N° 19.** Distribución de subestaciones afectadas – Electro Oriente



**Cuadro N° 34:** Potencia instalada

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	9.4
22.9	20.361
<b>Total</b>	<b>29.761</b>

**Electronoroeste**

Para la empresa concesionaria Electronoroeste se ha establecido 1 sistema crítico que es abastecido por las barras de 10 y 22.9 kV de 2 subestación afectada.

**Figura N° 20.** Distribución de subestaciones afectadas - Electronoroeste



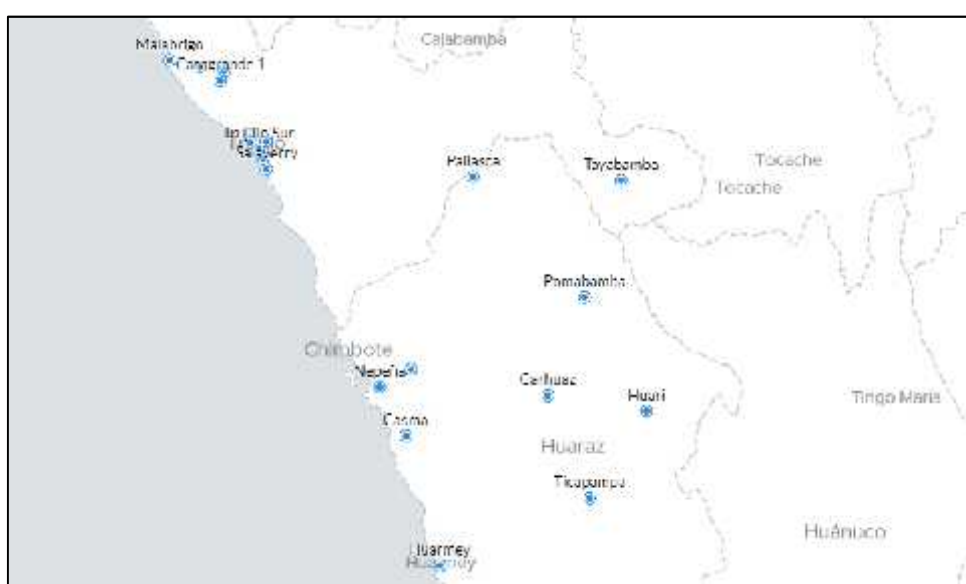
**Cuadro N° 35: Potencia instalada**

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	16.6
22.9	2
<b>Total</b>	<b>18.6</b>

**Hidrandina**

Para la empresa concesionaria Hidrandina se ha establecido 14 sistemas críticos; que son abastecidos por las barras de 10, 13.8, 22.9 y 33 kV de 19 subestaciones afectadas.

**Figura N° 21. Distribución de subestaciones afectadas - Hidrandina**



**Cuadro N° 36: Potencia instalada**

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	68.4
13.8	12.64
22.9	13.71
33	1.5
<b>Total</b>	<b>96.25</b>

**Seal**

Para la empresa concesionaria Seal se ha establecido 2 sistemas críticos; que son abastecidos por las barras de 10 y 22.9 kV de 2 subestaciones afectadas.

**Figura N° 22.** Distribución de subestaciones afectadas - Seal



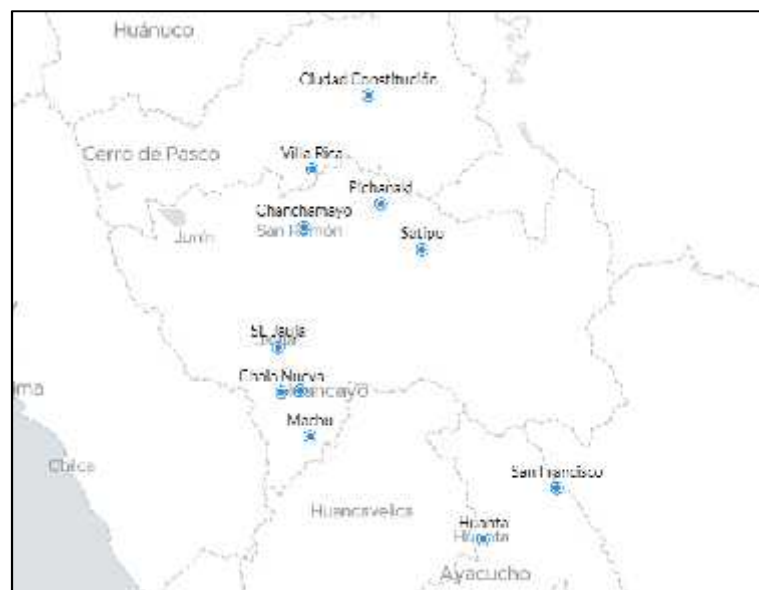
**Cuadro N° 37:** Potencia instalada

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	0.472
22.9	3.2
<b>Total</b>	<b>3.672</b>

**Electrocentro**

Para la empresa concesionaria Electrocentro se ha establecido 10 sistemas críticos; que son abastecidos por las barras 10, 13.2, 22.9 y 33 kV de 11 subestaciones afectadas. A continuación, se muestra la distribución de dichas subestaciones.

**Figura N° 23.** Distribución de subestaciones afectadas - Electrocentro



**Cuadro N° 38: Potencia instalada**

Barras (kV)	Potencia int. (MW)
10	1.1
13.2	2.125
22.9	13.53
33	1.03
<b>Total</b>	17.785

**Para elegir la capacidad de los grupos móviles se tendrá en cuenta los siguientes aspectos:**

- Las facilidades viales para el desplazamiento de las unidades móviles, así por ejemplo el peso de una unidad de 800 kW es 5480 lb (2500 kg) y el peso de una unidad de 1000 kW es 6335 lb (2880 kg), a dichos pesos hay que añadir el peso de los transformadores 0.48/10 kV, 0.48/13.2 kV, 0.48/13.8 kV, 0.48/22.9 kV o 0.48/33 kV, así como el del combustible necesario.
- Las localidades de provincias tienen calles angostas, por lo tanto, las unidades móviles deben ser del menor ancho posible, por ejemplo, el ancho de la unidad de 800 kW es 3.78 m y en el caso de la unidad de 1000 kW es 4.90m.
- Se debe tener en cuenta la variabilidad de la demanda de las diversas sub estaciones que conforman el área analizada donde hay cargas desde 0.5, 1.5, 2 MW, etc. Por lo tanto, es deseable que la potencia nominal de las unidades este próximo a este valor, a fin de que los grupos operen lo más cerca posible de su punto de operación óptimo.
- Teniendo en cuenta la potencia interrumpida promedio por barra, donde se obtienen los siguientes resultados:

**Cuadro N° 39: Potencia promedio**

Barra (kV)	Promedio (MW)
10	3.9
13.2	0.6
13.8	2.5
22.9	1.9
33	1.3

**Por lo tanto, teniendo en cuenta los aspectos antes señalados se recomienda que la capacidad de los grupos móviles sea menor a 1000 kW.**

Sin embargo, considerando que hay algunas cargas del orden de 0.5 MW, 2 y 3 MW, y además por aspectos de eficiencia en la operación de las unidades térmicas, estas deben operar en valores cercanos a su potencia nominal, sería conveniente tener algunas unidades móviles de 1 MW.

Luego, el equipamiento de generación móvil sugerido es el siguiente:

- Unidades de 500 kW.
- Unidades de 800 kW.
- Unidades de 1000 kW.

**Adicionalmente se necesita equipamiento de generación móvil de menor capacidad** para las localidades de menor demanda pero que necesitan de abastecimiento, de acuerdo a los criterios tomados se tomarán las siguientes capacidades:

- Unidades de 100 kW
- Unidades de 200 kW

#### 4.2 SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS PERTENECIENTES A ELECTRO ORIENTE

El parque de generación de Electro Oriente que abastece a un total de 12 sistemas aislados está conformado por un total de 12 centrales térmicas disponibles, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 40: Parque de generación**

Sistema Eléctrico	Central
Caballococha	C.T Caballococha
Contamana	C.T Contamana
El Estrecho	C.T El Estrecho
Indiana	C.T Indiana
Lagunas	C.T Lagunas
Mayoruna	C.T Mayoruna
Nauta	C.T Nauta
Orellana	C.T Orellana
Requena	C.T Requena
San Francisco de Asís	C.T San Francisco de Asís
Santa Rosa	C.T Santa Rosa
Tamshiyacu	C.T Tamshiyacu

A sí mismo, se muestra el margen de reserva por sistema eléctrico aislado, considerando que el Margen de Reserva se obtuvo en relación a la máxima demanda del primer trimestre 2021:

**Cuadro N° 41: Margen de reserva por sistema aislado**

Empresa	Sistema Eléctrico	Potencia Efectiva Total (kW)	Max. Demanda (kW)	Margen de Reserva (kW)	Margen de Reserva (%)	Límite Margen de Reserva (%)
Electro Oriente	Lagunas	1290	400	890	223%	30%
Electro Oriente	Santa Rosa	300	146	154	105%	30%
Electro Oriente	Indiana	578	434	144	33%	30%
Electro Oriente	Contamana	1770	1360	410	30%	30%
Electro Oriente	Orellana	300	240	60	25%	30%

Empresa	Sistema Eléctrico	Potencia Efectiva Total (kW)	Max. Demanda (kW)	Margen de Reserva (kW)	Margen de Reserva (%)	Límite Margen de Reserva (%)
Electro Oriente	Tamshiyacu	380	330	50	15%	30%
Electro Oriente	Requena	1600	1500	100	7%	30%
Electro Oriente	El Estrecho	290	276	14	5%	30%
Electro Oriente	San Francisco de Asís	241	233	8	3%	30%
Electro Oriente	Nauta	1450	1440	10	1%	30%
Electro Oriente	Caballococha	1070	1068	2	0.20%	30%
Electro Oriente	Mayoruna	217	220	-3	0%	30%

De la figura se observa que, a marzo 2021, los sistemas eléctricos de Orellana (25%), Tamshiyacu (15%), Requena (7%), El Estrecho (5%), San Francisco de Asís (3%), Nauta (1%), Caballococha (0.2%) y Mayoruna (0%) se encuentran por debajo de su respectivo límite de margen de reserva.

**Figura N° 24.** Sistemas aislados con margen de reserva inferior al límite establecido



#### 4.3 ANÁLISIS DEL TIEMPO MÍNIMO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA PUESTA EN OPERACIÓN DE UNIDAD MÓVIL

##### Evaluación del CAIDI de los sistemas eléctricos

**Cuadro N° 42:** SAIFI, SAIDI y CAIDI de sistemas eléctricos

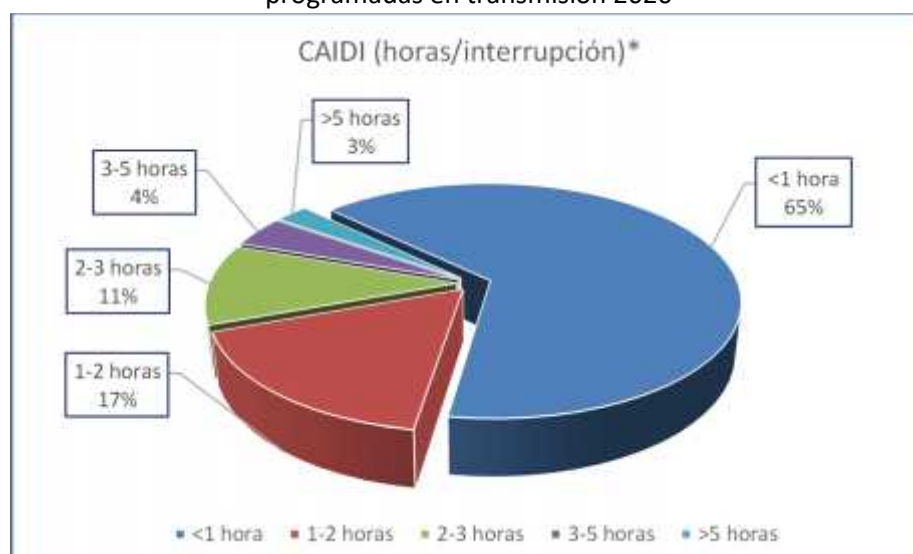
Empresa	Sistema Eléctrico	SAIDI	SAIFI	CAIDI
ESE	Abancay	0.42	0.84	0.51
SEA	Arequipa	0.99	0.89	1.12
ELC	Ayacucho	0.84	0.98	0.85
EOR	Bagua-Jaén	6.96	9.11	0.76
ENO	Bajo Piura	0.20	0.46	0.43
ELN	Bambamarca	3.66	2.89	1.26
SEA	Bella Unión-Chala	15.02	3.84	3.91

Empresa	Sistema Eléctrico	SAIDI	SAIFI	CAIDI
HID	Cajabamba	1.57	5.79	0.27
HID	Cajamarca	0.43	1.14	0.38
SEA	Camaná, Ocoña, Caravelí	1.38	0.50	2.78
EUC	Campo Verde	0.07	1.00	0.07
HID	Caraz-Carhuaz-Huaraz	1.39	1.89	0.74
HID	Casma	7.55	3.85	1.96
ELC	Chanchamayo	1.56	4.78	0.33
ELN	Chiclayo	0.28	0.41	0.67
ELN	Chiclayo Baja Densidad	0.02	0.02	1.15
HID	Chimbote	0.65	0.84	0.77
HID	Guadalupe	0.05	0.64	0.08
HID	Huamachuco	1.68	6.90	0.24
ELC	Huancayo	0.10	0.65	0.16
ELC	Huanta-Cobriza	1.81	1.96	0.92
HID	Huarmey	5.13	2.94	1.74
EOR	Iquitos	2.77	5.09	0.54
EOR	Iquitos Rural, Indiana	6.12	3.91	1.56
SEA	Islay	2.23	1.46	1.53
ESE	La Convención	1.51	10.00	0.15
ESE	Mazuko	28.95	13.87	2.09
ELS	Moquegua	7.39	1.48	5.00
EOR	Moyobamba	0.44	2.09	0.21
HID	Nepeña	8.42	2.94	2.87
HID	Paján-Malabrigo	8.56	6.29	1.36
ENO	Paíta	0.40	0.90	0.44
ELC	Pichanaki	28.57	9.53	3.00
ENO	Piura	0.00	0.01	0.40
EUC	Pucallpa	0.00	0.01	0.23
ESE	Puerto Maldonado	3.96	11.89	0.33
ELC	San Francisco	4.53	5.67	0.80
ESE	Sicuani	4.82	5.99	0.80
ENO	Sullana	0.17	0.42	0.41
EOR	Tarapoto	0.26	0.16	1.60
ELC	Tarma	2.56	0.99	2.58
HID	Trujillo	0.00	0.01	0.06
HID	Trujillo Baja Densidad	4.99	4.26	1.17
ENO	Tumbes	0.23	0.86	0.27
HID	Virú	0.01	0.00	1.57
ENO	Zarumilla	0.19	0.86	0.22
ESE	Andahuaylas	1.48	2.24	0.66
EOR	Bellavista	0.07	0.58	0.11
HID	Casma Rural	7.08	2.95	2.40

Empresa	Sistema Eléctrico	SAIDI	SAIFI	CAIDI
ELC	Chalhuamayo-Satipo	29.80	13.85	2.15
ENO	Chulucanas	0.63	1.62	0.39
SEA	Huanca	24.44	9.19	2.66
ELS	Ichuña	15.72	10.00	1.57
ELC	Junín	0.09	0.19	0.47
ELN	Olmos	0.02	0.05	0.41
HID	Otuzco-Motil-Florida	0.18	0.97	0.18
HID	Pallasca	41.09	4.86	8.45
ELC	Pozuzo	28.69	13.60	2.11
ESE	Puerto Maldonado Rural, Iñapari, Iberia	10.24	14.38	0.71
HID	Quiruvilca	0.73	1.96	0.37
SEA	Repartición-La Cano	0.10	0.25	0.41
EOR	Rioja Oriente	1.45	4.40	0.33
EOR	Tarapoto Rural	7.29	1.61	4.52
HID	Tayabamba	1.70	5.74	0.30
HID	Ticapampa	1.01	3.94	0.26
HID	Trujillo Rural	0.81	1.87	0.44
ENO	Tumbes Rural	0.24	0.91	0.27
SEA	Valle de Majes	4.94	1.02	4.85
ELC	Valle del Mantaro 1	3.22	4.01	0.80
ELC	Valle del Mantaro 2	3.07	3.86	0.80
ESE	Valle Sagrado 1	0.81	3.15	0.26
ELS	Yarada	2.44	1.98	1.23
ELC	Yaupi	23.98	4.47	5.37
EOR	Yurimaguas, Pongo de Caynarachi	14.81	5.11	2.90
ENO	Zarumilla Rural	0.18	0.83	0.22
ESE	Abancay Rural	0.73	0.92	0.80
EPU	Antauta	5.58	5.63	0.99
ELC	Ayacucho Rural	0.83	0.99	0.84
EPU	Azángaro	0.21	2.37	0.09
EOR	Bagua-Jaén Rural, Pomahuaca, Pucará	12.94	11.64	1.11
ELN	Bambamarca Rural	3.77	2.97	1.27
HID	Cajamarca Baja Densidad	0.42	0.96	0.44
HID	Cajamarca Rural	0.87	3.49	0.25
ELC	Cangallo-Llusita	1.31	4.50	0.29
HID	Catilluc	0.42	0.94	0.45
HID	Celendín	2.05	3.92	0.52
ESE	Chacapunte	0.78	3.99	0.20
HID	Chimbote Rural	4.99	1.98	2.52
ESE	Chumbivilcas	0.28	2.83	0.10
SEA	Chuquibamba	0.58	2.02	0.29
ESE	Chuquibambilla	0.43	3.33	0.13

Empresa	Sistema Eléctrico	SAIDI	SAIFI	CAIDI
ELN	Cutervo	0.53	0.96	0.56
ENO	Frontera	0.61	1.51	0.41
EOR	Gera	5.38	5.98	0.90
HID	Huallanca	7.63	1.48	5.16
ELC	Huanta Rural	1.33	1.79	0.74
ELC	Huánuco Rural 2	0.34	0.85	0.40
HID	Huari	4.58	15.02	0.30
EPU	llave-Pomata	0.99	7.99	0.12
EPU	Juliaca Rural	0.17	2.03	0.08
ESE	La Convención Rural	3.34	10.21	0.33
HID	Namora	0.20	1.00	0.20
ELC	Pampas	0.98	4.58	0.21
ELC	Pasco Rural	0.56	1.16	0.48
HID	Pomabamba	3.60	12.41	0.29
ELC	Pozuzo Rural	23.22	13.59	1.71
ELS	Puquina-Omate-Ubinas	12.51	4.07	3.07
ELN	Querocoto	0.92	0.92	1.00
ELC	San Francisco Rural	0.51	1.00	0.51
EOR	San Ignacio	9.34	11.24	0.83
ESE	Sicuani Rural	4.71	5.99	0.79
HID	Sihuas	18.17	7.93	2.29
EOR	Tabaconas	10.48	11.96	0.88
ELS	Tarata	8.71	4.53	1.92
ELC	Tarma Rural	2.56	0.99	2.58
ELC	Valle del Mantaro 4	7.91	4.36	1.81
ESE	Valle Sagrado 2	3.49	2.29	1.52
ESE	Valle Sagrado 3	0.71	0.71	1.00

**Figura N° 25:** CAIDI calculado con las interrupciones ocasionadas por fallas gestionables no programadas en transmisión 2020



Según la gráfica anterior, se concluye que el CAIDI < 1 hora tiene una mayor probabilidad de ocurrencia. Por lo cual la mayor eficiencia y alcance en la puesta de operación de las unidades móviles se establece cuando el traslado de los grupos electrógenos es menor a 1 hora.

### **Tiempo en el transporte de las unidades móviles térmicas<sup>3</sup>**

Se debe establecer el tiempo mínimo de las interrupciones para las cuales deben operar los grupos electrógenos móviles. Se toma como base la duración del tiempo de traslado de las unidades térmicas móviles desde los lugares de almacenamiento hasta los puntos de conexión. Para su evaluación se toman como puntos de almacenamiento (subestaciones que almacenarán los grupos electrógenos) de los grupos térmicos móviles a las siguientes subestaciones:

#### **ELECTRO SUR ESTE:**

Puntos de almacenamiento: SET Chacapunte, SET Huaro, SET Urpipata y SET Mazuko.

- Viajes desde Chacapunte: la SET Chacapunte dispondrá las unidades térmicas para la subestación de Andahuaylas.  
Chacapunte – Andahuaylas: 4.5 horas

**Figura N° 26:** Puntos de almacenamiento: SET Andahuaylas - Chacapunte



- Viaje desde Huaro: La SET Huaro dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Oropesa y Sicuani  
Huaró – Oropesa: 0.5 horas  
Huaró – Sicuani: 2 horas  
Huaró – Pisac: 1 hora  
Huaró – Urubamba: 2 horas

<sup>3</sup> Los tiempos de transporte se establecen en base al programa Google Maps

**Figura N° 27:** Puntos de almacenamiento: Huaró, Oropesa, Sicuani, Pisac y Urubamba



- Viaje desde Uripipata: La SET Uripipata dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Chahuares y Santa María  
Uripipata – Chahuares: 1.5 horas  
Uripipata – Santa María: 0.5 horas

**Figura N° 28:** Puntos de almacenamiento: Uripipata, Chahuares y Santa María



- Viaje desde Mazuko: La SET Mazuko dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.

**ELECTROPUNO:**

Puntos de almacenamiento: SET Ananea, SET Ilave

- Viajes desde Ananea: la SET Ananea dispondrá las unidades térmicas para la subestación de Antauta  
Ananea – Antauta: 3 horas

**Figura N° 29:** Puntos de almacenamiento: Ananea y Antauta



- Viaje desde Ilave: la SET Ilave dispondrá las unidades térmicas para la subestación de Pomata  
Ilave – Pomata: 3 horas

**Figura N° 30:** Puntos de almacenamiento: Ilave – Pomata



**ELECTROSUR:**

Puntos de almacenamiento: SET Alto Toquepala, SET Omate, SET Ubinas

- Viaje desde Alto Toquepala: la SET Alto Toquepala dispondrá las unidades térmicas para la subestación de El Ayro y Tomasiri.  
Alto Toquepala - El Ayro: 1 hora  
Alto Toquepala – Tomasiri: 2.5 horas

**Figura N° 31:** Puntos de almacenamiento: Alto Toquepala, El Ayro y Tomasiri



- Viaje desde Omate: La SET Omate dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.
- Viaje desde Ubinas: La SET Ubinas dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.

**Figura N° 32:** Puntos de almacenamiento: Omate - Ubinas



**SEAL:**

Puntos de almacenamiento: SET Ocoña, SET Bella Unión

- Viaje desde Ocoña: La SET Ocoña dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.
- Viaje desde Bella Unión: La SET Bella Unión dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.

**Figura N° 33:** Puntos de almacenamiento: Ocoña - Bella Unión



**HIDRANDINA:**

Puntos de almacenamiento: SET Paiján, SET Ticapampa, SET Nepeña, SET Tayabamba, SET Pomabamba y SET Pallasca.

- Viaje desde Paiján: la SET Paiján dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Malabrigo, Casagrande 1, Casagrande 2.  
 Paiján – Malabrigo: 0.5 horas  
 Paiján – Casagrande 1: 0.5 horas  
 Paiján – Casagrande 2: 0.5 horas

**Figura N° 34:** Puntos de almacenamiento: Paiján, Malabrigo, Casagrande 1 y Casagrande 2



- Viaje desde Ticapampa: la SET Ticapampa dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Casma, Huarmey, Huari.  
 Ticapampa – Carhuaz: 1.5 horas  
 Ticapampa – Huarmey: 3.5 horas  
 Ticapampa – Huari: 2.5 horas

**Figura N° 35:** Puntos de almacenamiento: Ticapampa, Carhuaz, Huarmey y Huari



- Viaje desde Nepeña: la SET Nepeña dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Casma y San Jacinto.  
Nepeña – Casma: 1 hora  
Nepeña – San Jacinto: 0.5 horas

**Figura N° 36:** Puntos de almacenamiento: Nepeña, Casma y San Jacinto



- Viaje desde Tayabamba: La SET Tayabamba dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.
- Viaje desde Pomabamba: La SET Pomabamba dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.
- Viaje desde Pallasca: La SET Pallasca dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, solo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.

**ELECTROCENTRO:**

Puntos de almacenamiento: SET Pichanaki, SET Jauja, SET Huanta y SET San Francisco.

- Viaje desde Pichanaki: la SET Pichanaki dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Satipo, Chanchamayo, Villa Rica, Ciudad Constitución.
  - Pichanaki – Satipo: 1 hora
  - Pichanaki – Chanchamayo: 2 horas
  - Pichanaki – Villa Rica: 2 horas
  - Pichanaki – Ciudad Constitución: 4 horas

**Figura N° 37:** Puntos de almacenamiento: Pichanaki, Satipo, Ciudad Constitución, Villa Rica y Chanchamayo



- Viaje desde Jauja: la SET Jauja dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Chala Nueva, Huarisca, Machu.
  - Jauja – Chala Nueva: 1.5 horas
  - Jauja – Huarisca: 1 hora
  - Jauja – Machu: 2 horas

**Figura N° 38:** Puntos de almacenamiento: Jauja, Chala Nueva, Huarisca y Machu



- Viaje desde Huanta: La SET Huanta dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, sólo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.
- Viaje de San Francisco: La SET San Francisco dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, sólo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.

**ELECTRONOROESTE:**

Puntos de almacenamiento: SET Piura Centro y SET Castilla.

Las dos subestaciones afectadas dispondrán de sus propias unidades móviles. Por lo que se desprecia el tiempo de transporte.

**Figura N° 39:** Puntos de almacenamiento: SET Piura Centro y SET Castilla



**ELECTRO ORIENTE:**

Puntos de almacenamiento: SET Jaén, SET Nueva Cajamarca y SET Bellavista.

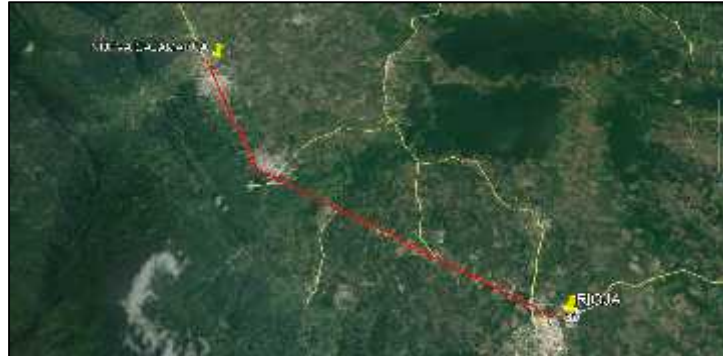
- Viaje desde Jaén: la SET Jaén dispondrá las unidades térmicas para las subestaciones de Nueva Jaén, Bagua Chica, Muyo.
  - Jaén – Nueva Jaén: 0.5 horas
  - Jaén – Bagua Chica: 1.5 horas
  - Jaén – Muyo: 2 horas

**Figura N° 40:** Puntos de almacenamiento: Jaén, Nueva Jaén, Bagua Chica y Muyo



- Viaje desde Nueva Cajamarca: la SET Nueva Cajamarca dispondrá las unidades térmicas para la subestación de Rioja  
 Nueva Cajamarca – Rioja: 0.5 horas

**Figura N° 41:** Puntos de almacenamiento: Nueva Cajamarca y Rioja



- Viaje desde Bellavista: La SET Bellavista dispondrá sus propias unidades térmicas. No se trasladarán a otras subestaciones, sólo en caso de emergencia debido a la lejanía con subestaciones adyacentes.

**Cuadro N° 43:** Tiempo de traslado de rutas por Empresa

Empresa	Rutas	Tiempo de traslado
ELECTRO SUR ESTE	Chacapunte – Andahuaylas	4.5 horas
	Huaro – Oropesa	0.5 horas
	Huaro – Sicuani	2 horas
	Huaro – Pisac	1 hora
	Huaro – Urubamba	2 horas
	Urpipata – Chahuares	1.5 horas
ELECTROPUNO	Urpipata – Santa María	0.5 horas
	Ananea – Antauta	3 horas
ELECTROSUR	Ilave – Pomata	3 horas
	Alto Toquepala - El Ayro	1 hora
HIDRANDINA	Alto Toquepala – Tomasiri	2.5 horas
	Paján – Malabrigo	0.5 horas
	Paján – Casagrande 1	0.5 horas
	Paján – Casagrande 2	0.5 horas
	Nepeña – Casma	1 hora
	Nepeña – San Jacinto	0.5 horas
	Ticapampa – Carhuaz	1.5 horas
	Ticapampa – Huarmey	3.5 horas
ELECTROCENTRO	Ticapampa – Huari	2.5 horas
	Pichanaki – Satipo	1 hora
	Pichanaki – Chanchamayo	2 horas
	Pichanaki – Villa Rica	2 horas
	Pichanaki – Ciudad Constitución	4 horas
	Jauja – Chala Nueva	1.5 horas
	Jauja – Huarisca	1 hora
ELECTRO ORIENTE	Jauja – Machu	2 horas
	Jaén – Bagua Chica	1.5 horas
	Jaén – Nueva Jaén	0.5 horas
	Jaén – Muyo	2 horas
	Nueva Cajamarca – Rioja	0.5 horas

**Nota:** Los sistemas eléctricos aislados menores se encontrarán al interior de sus respectivas centrales de generación, evitándose así la necesidad de ser trasladados.

Se concluye que el promedio del tiempo para el traslado de las unidades térmicas móviles en las rutas previstas es **1.67 horas**. Este tiempo no considera la conexión de los grupos electrógenos en los puntos de suministro. Por lo que es recomendable que las unidades

térmicas operen para aquellas interrupciones con una duración por encima de las 2 a 3 horas. Asimismo, que este valor límite, representa el 18% de las interrupciones.

#### **Establecimiento de la cantidad de unidades de transporte**

Para el traslado de los grupos térmicos se ha establecido como medio de transporte el uso de tracto-camiones. La cantidad aproximada de tracto-camiones se ha determinado a partir de la cantidad de subestaciones de almacenamiento establecido en el ítem N° 12.2.

Por lo cual teniendo en cuenta que se obtuvieron 26 puntos de almacenamiento (subestaciones), será necesario requerir de 26 tracto-camiones para el traslado de los grupos electrógenos.

#### **Sistemas aislados menores de Electro Oriente**

En el caso de los sistemas aislados menores de Electro Oriente, se considera que los grupos térmicos serán fijos y permanecerán dentro de las centrales de generación.

#### 4.4 NÚMERO Y CAPACIDAD DE GRUPOS ELECTRÓGENOS MÓVILES

##### Por Sistema Eléctrico

De acuerdo al análisis anterior se procede a realizar la determinación de la cantidad y capacidad de las unidades de generación por concesionaria y sistema eléctrico crítico evaluado:

**Cuadro N° 44: Total, de Unidades de Generación Eléctrica Móvil**

ZONA	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrupción MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV *					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13.2	13.8	23	33	Total
SUR ESTE (Madre de Dios, Cusco, Puno, Apurímac)	ELECTRO SUR ESTE	Mazuko	1.20	25%	0.3	1	1				2					2	2
	ELECTRO SUR ESTE	Valle Sagrado 2	1.10	27%	0.3	1	1				2	1				1	2
	ELECTRO SUR ESTE	Sicuani	0.80	25%	0.2	2					2	2					2
	ELECTRO SUR ESTE	Sicuani Rural	0.84	24%	0.2	2					2	2					2
	ELECTRO SUR ESTE	Andahuaylas	4.20	19%	0.8	3		1			4		2			1	3
	ELECTRO SUR ESTE	Chacapuente	0.53	19%	0.1	1					1					1	1
	ELECTRO SUR ESTE	La Convención	2.10	24%	0.5	3	1				4	4					4
	ELECTRO SUR ESTE	La Convención Rural	1.50	20%	0.3	3					3					3	3
	ELECTRO SUR ESTE	Valle Sagrado 1	5.20	25%	1.3	3	1		1		5	2				2	4
	ELECTROPUNO	Ilave - Pomata	4.68	19%	0.9	2	1	1			4					3	3
ELECTROPUNO	Antauta	1.30	23%	0.3	1	1				2					2	2	
ELECTROPUNO	Azángaro	6.10	21%	1.3	5			1		6					5	5	
SUR (Arequipa, Tacna)	ELECTRO SUR	Tarata	0.40	25%	0.1	1				1	1						1
	ELECTROSUR	Puquina-Omate-Ubinas	1.40	21%	0.3	1	1			2					2	2	
	ELECTROSUR	Tomasiri	0.60	17%	0.1	1				1	1					1	
	SEAL	Camaná, Ocoña, Caravelí	0.47	21%	0.1	1				1	1					1	
SEAL	Bella Unión-Chala	3.20	25%	0.8	4	2				6					6	6	
NORTE MEDIO (La Libertad, Cajamarca, Ancash)	HIDRANDINA	Chimbote rural	1.00	20%	0.2	2				2			2			2	
	HIDRANDINA	Nepeña	3.30	21%	0.7	5	1			6			6			6	
	HIDRANDINA	Casma rural	2.50	20%	0.5	3	1			4	4					4	
	HIDRANDINA	Casma	1.60	19%	0.3	3				3					3	3	
	HIDRANDINA	Trujillo Baja Densidad	3.40	21%	0.7	5	1			6	4		2		2	6	
	HIDRANDINA	Paján - Malabrigo	0.40	25%	0.1	1				1	1					1	
	HIDRANDINA	Huarmey	2.10	24%	0.5	3	1			4	2				2	4	
	HIDRANDINA	Ticapampa	6.70	19%	1.3	7	3			10			5	5		10	
	HIDRANDINA	Caraz-Carhuaz-Huaraz	2.00	20%	0.4	4				4		4				4	
	HIDRANDINA	Pallasca	0.80	25%	0.2	2				2	1				1	2	
	HIDRANDINA	Tayabamba	1.60	19%	0.3	3				3					3	3	
	HIDRANDINA	Huari	2.20	18%	0.4	4				4			2		2	4	
	HIDRANDINA	Pomabamba	1.20	17%	0.2	2				2					2	2	
HIDRANDINA	Trujillo	67.50	17%	11.4	15	15	3	3	3	39	12			15	3	30	
CENTRO (Huánuco, Huancavelica, Ayacucho, Junín)	ELECTRO CENTRO	Valle del Mantaro 4	0.55	36%	0.2	2				2		1			1	2	
	ELECTRO CENTRO	Valle del Mantaro 1	1.68	18%	0.3	3				3		3				3	
	ELECTRO CENTRO	Pozuzo Urbano Rural	0.50	20%	0.1	1				1					1	1	
	ELECTRO CENTRO	Chalhuanayo - Satipo	2.93	20%	0.6	4	1			5					5	5	
	ELECTRO CENTRO	Pichanaki	1.53	20%	0.3	3				3					3	3	
	ELECTRO CENTRO	Yaupi	1.00	20%	0.2	2				2					2	2	
	ELECTRO CENTRO	San Francisco Urbano	2.50	20%	0.5	3	1			4					4	4	
	ELECTRO CENTRO	Huanta-Cobrizza	2.30	17%	0.4	4				4	2				2	4	
	ELECTRO CENTRO	Pozuzo Rural	0.53	19%	0.1	1				1					1	1	
	ELECTRO CENTRO	Chanchamayo	4.27	19%	0.8	6	1			7					7	7	
NORTE (Piura y Tumbes)	ENOSA	Piura	18.60	19%	3.5	12	5	1	1	19	9				8	17	
ORIENTE (Amazonas)	ELECTRO ORIENTE	Bagua - Jaén	14.30	22%	3.1	6	1	1	1	1	10	4			3	7	
	ELECTRO ORIENTE	Bagua - Jaén rural,	1.20	17%	0.2	2				2					2	2	
	ELECTRO ORIENTE	Bellavista Urbano Rural	5.46	18%	1	6	2			8					8	8	
	ELECTRO ORIENTE	Bellavista Rural	2.00	25%	0.5	5				5	5					5	
ORIENTE (LORETO - SISTEMAS MENORES)	ELECTRO ORIENTE	Rioja Oriente	6.80	18%	1.2	8	2			10					10	10	
	ELECTRO ORIENTE	Caballococha	1.07	47%	0.5			1		1						0	
	ELECTRO ORIENTE	Contamana	1.36	44%	0.6	1		1		2	1					1	
	ELECTRO ORIENTE	El Estrecho	0.28	36%	0.1	1				1					1	1	
	ELECTRO ORIENTE	Indiana	0.43	46%	0.2	1				1	1					1	
	ELECTRO ORIENTE	Lagunas	0.40	50%	0.2	1		1		1	1					1	
	ELECTRO ORIENTE	Mayoruna	0.22	45%	0.1	1				1					1	1	
	ELECTRO ORIENTE	Nauta	1.44	49%	0.7	1	1			2	1				1	1	
	ELECTRO ORIENTE	Orellana	0.24	42%	0.1	1				1	1					1	
	ELECTRO ORIENTE	Requema	1.50	47%	0.7	1	1			2	1					1	
	ELECTRO ORIENTE	San Francisco de Asís	0.23	43%	0.1	1				1					1	1	
ELECTRO ORIENTE	santa Rosa	0.15	68%	0.1	1				1	1					1		
ELECTRO ORIENTE	Tamshiyacu	0.33	30%	0.1	1				1					1	1		
<b>TOTAL</b>			<b>205.71</b>	<b>20%</b>	<b>41.6</b>	<b>169</b>	<b>48</b>	<b>11</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>239</b>	<b>65</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>120</b>	<b>5</b>	<b>217</b>

\*Los valores kV corresponden a la tensión de salida del transformador elevador

**Nota: Los grupos de Generación de 0.5 MW, 0.8 MW y 1 MW, son UNIDADES MOVILES DE GENERACIÓN con TRANSFORMADOR ELEVADOR Multidevanados instalados en un contenedor y montado sobre una plataforma de remolque liviano de dos ejes con enganche mecánico (eje de king pin) universal, para ser halado por un camión tracto de doble eje. Los grupos de generación de 0.1 MW y 0.2 MW no incluyen transformadores elevadores. Por ello se toma en cuenta en el presupuesto la compra de estos transformadores.**

### Por Zonas

Con el fin de efectuar una mejor distribución de los grupos y optimizar su uso, se ha realizado un análisis por zonas, en las cuales se ha distribuido tanto el número de grupos móviles como los transformadores necesarios para la reserva fría en sistemas eléctricos críticos, el resultado se muestra a continuación:

### Cuadro N° 45

#### Distribución del Número de Unidades de Generación Eléctrica Móvil, Por Zonas

ZONA 1	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total
SUR ESTE (Madre de Dios, Cusco, Puno, Apurímac)	ELECTRO SUR ESTE	Mazuko	1.20	25%	0.3	1	1				2					2	2
	ELECTRO SUR ESTE	Valle Sagrado 2	1.10	27%	0.3	1	1				2	1				1	2
	ELECTRO SUR ESTE	Sicuani	0.80	23%	0.2	2					2	2					2
	ELECTRO SUR ESTE	Sicuani Rural	0.84	24%	0.2	2					2	2					2
	ELECTRO SUR ESTE	Andahuaylas	4.20	19%	0.8	3		1			4		2		1		3
	ELECTRO SUR ESTE	Chacapunte	0.53	19%	0.1	1					1				1		1
	ELECTRO SUR ESTE	La Convención	2.10	24%	0.5	3	1				4	4					4
	ELECTRO SUR ESTE	La Convención Rural	1.50	20%	0.3	3					3					3	3
	ELECTRO SUR ESTE	Valle Sagrado 1	5.20	25%	1.3	3	1		1		5	2				2	4
	ELECTROPUNO	Ilave - Pomata	4.68	19%	0.9	2	1	1			4					3	3
	ELECTROPUNO	Antauta	1.30	23%	0.3	1	1				2					2	2
ELECTROPUNO	Azángaro	6.10	21%	1.3	5			2		6					5	5	
<b>TOTAL Zona Sur Este</b>			<b>29.5</b>	<b>22%</b>	<b>6.5</b>	<b>27</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>37</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>33</b>

ZONA 2	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total
SUR (Arequipa, Tacna)	ELECTRO SUR	Tarata	0.40	25%	0.1	1					1	1					1
	ELECTRO SUR	Piquiña-Omate-Ubinas	1.40	21%	0.3	1	1				2					2	2
	ELECTRO SUR	Tomasiari	0.60	17%	0.1	1					1	1					1
	SEAL	Camañá, Ocoña, Caraveli	0.47	21%	0.1	1					1	1					1
	SEAL	Bella Unión-Chala	3.20	25%	0.8	4	2				6					6	6
<b>TOTAL Zona Sur</b>			<b>6.1</b>	<b>23%</b>	<b>1.4</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>11</b>

ZONA 3	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV						
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total	
NORTE MEDIO (La Libertad, Cajamarca, Ancash)	HIDRANDINA	Chimbote rural	1.00	20%	0.2	2					2					2	2	
	HIDRANDINA	Nepeña	3.30	21%	0.7	5	1				6			6			6	
	HIDRANDINA	Casma rural	2.50	20%	0.5	3	1				4	4					4	
	HIDRANDINA	Casma	1.60	19%	0.3	3					3					3	3	
	HIDRANDINA	Trujillo Baja Densidad	3.40	21%	0.7	5	1				6	4		2			6	
	HIDRANDINA	Paján - Malabrigo	0.40	25%	0.1	1					1	1					1	
	HIDRANDINA	Huarmey	2.10	24%	0.5	3	1				4	2				2	4	
	HIDRANDINA	Ticapampa	6.70	19%	1.3	7	3				10			5	5		10	
	HIDRANDINA	Caraz-Carhuaz-Huaraz	2.00	20%	0.4	4					4		4				4	
	HIDRANDINA	Pallasca	0.80	25%	0.2	2					2	1				1	2	
	HIDRANDINA	Tayabamba	1.60	19%	0.3	3					3					3	3	
	HIDRANDINA	Huari	2.20	18%	0.4	4					4			2		2	4	
	HIDRANDINA	Pomabamba	1.20	17%	0.2	2					2					2	2	
	HIDRANDINA	Trujillo	67.50	17%	11.4	15	15	3	3	3	39	12				15	3	30
	<b>TOTAL Zona Norte Medio</b>			<b>96.3</b>	<b>18%</b>	<b>17</b>	<b>59</b>	<b>22</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>90</b>	<b>24</b>	<b>4</b>	<b>17</b>	<b>33</b>	<b>3</b>	<b>81</b>

ZONA 4	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total
CENTRO (Huánuco, Huancavelica, Ayacucho, Junín)	ELECTRO CENTRO	Valle del Mantaro 4	0.55	36%	0.2	2					2					1	2
	ELECTRO CENTRO	Valle del Mantaro 1	1.68	18%	0.3	3					3		3				3
	ELECTRO CENTRO	Pozuzo Urbano Rural	0.50	20%	0.1	1					1						1
	ELECTRO CENTRO	Chalhuanayo - Satipo	2.93	20%	0.6	4	1				5					5	5
	ELECTRO CENTRO	Pichanaki	1.53	20%	0.3	3					3					3	3
	ELECTRO CENTRO	Yaupi	1.00	20%	0.2	2					2					2	2
	ELECTRO CENTRO	San Francisco Urbano	2.50	20%	0.5	3	1				4					4	4
	ELECTRO CENTRO	Huanta-Cobrizá	2.30	17%	0.4	4					4	2				2	4
	ELECTRO CENTRO	Pozuzo Rural	0.53	19%	0.1	1					1						1
	ELECTRO CENTRO	Chanchamayo	4.27	19%	0.8	5	1				7					7	7
<b>TOTAL Zona Centro</b>			<b>17.8</b>	<b>20%</b>	<b>3.5</b>	<b>29</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>32</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	<b>2</b>	<b>32</b>

ZONA 5	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total
NORTE (Piura)	ENOSA	Piura	18.60	19%	3.5	12	5	1	1		19	9				8	17
<b>TOTAL Zona Norte</b>			<b>18.6</b>	<b>19%</b>	<b>3.5</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>19</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-</b>	<b>17</b>

ZONA 6	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total
ORIENTE (Amazonas)	ELECTRO ORIENTE	Bagua - Jaén	14.30	22%	3.1	6	1	1	1	1	10	4					7
	ELECTRO ORIENTE	Bagua - Jaén rural, Pomahuaca, Pucará	1.20	17%	0.2	2					2					2	2
	ELECTRO ORIENTE	Bellavista Urbano Rural	5.46	18%	1	6	2				8					8	8
	ELECTRO ORIENTE	Bellavista Rural	2.00	25%	0.5	5					5	5					5
	ELECTRO ORIENTE	Rioja Oriente	6.80	18%	1.2	8	2				10					10	10
<b>TOTAL Zona Oriente Amazonas</b>			<b>29.8</b>	<b>20%</b>	<b>6.0</b>	<b>27</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>35</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>32</b>

ZONA 7	Empresa	Sistema Crítico	Potencia Interrumpida MW	% Potencia Cubierta	Pot. MW a Sum.	Unidades Móviles MW						Transformadores Elevadores con tensiones de salida en kV					
						0.1	0.2	0.5	0.8	1.0	Total	10	13	14	23	33	Total
ORIENTE (Loreto)	ELECTRO ORIENTE	Caballococha	1.07	47%	0.5			1			1						0
	ELECTRO ORIENTE	Contamana	1.36	44%	0.6	1		1			2	1					1
	ELECTRO ORIENTE	El Estrecho	0.28	36%	0.1	1					1					1	1
	ELECTRO ORIENTE	Indiana	0.43	46%	0.2		1				1	1					1
	ELECTRO ORIENTE	Lagunas	0.40	50%	0.2		1				1	1					1
	ELECTRO ORIENTE	Mayoruna	0.22	45%	0.1		1				1						1
	ELECTRO ORIENTE	Nauta	1.44	49%	0.7		1	1			2	1				1	1
	ELECTRO ORIENTE	Orellana	0.24	42%	0.1	1	1				2	1					1
	ELECTRO ORIENTE	Requena	1.50	47%	0.7		1	1			2	1					1
	ELECTRO ORIENTE	San Francisco de Asís	0.23	43%	0.1	1					1					1	1
	ELECTRO ORIENTE	santa Rosa	0.15	68%	0.1	1					1	1					1
	ELECTRO ORIENTE	Tamshiyacu	0.33	30%	0.1	1					1					1	1
<b>TOTAL Zona Oriente Loreto</b>			<b>7.6</b>	<b>46%</b>	<b>3.5</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>11</b>

\*Los valores kV corresponden a la tensión de salida del transformador elevador

**Cuadro N° 46**  
**Resumen Por Zonas**

ZONA	Empresa	Potencia Interrumpida (MW)	% Potencia Cubierta	Potencia Cubierta (MW)	Cantidad de Unidades Móviles						Cantidad de Transformadores Elevadores*					
					0.1 MW	0.2 MW	0.5 MW	0.8 MW	1 MW	Total	10 kV	13.2 kV	13.8 kV	22.9 kV	33 kV	Total
SUR ESTE (Madre de Dios, Cusco, Puno, Apurímac)	ELECTRO SUR ESTE	17.5	23%	4.0	19	4	1	1	0	25	11	2	-	10	-	23
	ELECTROPUNO	12.1	21%	2.5	8	2	1	1	0	12	-	-	-	10	-	10
SUR (Arequipa, Tacna)	ELECTRO SUR	2.4	21%	0.5	3	1	0	0	0	4	2	-	-	2	-	4
	SEAL	3.7	25%	0.9	5	2	0	0	0	7	1	-	-	6	-	7
NORTE MEDIO (La Libertad, Cajamarca, Ancash)	HIDRANDINA	96.3	18%	17	59	22	3	3	3	90	24	4	17	33	3	81
CENTRO (Huánuco, Huancavelica, Ayacucho, Junín)	ELECTRO CENTRO	17.8	20%	3.5	29	3	-	-	-	32	2	4	-	24	2	32
NORTE (Piura)	ENOSA	18.6	19%	3.5	12	5	1	1	-	19	9	-	-	8	-	17
ELECTRO ORIENTE (Amazonas)	ELECTRO ORIENTE	29.8	20%	6.0	27	5	1	1	1	35	9	-	-	23	-	32
ELECTRO ORIENTE (Loreto)	ELECTRO ORIENTE	7.6	46%	3.5	7	4	4	-	-	15	7	-	-	4	-	11
<b>Total</b>	<b>TOTAL</b>	<b>205.7</b>	<b>20%</b>	<b>41.6</b>	<b>169</b>	<b>48</b>	<b>11</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>239</b>	<b>65</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>120</b>	<b>5</b>	<b>217</b>

\*Los valores kV corresponden a la tensión de salida del transformador elevador

#### 4.5 COSTOS

Los costos<sup>4</sup> incluyen la compra de los grupos electrógenos, transformadores elevadores destinados a los grupos térmicos de 0.1 MW y 0.2 MW, y tracto-camiones.

##### Costo de los grupos electrógenos móviles

El Costo total por los 239 grupos térmicos los cuales suman una potencia activa de 41.6 MW es de **S/. 25,760,000**.

**Cuadro N° 47: Costo de grupos electrógenos móviles**

Potencia de los Grupos térmicos MW	Cantidad de grupos Térmicos	Pot. Total MW	Costo Unitario S/.	Costo Total S/.
0.1	169	16.9	60,000	10,140,000
0.2	48	9.6	120,000	5,760,000
0.5	11	5.5	300,000	3,300,000
0.8	7	5.6	480,000	3,360,000
1	4	4	800,000	3,200,000
<b>Total</b>	<b>239</b>	<b>41.6</b>	-	<b>25,760,000</b>

##### Costo de los transformadores elevadores

El costo total por los 217 transformadores elevadores que estarán destinados a los grupos térmicos de capacidad 0.1 MW y 0.2 MW es de **S/. 5,316,446**.

<sup>4</sup> Fuente: <http://www.peru.generadordeprecios.info>; a excepción del costo unitario del tracto-camión; cuyo valor se ha establecido de la comparación de diversos catálogos.

**Cuadro N° 48:** Costo de los transformadores elevadores

Tipo de transformador	Cantidad de transformadores	Costo Unitario S/.	Costo total S/.
Trafo 0.48/10 kV	65	19,500	1,267,500
Trafo 0.48/13.2 kV	10	22,425	224,250
Trafo 0.48/13.8 kV	17	24,668	419,348
Trafo 0.48/22.9 kV	120	27,134	3,256,110
Trafo 0.48/33 kV	5	29,848	149,238
<b>Total</b>	<b>217</b>	-	<b>5,316,446</b>

#### ) Costo del medio de transporte

Se utilizarán los tracto-camiones como medio de transporte de los grupos electrógenos. El costo total de los 26 tracto-camiones establecidos en el presente informe es de **S/.3, 770, 000**.

**Cuadro N° 49:** Costo del medio de transporte

Cantidad de tractos-Camiones	Costo Unitario de Tracto-Camión S/.	Costo Total S/.
26	145,000	3,770,000

#### ) Costo total del proyecto

El costo total incluye la suma de los costos totales de los grupos térmicos, transformadores elevadores y los tracto-camiones y tiene un monto de **S/. 34, 846, 446**.

**Cuadro N° 50:** Costo total del proyecto

Costo de los Grupos Térmicos S/.	Costo de los Transformadores elevadores S/.	Costo Tracto-Camiones S/.	Costo Total S/.
25,760,000	5,316,446	3,770,000	<b>34,846,446</b>

#### 4.6 CRITERIOS DE ELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE CONCESIÓN

Sobre la base de un análisis comparativo que identifique las ventajas y desventajas de las propuestas se seleccionará el esquema que cumpla de manera más adecuada con la siguiente relación de requerimientos, de acuerdo a su prioridad:

- Su implementación no afecte la calidad de servicio eléctrico brindado a los usuarios, ni conlleve a un incremento de las tarifas finales a los usuarios.
- Su aplicación no implique cambios en la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento.
- Asegure el suministro eléctrico a las cargas más importantes de los sistemas eléctricos críticos de las empresas distribuidoras del estado, ante fallas prolongadas debido a problemas de confiabilidad en dichos sistemas.
- Aliente a la inversión en nuevas instalaciones de generación móvil, al tener alternativas que sean consideradas de manera similar, asegurando el retorno de la inversión y una adecuada asignación de costos de operación y mantenimiento.

- Mantenga una reserva fría móvil superior a la propuesta en caso de falta de suministro eléctrico en otros sistemas eléctricos no considerados como críticos y pueda suministrar energía adicional a sistemas eléctricos de empresas privadas para que al fin y al cabo no perjudiquen el normal suministro a los usuarios.

No se ha tomado en cuenta el índice Beneficio/Costo habida cuenta que una de las variables determinantes, en la elección del esquema, es la referida a que su implementación no afecte la calidad del servicio eléctrico, y esta variable no se puede cuantificar, pudiéndose estimar sólo en forma cualitativa.

#### **4.7 ELECCIÓN DEL ESQUEMA DE CONCESIÓN Y FINANCIAMIENTOS**

##### **Concesión al Sector Privado**

###### **a. Descripción**

El Concesionario deberá diseñar, financiar, construir, operar y mantener las unidades de generación eléctrica móvil.

El diseño eléctrico y mecánico de los equipos deberá regirse por alguna norma internacional reconocida o en caso se requiera el MINEM deberá aprobar una Norma Técnica al respecto.

Las unidades de generación móvil, tendrán un almacén en cada zona determinada por el estudio para la determinación de los sistemas críticos, y comprende todos los equipos, componentes, construcciones y edificios apropiados para el proyecto, incluyendo las instalaciones auxiliares, los transformadores y en general todo cuanto haga falta para que las unidades estén disponibles a ser trasladadas a las localidades que las requieran, e inyecten su potencia a las cargas críticas en forma continua y confiable

La concesión contempla la obligación de inversión señalada y los compromisos de inversión, mediante la modalidad de construcción, posesión, operación y posterior transferencia al estado al término de la concesión. Así mismo, la concesión incluye la operación y mantenimiento de todas las instalaciones.

Normas a cumplir: El suministro cumplirá de manera referencial con la última versión de las siguientes normas, o sus equivalentes IEC:

NFPA	:	National Fire Protection Association
ASTM	:	American Society for Testing and Materials.
AWS	:	American Welding Society.
ISO	:	International Standards Organization
ANSI	:	American National Standards Institute.
UL	:	Underwriters Laboratory (UL)
NEMA	:	National Electric Manufacturers Association (NEMA).
IEC	:	International Electrotechnical Commission (IEC)
DIN	:	Instituto de Normalización Alemán

##### **Condiciones ambientales de operación para las unidades móviles de generación**

Las unidades de generación móvil, serán para combustible diésel y transformación, móvil, de 100 kW, 200kW, 500kW, 800kW y 1000 kW garantizados y continuos a 3500 metros sobre el nivel del mar con transformador elevador para las unidades mayores o iguales a lo 500kW, con tensiones de salida 10, 13,2, 13,8, 22.9 y 33 kV, se utilizará en casos de

emergencia en los sistemas eléctricos críticos a nivel nacional de las Empresas de Distribución del Estado (ELECTRO SUR ESTE, ELECTRO SUR, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, ELECTRO UCAYALI, ELECTRONORTE, ELECTRONOROESTE Y ELECTRO ORIENTE, SEAL), y otras empresas que lo requieran y que se encuentren cercanas a las zonas determinadas por los sistemas eléctricos críticos y deberá estar diseñada para operar bajo las condiciones ambientales siguientes:

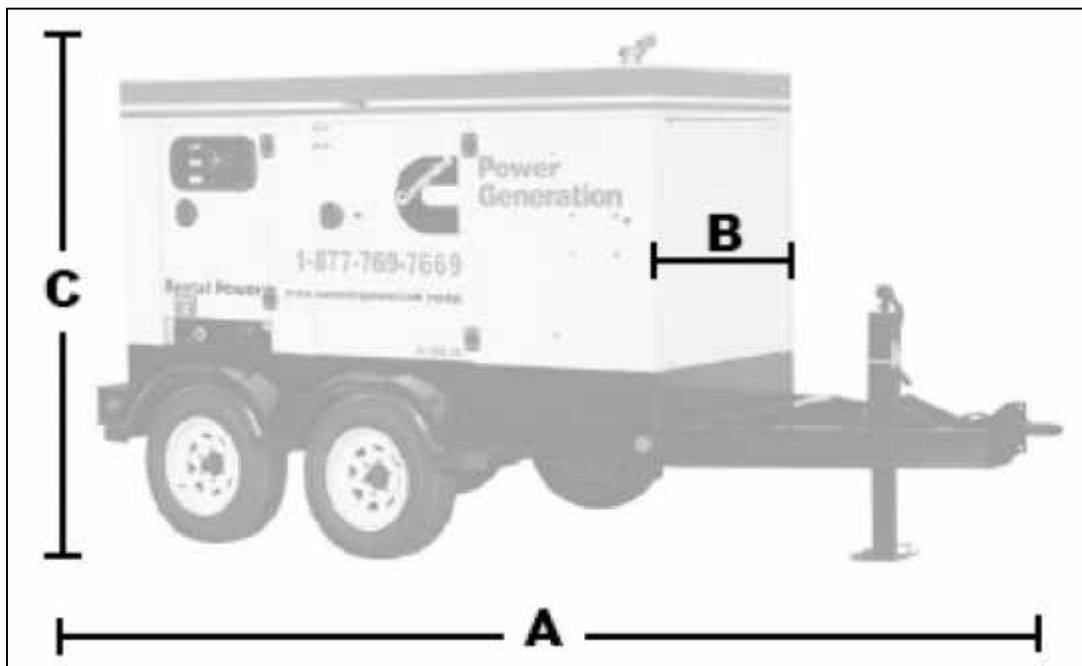
Temperatura ambiente	:	-10 °C a 40 °C
Altitud	:	3500 msnm
Instalación	:	Instalado en un contenedor de 40 pies.
Condiciones sísmicas	:	UBC Zona 4

**Características generales de las Unidades de Generación Móvil de 100 kW y 200 kW**

- Motor robusto de diésel industrial de 4 ciclos con excelente desempeño transitorio.
- Ligero, compacto y excelente economía de combustible.
- Sistema de control del generador avanzado, confiable y capaz disponible en el mercado.
- Gobernador integrado en el conjunto del generador, regulación de voltaje y protección integrada en una interfaz del cliente fácil de operar.
- Alternador de sobredimensionado para obtener un mejor arranque del motor y baja elevación de la temperatura en aplicaciones primarias y continuas.
- Excitación de imán permanente para lograr un mejor desempeño en aplicaciones cíclicas y carga no lineal.
- Alternador re-conectable a 12 puntas con interruptor de selección de voltaje.
- Incluye Remolques

**Figura N° 42**

Plano Referencial Unidad de Generación Móvil de 100 kW- 200 kW



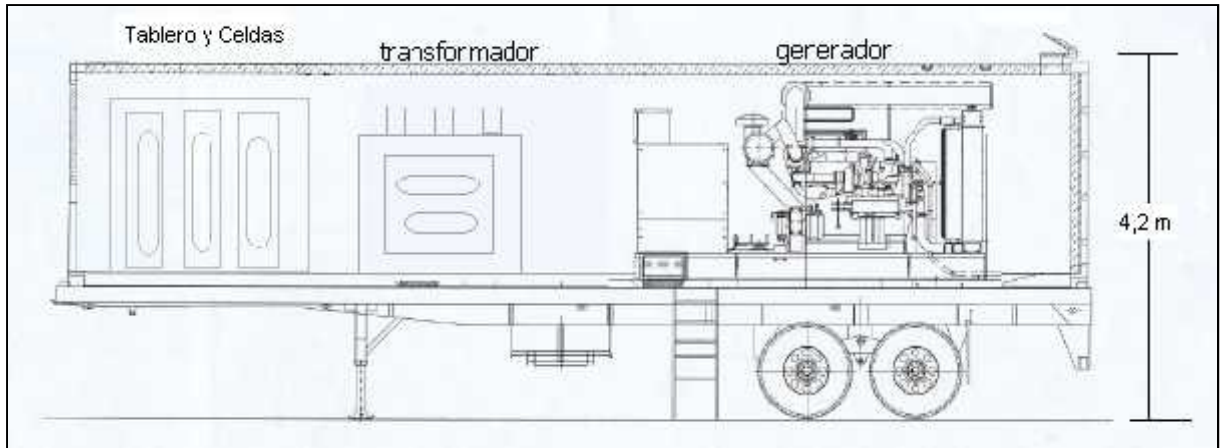
**Características generales para los Módulos de Generación para las unidades de 500 kW, 800 kW y 1000 kW**

- Grupos electrógenos de potencia prime a nivel del mar, a ser definido por el fabricante y que garantice 500 kW, 800 kW y 1000 kW continuos a 3500 msnm, tensión de generación en BT a ser propuesto por el fabricante, trifásico, conexión estrella con neutro accesible, velocidad 1800 rpm y frecuencia 60 Hz.
- Con tanque diario de combustible diésel con capacidad suficiente para 12 horas de operación continua con 500kW, 800kW y 1000 kW a 3500 msnm.
- Sistemas de transferencia de combustible con bomba eléctrica para alimentar al tanque diario.

**Módulo de Control y Protección, Transformador Elevador, Celda de Transformación y Salida - para las unidades de 500 kW, 800 kW y 1000 kW**

- 01 tablero de control y protección en BT, con interruptor termomagnético trifásico automático, motorizado, de acuerdo al nivel de potencia del grupo generador (ejemplo: 1250 A, 65 kA/440 Vac para unidades de 1000kW), equipado con módulo electrónico de control automático, para sincronización con la red pública de energía, puesta en paralelo con otros grupos electrógenos y operación en sistema aislado.
- Cables de energía para interconexión del generador con el tablero de control y protección, tres ternas (03) del tipo NYY 3-3×1×240 mm<sup>2</sup>, 0.6/1 kV, para cada fase y un tramo de cable tipo NYY 3×1×120 mm<sup>2</sup>, 0.6/1 kV para el neutro.
- 01 transformador elevador de 1250 kVA, con tensiones de salida 22.9kV, 13.8kV, 10kV ±2.5%, trifásico, 60 Hz, grupo de conexión YNd5 – YNd5.
- 01 celda de transformación, con dos sistemas de barras con la configuración siguiente:
  - ✓ Barras colectoras para 1250 A para un sistema de 600 V, que interconectan el tablero de control con los bornes de BT del transformador.
  - ✓ Barras colectoras para 600 A para un sistema de 36 kV, que interconectan los bornes de MT del transformador, con la celda de salida en 36 kV.
- 01 celda de salida, equipada con un seccionador de potencia tripolar 36 kV, 400 A, 170 kVp, con accionamiento bajo carga y apertura a la fusión de uno de los fusibles con bobina de disparo y contactos auxiliares, con fusibles limitadores de corriente de alta capacidad de interrupción de 36 kV, con mecanismo de desconexión automática, bobina de desconexión a emisión de corriente, con mando mecánico para el cierre y apertura.
- Cables de energía flexible para conexión con la carga, con una longitud aproximada de 30 m, tipo N2XSY u otro de 18/30 kV de 50 mm<sup>2</sup>, con sus respectivos terminales tipo termocontraible o autocontraible, para uso interior del lado del contenedor y terminales de codo (Elastimold) clase 35 kV, 21.1 kV fase – tierra, 36.6 kV fase – fase, 150 kVp para conductor de 50 mm<sup>2</sup>.
- El panel de control del GENERADOR debe tener grado de protección IP54 mínimo.

**Figura N° 43**  
Plano Referencial Unidad de Generación-Transformador



#### Montaje del Equipamiento

- El montaje electromecánico del grupo electrógeno, interruptor termomagnético, tanque diario de combustible y demás componentes deberán estar en un espacio del contenedor ISO de 40 pies, con tratamiento acústico en el módulo de generación, para atenuación de ruido hasta 75 dB medidos a 7 m. de distancia.
- El montaje electromecánico del tablero de control y protección, cables de energía, transformador de potencia elevador de 1250 kVA, celda de transformación, celda de salida y demás equipos y componentes deberán estar en un espacio del contenedor ISO de 40 pies, sin tratamiento acústico.
- 01 plataforma semi-remolque liviano de dos ejes con altura máxima de 1.25 metros para transporte del contenedor ISO de 40 pies.
- 01 contenedor nuevo ISO de 40 pies.

#### b. Remuneración

En este caso, el distribuidor mantiene un papel como intermediario monopólico entre el mercado competitivo de energía y sus clientes, además de prestar naturalmente el servicio de red. Esto genera la necesidad de regular el precio de la generación eléctrica móvil y como éstos pueden trasladar a los consumidores finales.

Se proponen las siguientes alternativas para la remuneración:

- Las unidades de generación eléctrica móvil que presten servicio de reserva fría, que se otorguen en concesión como resultado de procesos de licitación conducidos por PROINVERSION, se remuneran de forma similar a la compensación adicional por seguridad de suministro a que se refiere el Artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1041.
- Permitir que los distribuidores trasladen automáticamente el precio spot y por lo tanto el riesgo de precios a los consumidores finales regulados.
- Regular un precio fijo a trasladar por los distribuidores, lo que genera un problema

severo de asimetría de información, ya que un precio de traslado demasiado alto genera rentas para el distribuidor y uno demasiado bajo puede generar riesgos de abastecimiento.

- Aplicar la competencia referencial, "yardstick competition" (Shleifer, 1985), que en este caso implicaría que los distribuidores puedan trasladar a los consumidores finales el promedio de los costos de energía obtenidos por la población de distribuidores del mercado, en sus contratos con generadores.
- Regular la transparencia del procedimiento de compra y permitir que el distribuidor traslade a los consumidores finales el precio resultante de esas compras.

OSINERGMIN a través de una nueva normativa necesaria, garantizará al concesionario la obtención de una Remuneración Anual Garantizada y los reajustes correspondientes, determinando la asignación para cada usuario de dichos sistemas y efectuando las liquidaciones anuales.

c. Alcance de la Concesión

El concesionario:

- Tendrá el derecho a la explotación de las unidades de generación móvil, instalaciones para su almacenaje y constante supervisión y pruebas para que se encuentren disponibles cuando las necesiten y en general, de los bienes señalados en el contrato y de todo aquello no expresamente previsto y/o estipulado en el mismo.
- Será íntegramente responsable de la explotación de dichos bienes.
- Será íntegramente responsable de los compromisos de inversión, realizando el diseño, financiamiento y construcción de infraestructura y de su posterior operación y mantenimiento. Los requerimientos mínimos de calidad serán los establecidos en los reglamentos de la materia.
- La concesión tendrá un plazo de 30 años.

d. Precalificación

Para garantizar la competencia de postores con suficiente capacidad económica y técnica, el Concurso incluirá una etapa de precalificación en base a criterios tales como el patrimonio neto, cantidad de instalaciones similares operadas, entre otros.

**Requisitos Financieros**

Tener, en el último ejercicio concluido del Operador o de su(s) Empresa(s) Vinculada(s), un Patrimonio Neto mínimo de veinte millones de Dólares (US\$ 20'000,000), y un total de activos mínimo de sesenta millones de Dólares (US\$ 60'000,000). En el caso de Consorcios, se considerará la suma simple de los patrimonios netos y activos de cada uno de sus miembros.

### **Requisitos Técnicos**

Operar directamente o a través de sus Empresas Vinculadas, sistemas de generación de electricidad que satisfagan las características siguientes: i) sistema de generación de energía móvil completamente integrada, que ofrece un desempeño, confiabilidad y versatilidad óptimos para aplicaciones de energía en espera y primaria; y ii) Unidades móviles de generación de 500kW, 800kW y 1000kW continuos a 3500 msnm y transformador elevador con tensiones de salida 10kV, 13.2 kV, 13.8kV, 22.9 kV, 33 kV. Siendo necesaria la participación del operador precalificado por lo menos los primeros 15 años de la concesión.

### **Requisitos Legales:**

Acreditar lo siguiente:

- No tener por asesores a personas relacionadas con PROINVERSIÓN o con el Comité, durante el desarrollo del presente proceso;
  - No tener asesores que hayan participado en mérito a contrato celebrado con el Estado, sus empresas u OSINERGMIN, en los estudios para determinar los refuerzos requeridos;
  - Encontrarse aptos para contratar con el Estado;
  - No poseer ni el Postor ni sus accionistas, socios, integrantes, o personal directivo, de ser el caso con participación directa o indirecta en algún otro postor donde ejerzan el control de la administración o de alguno de sus integrantes en caso de consorcio;
  - Renuncian a invocar o ejercer cualquier privilegio o inmunidad diplomática o de cualquier otro tipo, así como a presentar cualquier reclamo por la vía diplomática y a cualquier derecho de compensación u otro con relación a cualquier reclamo que pudiese ser invocado contra el Estado Peruano, PROINVERSIÓN, el Comité sus integrantes y asesores, bajo la ley peruana o bajo cualquier otra legislación con respecto a cualquiera de las obligaciones que nos correspondan o pudieran corresponder conforme a las Bases, la Oferta o el Contrato;
  - No haber dejado de ser concesionario por incumplimiento de un contrato de concesión celebrado con anterioridad al proceso; y
  - No se encuentren incursos en los alcances del Artículo 1366º del Código Civil peruano.
- e. Otros requisitos para la participación en el proceso de adjudicación
- Con objeto de asegurar la seriedad de la propuesta se considera entre otros los siguientes requisitos:
- Garantía de cumplimiento del contrato de concesión
  - Garantía de validez, vigencia y cumplimiento de la oferta
  - Garantía de revisión de Evaluación de Credenciales
  - Garantía de impugnación a la adjudicación de la Buena Pro
  - Compromiso de la creación de la empresa con un capital mínimo
- f. Atractivos de la propuesta para el inversionista

- Se asegurará al inversionista una remuneración
- Esta remuneración será reajustada anualmente, para entrar en vigor el 1 de mayo de cada año, a partir de la fecha de cierre.
- El inversionista tendrá acceso a las facilidades que otorga la Ley Peruana a las nuevas inversiones en infraestructura, tales como contratos de estabilidad jurídica, fraccionamiento de pago de aranceles, etc.
- Podrá abastecer de energía eléctrica en casos de contingencias y fallas prolongadas, no sólo a los sistemas eléctricos críticos, sino también a cualquier otro sistema eléctrico que lo necesite en caso de contingencias y o fallas prolongadas, estableciéndose para ello tarifas reguladas que garanticen su inversión.

g. Fuentes de riesgo para el inversionista

- Aprobación de modificaciones de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento; y
- Necesidad de realizar estudios definitivos de la capacidad de reserva fría móvil en los sistemas eléctricos del SEIN y de los SS.AA.

h. Análisis

**Ventajas**

- Se asegura el suministro eléctrico a las cargas más importantes de los sistemas eléctricos críticos de las empresas distribuidoras del estado, ante fallas prolongadas debido a problemas de confiabilidad en dichos sistemas.
- Se alienta la inversión en nuevas instalaciones de generación móvil al tener la alternativa de que sean consideradas de manera similar en el sector privado, asegurando el retorno de la inversión y una adecuada asignación de costos de operación y mantenimiento.
- Se mantiene una reserva fría móvil en caso de falta de suministro eléctrico en otros sistemas eléctricos distintos a los sistemas identificados como críticos.
- Su implementación no afecte la calidad de servicio eléctrico brindado a los usuarios, ni conlleva a un incremento de las tarifas finales a los usuarios.
- Su aplicación no implica cambios en la Ley de Concesiones Eléctricas ni en su reglamento.
- Mantiene una reserva fría móvil superior a la propuesta en caso de falta de suministro eléctrico en otros sistemas eléctricos no considerados como críticos y puede suministrar energía adicional a sistemas eléctricos de empresas privadas para que al fin y al cabo no perjudique el normal suministro a los usuarios.

**Desventajas**

- El valor del combustible DIÉSEL está continuamente en aumento, al basarse la Remuneración Anual Garantizada, que, salvo los reajustes anuales, permanecerá estable durante todo el tiempo de la concesión, es decir 30 años;

- Se necesita variar la reglamentación vigente, la que se ha visto modificada repetidamente, en lo referente a la remuneración de estas unidades de generación móvil

#### **Administración a través de una Empresa del Estado**

##### a. Descripción

El financiamiento y la administración (operación y mantenimiento), serán transferidos a una empresa del Estado existente.

La empresa será la propietaria de las unidades de generación móvil, instalaciones y se encargará de la operación y mantenimiento de dichas unidades en cuanto se requieran en los sistemas eléctricos críticos.

##### b. Remuneración

En este caso la remuneración de la reserva fría móvil es la misma que para el caso de las concesiones privadas y con las mismas alternativas para la remuneración.

OSINERGMIN a través de una nueva normativa necesaria, garantizará al concesionario la obtención de una Remuneración Anual Garantizada y los reajustes correspondientes, determinando la asignación para cada usuario de dichos sistemas y efectuando las liquidaciones anuales.

##### c. Atractivos de la propuesta para la empresa del estado

- Se asegura a la empresa una Remuneración Anual Asegurada por mantener en operación y disponible la reserva fría móvil.
- Esta Remuneración será reajustada anualmente.
- Podrá abastecer de energía eléctrica en casos de contingencias y fallas prolongadas, no sólo a los sistemas eléctricos críticos, sino también a cualquier otro sistema eléctrico que lo necesite en caso de contingencias y o fallas prolongadas, estableciéndose para ello tarifas reguladas que garanticen su inversión.

##### d. Fuentes de riesgo para la empresa del estado

- Al ser determinada por OSINERGMIN la Remuneración Anual Asegurada puede ocurrir a que no se contemplen procedimientos internos que determinen un mayor costo, por lo que existe el riesgo que la Remuneración determinada no cubra parte de los costos incrementales;
- Aprobación de futuras modificaciones de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Necesidad de realizar estudios definitivos de los refuerzos y rehabilitaciones solicitados.

##### e. Análisis

#### **VENTAJAS**

- Se asegura una retribución adecuada a la mantención de la reserva fría móvil
- Se asegura el suministro eléctrico a las cargas más importantes de los sistemas eléctricos críticos de las empresas distribuidoras del estado, ante fallas

prolongadas debido a problemas de confiabilidad en dichos sistemas

- Esta concesionaria puede brindar servicios de generación móvil a otras empresas privadas del sector eléctrico, minero e industrial, asegurando el retorno de la inversión y una adecuada asignación de costos de operación y mantenimiento.
- Como no se realiza la transferencia al Sector privado de las instalaciones se evita la oposición pública en un gran porcentaje;
- Se mantiene una reserva fría móvil en caso de falta de suministro eléctrico en otros sistemas eléctricos distintos a los sistemas identificados como críticos.

#### **Desventajas**

- El valor del combustible DIÉSEL está continuamente en aumento, al basarse la Remuneración Anual Garantizada que, salvo los reajustes anuales, permanecerá estable durante todo el tiempo de la concesión, es decir 30 años;
- Se requiere la modificación de la reglamentación vigente, la misma que se ha visto variada hasta en por lo menos cuatro oportunidades en los últimos cinco años;
- Pueden presentarse controversias de los concesionarios con el regulador por los valores que se establezcan en las tarifas de generación fría móvil, pero al estar circunscritas sólo a la determinación de una nueva estructura remunerativa de generación es muy probable que éstas disminuyan con el transcurso del tiempo.

#### **Posibles Empresas del Estado a Administrar la Reserva Fría Móvil del SEIN**

Las empresas del Estado que pueden Financiar y Administrar las unidades de generación móvil, instalaciones y se encargarán de la operación y mantenimiento de dichas unidades en cuanto se requieran en los sistemas eléctricos críticos, son las siguientes:

- ADINELSA – Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica; y
- ELECTROPERU S.A. - Empresa de Electricidad del Perú
- CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN DEL ESTADO

##### **a. ADINELSA - Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.**

Con la finalidad de establecer la factibilidad de la transferencia a esta empresa analizaremos si las actividades establecidas en el objeto social contenido en su constitución se lo permiten, así como el impacto que podría generar en su organización. Este aspecto lo analizaremos en el rubro referido a la misión y visión de la empresa.

#### **OBJETO DE LA EMPRESA (DE ACUERDO A LA ESCRITURA PÚBLICA DE CONSTITUCIÓN)**

##### **ARTÍCULO 2º.-**

ADINELSA tiene por objeto social dedicarse a la administración de bienes e infraestructura que se le aporte, transfiera o encargue, especialmente de obras de infraestructura eléctrica efectuadas por entidades del Estado o a través de las

entidades a que se refieren las disposiciones sobre la materia y de bienes e infraestructura no incluidos en la transferencia a empresas privatizadas del sector eléctrico.

En las zonas rurales y localidades aisladas y de frontera en que no exista operador de otras entidades del Sector público o del Sector privado, ADINELSA está facultada para administrar y operar servicios de electricidad, para lo cual podrá solicitar las concesiones y autorizaciones correspondientes de acuerdo a las disposiciones legales vigentes. Asimismo, ADINELSA está facultada para ejecutar obras complementarias a las realizadas y transferidas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas y de otras entidades, según se establezca en las normas sobre la materia. Para efectos de cumplir con su objeto social ADINELSA puede celebrar todo tipo de actos y contratos sobre los bienes que se le aporte, transfiera o encargue, incluso aquellos que suponen establecer cargas o gravámenes sobre los bienes materia de administración, ciñéndose a los compromisos contractuales que puedan afectar cada bien.

### **VISIÓN**

Ser una empresa administradora de la infraestructura eléctrica rural ejecutada por el Estado, eficiente y oportuna, proyectándose a la comunidad que no cuenta con el servicio de electricidad, basada en la permanente innovación tecnológica y el desarrollo de sus actividades a través del Sector Público y Privado.

### **MISIÓN**

Administrar eficientemente la infraestructura eléctrica rural construida por el Estado, garantizando su adecuada operación, mantenimiento y reposición, e incorporando al Sector Privado en el desarrollo de dichas actividades.

ADINELSA desarrolla sus actividades en el marco del rol subsidiario del Estado.

Por lo que se puede concluir que si bien el objeto de la empresa permite la asimilación de las instalaciones de generación, la empresa tiene una cultura organizacional, reflejada en su misión y visión muy requerido para llevar a cabo la actividad de generación a pequeña escala (reserva fría móvil) y por ende el personal que labora en la empresa tiene un tipo de especialidad diferente al requerido para la operación y mantenimiento de la generación, por lo que no se recomienda que sea ADINELSA quien administre, opere y mantenga las unidades de generación móvil como reserva fría.

b. ELECTROPERU - Empresa de Electricidad del Perú S.A.

Al igual que en el caso de ADINELSA, con la finalidad de establecer la factibilidad de la transferencia, analizaremos si las facultades establecidas en el objeto social contenido en la escritura pública vigente lo permiten, así como el impacto que tendría en su organización. Este aspecto lo analizaremos en la misión y visión de la empresa.

### **OBJETO DE LA EMPRESA (DE ACUERDO AL ESTATUTO)**

ELECTROPERU S.A. es una empresa estatal de derecho privado, cuyas acciones pertenecen íntegramente al Fondo Consolidado de Reservas Previsionales - Decreto Ley N° 19990, teniendo como objetivo dedicarse a las actividades propias de la generación, transmisión por el sistema secundario de su propiedad y comercialización de energía eléctrica, con el fin de asegurar el abastecimiento oportuno, suficiente, garantizado y económico de la demanda de energía.

### **VISIÓN**

Mantener el liderazgo empresarial en el negocio de generación eléctrica en el Perú.

### **MISIÓN**

Es una empresa dedicada a la generación de electricidad en el Perú, que comercializa al por mayor, satisfaciendo los requerimientos de sus clientes en forma eficiente y competitiva, maximizando la rentabilidad, contando para ello con personal calificado y un sistema de calidad con certificación ISO, y con el compromiso de preservar el medio ambiente.

Por lo que se puede concluir que, si bien el objeto de la empresa permite la asimilación de las instalaciones de transmisión, la empresa tiene un objetivo real muy diferente, que determina, personal con especialidades en otro tipo de actividades, lo cual se puede inferir del análisis de la misión y visión de la empresa.

Adicionalmente, la actividad de generación eléctrica, que es una actividad de mucha rentabilidad y significativos ingresos, llevan a ELECTROPERU a figurar entre las empresas más importantes del Perú.

La ventaja es que esta actividad podría ser subsidiada en la práctica por la generación térmica en el lugar, posibilitando la ejecución de inversiones requeridas en las zonas críticas.

#### **c. Concesionarias de Distribución del Estado.**

Conformada por empresas de distribución eléctrica, públicas.

Su actividad consiste en transformar niveles de alta tensión a niveles de media y baja tensión y llevar el servicio de electricidad a todos los usuarios domésticos, comerciales, industrias y usuarios del alumbrado público. Posee economías de densidad y es un monopolio natural. Por lo que se regula la tarifa y la calidad del servicio.

A diferencia de las otras alternativas, las concesionarias de electricidad como su denominación las define, tiene a su cargo el abastecimiento de energía eléctrica con seguridad, calidad y sin interrupciones. Ellos son los encargados de la distribución de energía eléctrica y responsables de su operación y mantenimiento.

Actualmente, muchos de los sistemas eléctrico críticos son pertenecientes a estas empresas y los que originan la mayor incidencia de interrupciones a nivel nacional; por tanto, no es una buena alternativa encargarles la operación y mantenimiento de unidades de generación térmica móviles, considerando que no están preparadas para cumplir con sus propias obligaciones

Del análisis, no se recomienda que ADINELSA ni Las CONCESIONARIAS DISTRIBUIDORAS DEL ESTADO, sean las empresas encargadas de administrar y operar la reserva fría móvil; en cambio ELECTROPERU otorgaría la ventaja de ser una empresa generadora y puede otorgar en la práctica un valor agregado a su inversión ya que podría ser motivo de inversión de generación térmica para reserva fría a mayor escala en las zonas donde se las requiera.

#### **4.8 POSIBLES FUENTES DE FINANCIAMIENTO PARA LAS EMPRESAS DEL ESTADO**

Las Fuentes de financiamiento son diversas y proponemos a:

- **FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado)**

Empresa de Derecho Público adscrita al Sector Economía y Finanzas creada por la Ley No. 27170, que fue promulgada el día 08.09.99, se publicó el día 09.09.99 y entró en vigencia el día 10.09.99, por lo que recién nace FONAFE el día 10.09.99 como la Entidad encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado. Al momento de su creación, FONAFE asumió las funciones de la desaparecida Oficina de Instituciones y Organismos del Estado –OIOE.

Los activos de la empresa (S/. 537.1 MM) crecieron en 14% en relación al mismo periodo del año anterior, debido a los aportes de capital recibidos de parte de FONAFE y del Ministerio de Energía y Minas por un monto total de S/.33.5 MM para la ejecución de proyectos de inversión, así como la activación de redes e instalaciones para la prestación de servicios eléctricos.

- **AFLOGM (Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil)**

Agencia sin accionistas, con miembros del Estado y miembros independientes, especializados en la gestión de la reserva fría móvil para los sistemas eléctricos. Cuya función principal es la obtención de financiamiento externo para garantizar las inversiones en las empresas de distribución del Estado (EDE's) para mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica al usuario final de sistemas críticos frente a una falla por interrupciones del suministro por salida de generación o por racionamiento de suministro eléctrico que produzcan situaciones prolongadas de falta de suministro eléctrico.

La estructura de la agencia cuenta con tres gerencias: Financiera y Administración, Licitaciones y Operaciones, y Asesoría Jurídica, lideradas por la Gerencia General que a su vez rinde cuentas a la Junta Directiva. Todas las gerencias están conformadas por profesionales capacitados y seleccionadas por head hunters.

La junta directiva está integrada por: 3 miembros del Estado (con poder de veto), MINEM (01) y EDE's (02) ; 5 miembros independientes, Osinergmin (01), Cámara de Comercio (01), SNMPE (01), Colegio de Ingenieros (01) y Empresas Distribuidoras Privadas (01). Los miembros mantienen una estructura con autonomía institucional y la toma de acuerdos es por mayoría, aunque el Estado, por medio de sus representantes, puede ejercer su derecho de veto sobre cualquier decisión contraria a los intereses públicos.

Las funciones principales de la junta directiva son: La elaboración de presupuestos y

planes de acción de los sistemas de reserva fría móvil y el control de actividades de financiamiento y licitaciones.

El financiamiento para sus operaciones lo obtiene a través de las tarifas de los clientes. Una porción de las tarifas que hoy se les reconocen a las EDE's serán transferidas a la agencia bajo la modalidad de cuotas para financiar sus actividades. Por otro lado, el financiamiento para las obras de los sistemas de reserva fría móvil se obtiene a través de la emisión de bonos o préstamos.

- **PROINVERSION (La Agencia de Promoción de la Inversión Privada)**

Organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas, con personería jurídica de derecho público, autonomía técnica, funcional.

PROINVERSIÓN promueve la inversión privada mediante Asociaciones Público Privadas, Proyectos en Activos y Obras por Impuestos, para su incorporación en servicios públicos, infraestructura pública, en activos, proyectos y empresas del Estado, conforme a sus atribuciones. En su calidad de Organismo Promotor de la Inversión Privada tiene a su cargo los proyectos de relevancia nacional que le sean asignados, o los que reciba por encargo de los tres niveles de Gobierno.

- **FONIPREL (El Fondo de Promoción a la Inversión Pública Regional y Local)**

El Fondo de Promoción a la Inversión Pública Regional y Local (FONIPREL) es un fondo concursable, cuyo objetivo principal es cofinanciar proyectos de inversión pública y estudios de preinversión orientados a reducir las brechas en la provisión de los servicios e infraestructura básica y que tengan el mayor impacto posible en la reducción de la pobreza en las zonas más deprimidas del país.

Este Fondo se encuentra adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas y está conformada por un Consejo Directivo que se encarga de la administración general y una Secretaría Técnica que se encarga de convocar a concurso, bajo las características establecidas en las respectivas Bases.

El FONIPREL podrá cofinanciar hasta el 90% de la elaboración de estudios de preinversión o la ejecución de proyectos de inversión (PIP) de los Gobiernos Regionales (GGRR) y Locales (GGLL) que estén orientados a reducir las brechas en la provisión de los servicios e infraestructura básica, en ocho (08) prioridades. A cada prioridad le corresponde determinadas tipologías de proyectos, componentes, montos mínimos de inversión y criterios de formulación.

El FONIPREL está destinado exclusivamente a Gobiernos Regionales (GGRR) y Gobiernos Locales (GGLL), que pueden concursar de manera independiente o asociada, a nivel nacional. En el caso que decidan participar de manera asociada, la Entidad de mayores necesidades determinará el Rubro de la sociedad siendo clara que solo uno de ellos actuará como solicitante haciéndose responsable de los aportes de cofinanciamiento de todos los miembros de la asociación. Los GGLL que no estén incorporados al SNIP podrán concursar siempre que cumplan las disposiciones establecidas en las bases del concurso.

Cada GGRR y GGLL competirá exclusivamente con las entidades pertenecientes a su mismo Rubro, para garantizar igualdad de condiciones de acceso para concursar.

- **Tesoro Público**

Comprende la administración centralizada de los recursos financieros por todas las fuentes de financiamiento generados por el Estado y considerados en el presupuesto del Sector Público, por parte del nivel central y de las oficinas de tesorerías institucionales, de manera racional, óptima, minimizando costos y sobre la base de una adecuada programación.

Para la determinación más precisa de la mejor fuente de financiamiento para la inversión de unidades de generación móvil para el SEIN y SS. AA. se deben realizar estudios más específicos al respecto. Sin embargo, la alternativa que tiene la mejor fuente de financiamiento, es la Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil (AFLOGM) por ser una agencia especializada en el tema de reserva fría móvil.

#### **4.9 ELECCIÓN DEL ESQUEMA DEFINITIVO DE CONCESIÓN**

Aplicando los criterios descritos se tiene que la alternativa “CONCESIÓN AL SECTOR PRIVADO”, es la alternativa que mejor cumple los siguientes requisitos:

- Su implementación no afecta la calidad de servicio eléctrico brindado a los usuarios, ni conlleva a un incremento de las tarifas finales a los usuarios.
- Su aplicación no implica cambios en la Ley de Concesiones Eléctricas ni en su reglamento.
- Asegura el suministro eléctrico a las cargas más importantes de los sistemas eléctricos críticos de las empresas distribuidoras del estado, ante fallas prolongadas debido a problemas de confiabilidad en dichos sistemas.
- Alienta a la inversión en nuevas instalaciones de generación móvil al tener alternativas que sean consideradas de manera similar, asegurando el retorno de la inversión y una adecuada asignación de costos de operación y mantenimiento.
- Mantiene una reserva fría móvil superior a la propuesta en caso de falta de suministro eléctrico en otros sistemas eléctricos no considerados como críticos y puede suministrar energía adicional a sistemas eléctricos de empresas privadas para que al fin y al cabo no perjudique el normal suministro a los usuarios.

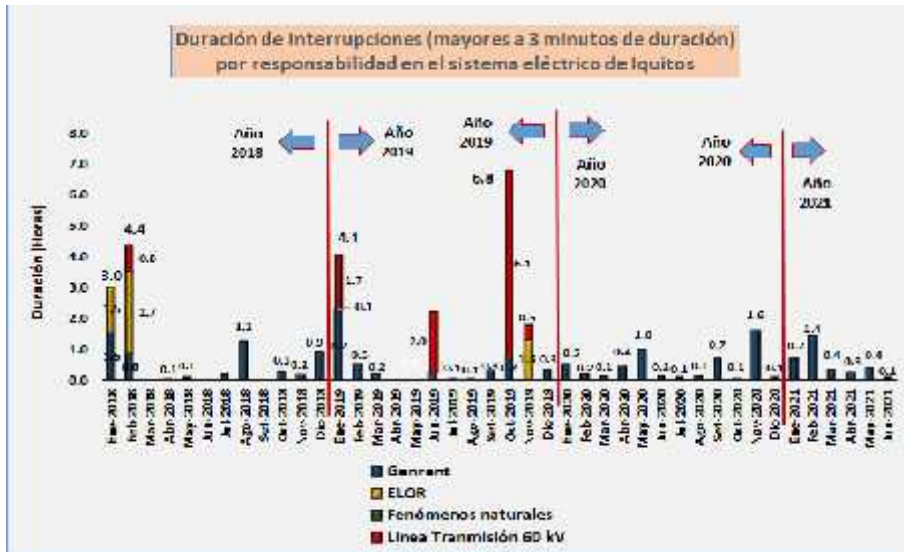
### **5 PROPUESTA A CORTO PLAZO DE MEJORA DE SISTEMAS DE IQUITOS**

#### **5.1 SUMINISTRO ELÉCTRICO A IQUITOS CIUDAD**

##### **Interrupciones mayores del suministro por causas de la generación**

Según el gráfico, desde el 01/01/2021 al 09/06/2021, se han interrumpido el suministro por 3.27 horas por interrupción de 17 salidas forzadas en la generación del sistema Iquitos (Central Iquitos Nueva de Genrent).

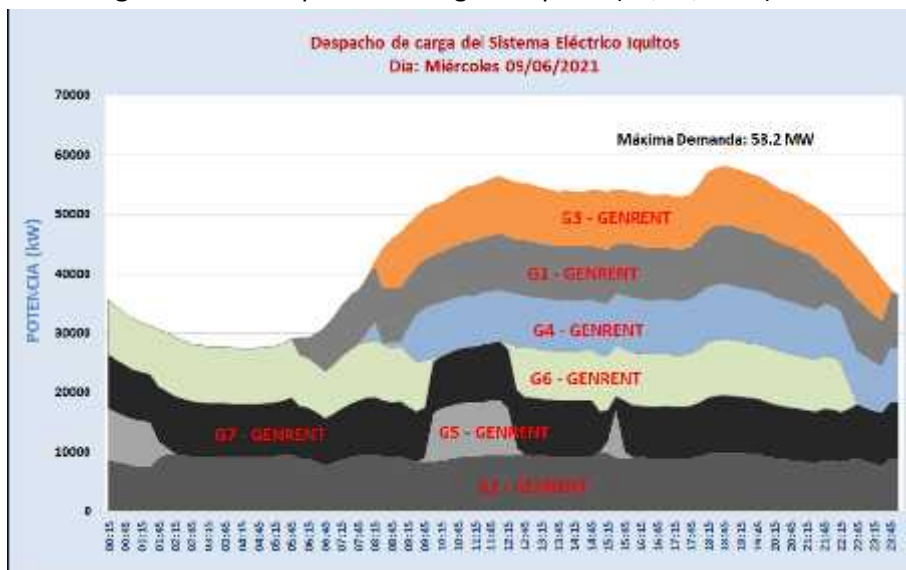
**Figura N° 44:** Duración de interrupciones por responsabilidad en Iquitos



**Diagrama de Carga**

El diagrama de carga del día miércoles 09/06/2021, indica que se alcanzó una máxima demanda de 58.2 MW.

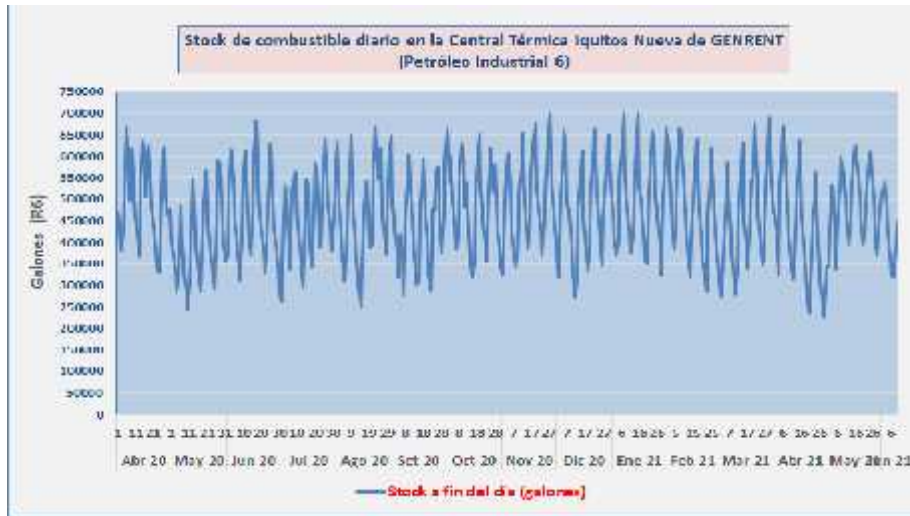
**Figura N° 45:** Despacho de carga de Iquitos (09/06/2021)



**Stock de combustible**

El diagrama muestra el stock diario de combustible R6, desde el mes de 01/04/2020 al 09/06/2021 de la central térmica Iquitos Nueva de Genrent, donde posee una capacidad de almacenamiento en sus tanques de 655674 galones, empresa que actualmente viene brindando la generación eléctrica al sistema Iquitos al 100% de la demanda con sus 07 unidades térmicas.

**Figura N° 46:** Stock de combustible diario en la CT Iquitos Nueva (Genrent)



### **Mantenimientos ejecutados**

Genrent, informó que ha realizado mantenimiento de 18000 horas en el grupo G-3 del 17/05 al 20/05/2021. No se interrumpió el suministro eléctrico.

### **Riesgos principales**

- Indisponibilidad de grupos de generación de Genrent.
- Indisponibilidad de la LT 60 kV Central Nueva-Iquitos.
- Indisponibilidad grupos de generación de ELOR

### **Propuestas de acciones:**

- ) **Evaluación de la aplicación del mecanismo de compensación de sistemas aislados**, que consiste en Supervisar el cumplimiento de la aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aprobada con Resolución N° 167-2007-OS/CD, con el propósito de verificar el destino y uso de los fondos de compensación a la empresa Genrent Perú SAC (Genrent) y Electro Oriente S.A (ELOR).
- ) **Determinar del grado de confiabilidad del suministro eléctrico a Iquitos**, donde se efectuará la proyección de la cobertura de la demanda, margen de reserva y grado de confiabilidad de las fuentes generadoras e instalaciones asociadas, en función de la proyección de la demanda de potencia y oferta de potencia y energía hasta el año 2025.
- ) **Definir alternativas de afianzamiento para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico para Iquitos.**
- ) **Revisar esquemas de financiamiento para garantizar la confiabilidad del servicio en Iquitos.**

## **5.2 SUMINISTRO ELÉCTRICO AISLADOS MENORES**

### **Interrupciones del suministro por salida de generación (03/06/2021 al 09/06/2021)**

Portal de registro de interrupciones mayores a 3 minutos (Procedimiento N° 220-2010-OS/CD).

**Cuadro N° 51: Interrupciones del suministro por salida de generación**

Empresa	Sistema Eléctrico	Fecha y Hora inicio	Fecha y Hora Fin	Descripción
Electro Oriente	Cabalococha	02/06/2021 19:31	02/06/2021 19:53	El grupo Cat C27 fuera de servicio por variación de voltaje.
Electro Oriente	Cabalococha	04/06/2021 10:26	04/06/2021 11:08	Parada de emergencia para realizar cambio de filtros de aire, combustible, separador de agua.
Electro Oriente	Cabalococha	04/06/2021 15:31	04/06/2021 15:35	El grupo Cat C27 fuera de servicio por problemas en el sistema de refrigeración.
Electro Oriente	Cabalococha	04/06/2021 17:45	04/06/2021 17:53	El grupo Cat C27 fuera de servicio por problemas en el regulador de velocidad, baja sus revoluciones a 1649 RPM y frecuencia a 54.7 Hz.
Electro Oriente	Nauta	05/06/2021 01:00	05/06/2021 03:00	Corte para la conexión de los cables al transformador de potencia al CAT3516B alquilado y también se realizó la conexión del sistema de tuberías para la alimentación del combustible.
Electro Oriente	Requena	05/06/2021 05:10	05/06/2021 05:15	Grupo MTU fuera de servicio por problemas PSI aceite, paso combustible Diesel a cárter, mezcla con el aceite y pérdida de viscosidad. Grupo Cummins asume la carga de salida 01 y 02.
Electro Oriente	Cabalococha	05/06/2021 06:09	05/06/2021 06:23	El grupo Cat C27 fuera de servicio por fallas en el sistema de refrigeración.
Electro Ucayali	Atalaya	05/06/2021 17:56	05/06/2021 18:16	Fuera de servicio el sistema por una falla presentada en el grupo Cummins, perdiendo sincronismo por variación de voltaje.
Electro Oriente	Nauta	05/06/2021 18:05	05/06/2021 18:30	Grupo Cat 3516 B, fuera de servicio por rotura de faja del ventilador.
Electro Oriente	Cabalococha	05/06/2021 18:40	05/06/2021 20:09	El grupo Cat C27 fuera de servicio, regulador de velocidad varía de 1790 a 1811 RPM y voltaje de 420 a 485 voltios.
Electro Oriente	Cabalococha	06/06/2021 04:00	06/06/2021 08:00	El grupo Cat C27, fuera de servicio, por problemas en el sistema de refrigeración.
Electro Oriente	Cabalococha	06/06/2021 13:50	06/06/2021 14:00	El grupo Cat C27, fuera de servicio, por problemas en el sistema de refrigeración.
Electro Oriente	Cabalococha	07/06/2021 06:53	10/06/2021 14:00	El grupo Cat C27, fuera de servicio, por problemas en el sistema de refrigeración.
Electro Oriente	Mayoruna	07/06/2021 17:10	08/06/2021 11:12	Corte de energía eléctrica, debido a que en la localidad estaba con precipitaciones de lluvias y viento, el cual ocasionó que en la quebrada precipitará un árbol hacia la línea de transmisión de media tensión lo cual ocasiona la salida de servicio del grupo Volvo Tad 1640.

**Racionamiento del Suministro Eléctrico**
**Cuadro N° 52: Racionamiento del Suministro Eléctrico**

Empresa	Sistema Eléctrico	Descripción	Acciones de la concesionaria				
Electro Oriente	Mayoruna (280 kW)	<p>Desde el 06/03/2021 11:00 h, se restableció el servicio con el grupo Volvo, operando solo al 50% de capacidad (indisponible desde el 17/02/2021) desde el 06/03/2021 10:00 h (último mantenimiento correctivo).</p> <p>El 08/03/2021, nuevamente se produce sobrecalentamiento en las válvulas de admisión 2 y 4 del grupo Volvo, racionando la salida N° 2 entre 60 a 75 kW. Se está atendiendo a la población en un 70% del suministro.</p> <p>Continúa el racionamiento de suministro en 11 de las 19 localidades, debido a reducción de carga al 52% ocasionada por avería del Interruptor termomagnético de salida, que hasta la fecha no es reemplazado por la concesionaria.</p> <p>Se prevé el funcionamiento de grupo alquilado de 420 kW que se encuentra el 09/06/2021 en Iquitos y está previsto su traslado a Mayoruna.</p>	<p><b>Grupos Inoperativos:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Cat 2-3412</td> <td>Presenta agua en el Carter, empaquetaduras rotas, entre otros desperfectos, que necesitan ser reparados para que entre en mantenimiento el grupo Volvo, los repuestos se encuentran en Mayoruna al día 12/04/2021 y está pendiente de instalación por parte de EOR.</td> </tr> </table> <p><b>Grupos Operativos:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Volvo (217 kW)</td> <td>F/S el 18/02/2021 17:00 h al 06/03/2021 11:00 h. El 08/03/2021 por sobrecalentamiento (30% de restricción de potencia)</td> </tr> </table>	Cat 2-3412	Presenta agua en el Carter, empaquetaduras rotas, entre otros desperfectos, que necesitan ser reparados para que entre en mantenimiento el grupo Volvo, los repuestos se encuentran en Mayoruna al día 12/04/2021 y está pendiente de instalación por parte de EOR.	Volvo (217 kW)	F/S el 18/02/2021 17:00 h al 06/03/2021 11:00 h. El 08/03/2021 por sobrecalentamiento (30% de restricción de potencia)
Cat 2-3412	Presenta agua en el Carter, empaquetaduras rotas, entre otros desperfectos, que necesitan ser reparados para que entre en mantenimiento el grupo Volvo, los repuestos se encuentran en Mayoruna al día 12/04/2021 y está pendiente de instalación por parte de EOR.						
Volvo (217 kW)	F/S el 18/02/2021 17:00 h al 06/03/2021 11:00 h. El 08/03/2021 por sobrecalentamiento (30% de restricción de potencia)						
Electro Oriente	Cabalococha (1000 kW)	Racionamiento del suministro eléctrico (alumbrado público), por falta de capacidad de los grupos CAT 2-3512 y Komatsu que abastecen a la zona urbana. Se viene racionando el alumbrado público en hora punta; el	<p><b>Grupos Inoperativos:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Cat 1-3512</td> <td>Ruido anormal en el motor. En revisión y diagnóstico por técnico mecánico.</td> </tr> <tr> <td>Cummins 3</td> <td>Desperfecto de metales de bancada y de biela. Compra de repuestos en proceso.</td> </tr> </table>	Cat 1-3512	Ruido anormal en el motor. En revisión y diagnóstico por técnico mecánico.	Cummins 3	Desperfecto de metales de bancada y de biela. Compra de repuestos en proceso.
Cat 1-3512	Ruido anormal en el motor. En revisión y diagnóstico por técnico mecánico.						
Cummins 3	Desperfecto de metales de bancada y de biela. Compra de repuestos en proceso.						

Empresa	Sistema Eléctrico	Descripción	Acciones de la concesionaria												
		<p>CAT 27 viene abasteciendo la zona rural sin racionamiento.</p> <p>El grupo Komatsu alimenta al área rural independientemente y no se acopla en paralelo a los grupos CAT por deficiencia en su sistema de protección de la red primaria a dicho sector.</p> <p>Se está racionando el servicio en el alimentador 3 (Salida 3) desde las 06:00 horas del 07/06/2021 hasta las 14:00 del 10/06/2021 y también el servicio de alumbrado público por falla del grupo Cat 27 (grupo alquilado).</p> <p>El grupo Komatsu alimenta al área rural independientemente y no se acopla en paralelo a los grupos CAT por deficiencia en su sistema de protección de la red primaria a dicho sector.</p>	<table border="1"> <tr> <td>Cat 4-3412</td> <td>Desperfectos mecánicos en motor primo. En proceso de reparación de emergencia con repuestos reciclados.</td> </tr> <tr> <td>MTU</td> <td>Falla de bomba de inyección. Pendiente cambio de bomba de inyección.</td> </tr> <tr> <td>MTU-2 (Alquilado)</td> <td>Amago de incendio, desperfecto de metales de biela y bancada, además del sistema de refrigeración. Pendiente de reparación mayor.</td> </tr> </table> <p><b>Grupos Operativos:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Cat 2-3512 (300 kW)</td> <td>Funciona en paralelo con el Komatsu para alimentar zona urbana con restricciones. Pendiente cambio de radiador para aumentar su potencia a 400 kW</td> </tr> <tr> <td>Komatsu (300 kW) Alquilado</td> <td>Funciona en paralelo con el Cat2 - 3512 para alimentar zona urbana con restricciones.</td> </tr> <tr> <td>Cat 27 (500 kW) Alquilado</td> <td>Abastece con holgura independientemente la extensa área rural.</td> </tr> </table>	Cat 4-3412	Desperfectos mecánicos en motor primo. En proceso de reparación de emergencia con repuestos reciclados.	MTU	Falla de bomba de inyección. Pendiente cambio de bomba de inyección.	MTU-2 (Alquilado)	Amago de incendio, desperfecto de metales de biela y bancada, además del sistema de refrigeración. Pendiente de reparación mayor.	Cat 2-3512 (300 kW)	Funciona en paralelo con el Komatsu para alimentar zona urbana con restricciones. Pendiente cambio de radiador para aumentar su potencia a 400 kW	Komatsu (300 kW) Alquilado	Funciona en paralelo con el Cat2 - 3512 para alimentar zona urbana con restricciones.	Cat 27 (500 kW) Alquilado	Abastece con holgura independientemente la extensa área rural.
Cat 4-3412	Desperfectos mecánicos en motor primo. En proceso de reparación de emergencia con repuestos reciclados.														
MTU	Falla de bomba de inyección. Pendiente cambio de bomba de inyección.														
MTU-2 (Alquilado)	Amago de incendio, desperfecto de metales de biela y bancada, además del sistema de refrigeración. Pendiente de reparación mayor.														
Cat 2-3512 (300 kW)	Funciona en paralelo con el Komatsu para alimentar zona urbana con restricciones. Pendiente cambio de radiador para aumentar su potencia a 400 kW														
Komatsu (300 kW) Alquilado	Funciona en paralelo con el Cat2 - 3512 para alimentar zona urbana con restricciones.														
Cat 27 (500 kW) Alquilado	Abastece con holgura independientemente la extensa área rural.														
Electro Oriente	San Francisco (232 kW)	<p>Desde el 16/04/2021, se raciona 125 kW por disminución de potencia del grupo Olympian, debido a presencia de agua en el cárter.</p> <p>Se encuentra en proceso de compra de repuestos.</p> <p>A partir de las 13:00 horas del 12/05/2021, se restableció el suministro con el grupo Olympia para la salida 2, continua el racionamiento parcial de la salida 1 que comprende 7 localidades.</p> <p>Desde las 5:50 horas del 14/05/2021 quedó totalmente sin servicio eléctrico este sistema aislado. El 17/05/2021 entró en prueba el grupo Olympian 1, con dificultades en el regulador de voltaje (AVR) que debe ser cambiado.</p>	<p><b>Grupos Inoperativos:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Volvo</td> <td>F/S el 06/04/2021 18:31 horas, empaque de la culata en mal estado. F/S el 16/04/2021, por presencia de agua del cárter y se encuentra en proceso de compra repuestos.</td> </tr> </table> <p><b>Grupos Operativos:</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Olympian (86 kW)</td> <td>Desde el 16/04/2021 el grupo Olympian está operando al 70%, racionándose parte del circuito de la salida 1 que comprende 7 localidades.</td> </tr> </table>	Volvo	F/S el 06/04/2021 18:31 horas, empaque de la culata en mal estado. F/S el 16/04/2021, por presencia de agua del cárter y se encuentra en proceso de compra repuestos.	Olympian (86 kW)	Desde el 16/04/2021 el grupo Olympian está operando al 70%, racionándose parte del circuito de la salida 1 que comprende 7 localidades.								
Volvo	F/S el 06/04/2021 18:31 horas, empaque de la culata en mal estado. F/S el 16/04/2021, por presencia de agua del cárter y se encuentra en proceso de compra repuestos.														
Olympian (86 kW)	Desde el 16/04/2021 el grupo Olympian está operando al 70%, racionándose parte del circuito de la salida 1 que comprende 7 localidades.														

### Criticidad por Margen de Reserva Operativo

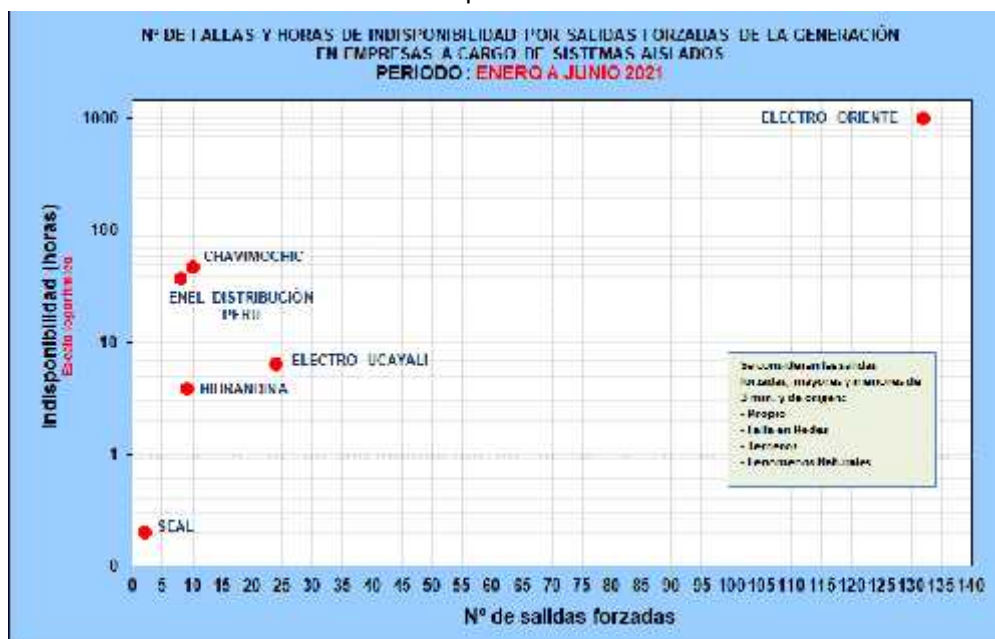
Margen de Reserva operativo, en los sistemas aislados (Para la fecha del 09/06/2021).  
 Racionamiento de suministro de energía eléctrica en Mayoruna, Caballococha y San Francisco de Electro Oriente S.A.

**Cuadro N° 53: Criticidad por Margen de Reserva Operativo**

N°	Empresa	Sistema Eléctrico	Nivel Criticidad	Potencia Efectiva (kW)	Máxima Demanda (kW)	Margen de Reserva	N° Grupos	N° Grupos Inoperativos
1	Electro Oriente	Contamana	●	1770	1290	37.21%	5	0
2		Indiana	●	578	410	40.98%	4	2
3		Orellana	●	300	237	26.58%	3	2
4		Iquitos	●	103160	57896	78.18%	12	4
5		Tamshiyacu	●	380	320	18.75%	4	1
6		Santa Rosa	●	300	146	105.48%	2	1
7		Nauta	●	1440	1363	5.65%	5	3
8		Mayoruna	●	217	295	0.00%	2	1
9		Caballococha	●	1100	1100	0.00%	8	5
10		Lagunas	●	1290	420	207.14%	3	0
11		Requena	●	1600	1420	12.68%	5	1
12		El Estrecho	●	290	280	3.57%	3	2
13		San Francisco	●	85	232	0.00%	2	1
14		Islandia	●	370	145	155.17%	4	1
15		Gran Perú	●	30	9	233.33%	1	0
16		Petropolis	●	50	12	316.67%	2	0
17	Chavimochic	Chao	●	640	205	211.80%	3	0
18	Enel Distribución	Canta	●	1150	351.6	227.08%	4	0
19		Hoyos - Acos	●	630	257.6	144.60%	3	0
20		Ravira - Pacaraos	●	360	44.1	716.99%	4	0
21		Yaso	●	171	54.5	213.88%	2	0
22		Churín	●	500	158.5	215.50%	4	0
23	Eilhicha	Chacas - San Luis	●	1900	1018	86.62%	3	0
24	Hidrandina	Chiquián	●	897	585	53.33%	5	3
25	Electro Ucayali	Atalaya	●	2670	1660	60.84%	6	1
26		Purús	●	496	95	422.94%	2	0
27	Seal	Atico	●	1818	536	239.18%	5	0

**Indicadores del N° de salidas forzadas y Horas de Indisponibilidad (I Semestre del 2021)**

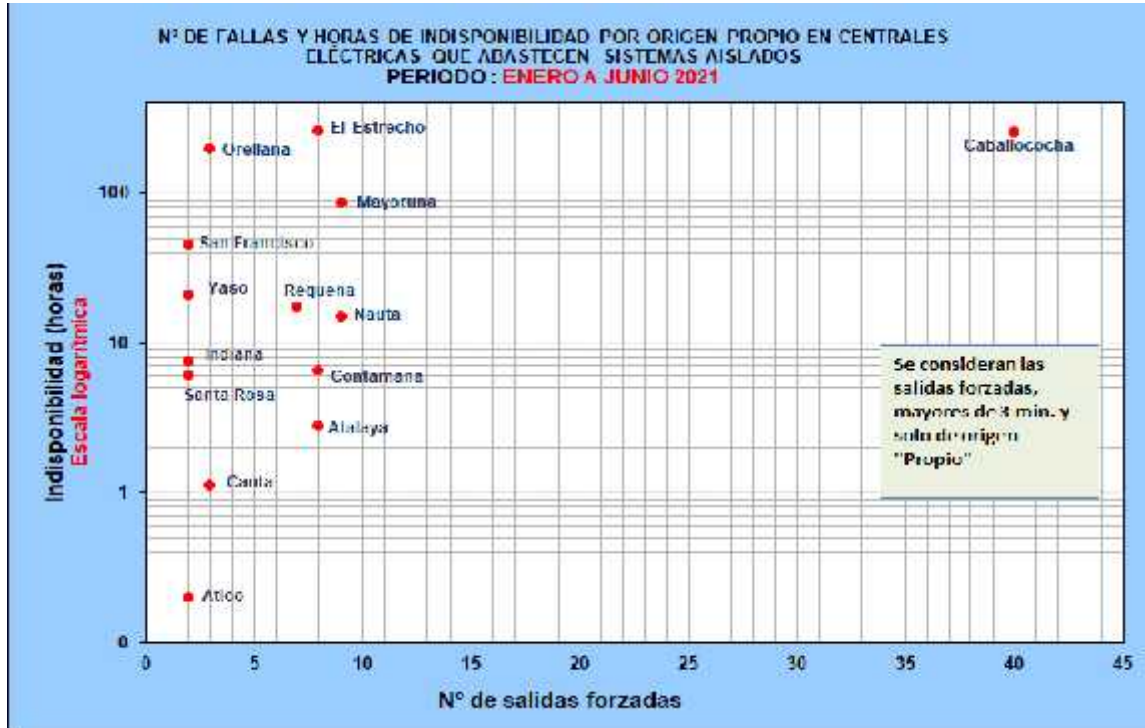
El desempeño de las concesionarias en lo que va en el 1° Semestre del 2021 (01/01/2021 al 09/06/2021), se desarrolla según a la siguiente gráfica.

**Figura N° 47: N° de fallas y horas de indisponibilidad por salidas forzadas de Generación por Empresa**


(Se considera todas salidas forzadas por causa de todos los orígenes y mayores y menores de 3 minutos de interrupción)

El desempeño de las centrales eléctricas que administran las concesionarias durante lo que va el 1° Semestre del 2021 (01/01/2021 al 09/06/2021), se ha desarrollado según a la siguiente gráfica.

**Figura N° 48:** N° de fallas y horas de indisponibilidad por origen propio de centrales eléctricas de sistemas aislados



(se está considerando solo las salidas forzadas por causa de origen propio y mayores de 3 minutos de interrupción).

**Propuestas de acciones:**

De acuerdo al informe DSE-SGE-94-2021 remitido al MINEM mediante oficio 147-2021-OS/PRES:

- ) Se debe evaluar el caso de declarar en emergencia por parte del MINEM, los sistemas eléctricos aislados de ELOR, debido a que ha quedado demostrado las limitaciones de gestión y la tramitología no permite disponer de grupos térmicos con la prontitud requerida y se corre el riesgo de que continúen los inminentes problemas sociales en la zona.
- ) Se debe evaluar una disposición por parte del MINEM, con la finalidad de que establezca directivas para algún mecanismo, para el margen de reserva operativo de los sistemas eléctricos aislados, considerándolo en función a la potencia de los grupos y la cantidad de ellos, de tal forma de poder garantizar e incrementar el nivel de continuidad del servicio, que resulta ser vital aún más para épocas de pandemia que viene atravesando la región.
- ) Resulta necesario y urgente que ELOR realice una implementación de forma general del sistema de protección y puesta a tierra de sus instalaciones de generación, a fin de que éstas no se vean afectadas por fallas en las redes de distribución y descargas atmosféricas en la zona, que en su mayoría afecta la operación de los grupos de

generación.

- ) Resulta necesario y urgente que ELOR de manera general realice la gestión de compra de repuestos críticos con mayor celeridad, debido a que los mantenimientos correctivos causan indisponibilidad de los grupos y, por tanto, interrupción del suministro eléctrico mientras son ejecutados.

Otras propuestas:

- ) Renovación del parque de generación de los sistemas aislados menores
- ) Establecer margen de reserva fría de generación por cada sistema aislado
- ) Disponer de repuestos mínimos para garantizar la operatividad de la generación.
- ) Revisar y proponer mejora de los esquemas remunerativos para garantizar la continuidad del servicio en los sistemas aislados menores.

## **6 CONCLUSIONES**

### **PROPUESTAS A CORTO PLAZO DEL MARGEN DE RESERVA DEL SEIN**

Ante los riesgos del SEIN sobre la indisponibilidad del Gaseoducto, nodo hídrico Centro (Mantaro, Cerro del Águila), nodo hídrico Sur este (San Gabán, Machupicchu, Santa Teresa), enlace Tacna – Moquegua y fenómeno niño costero, se propone lo siguiente:

- El MR debe ser por zonas de crecimiento o áreas de demanda
- Debe contemplar indisponibilidad de los riesgos indicados
- Se requiere reserva fría para Tacna para cubrir la indisponibilidad del enlace Moquegua – Tacna o por pérdida de enlace Centro-sur
- Diseño de sistemas eléctricos resilientes por áreas de demanda, ante un evento cada área debe restablecerse en el menor tiempo posible.
- Se requiere mayores sistemas de generación flexibles y mayor margen de reserva ante el incremento del porcentaje de penetración de Recurso Energéticos no Convencionales.

### **PROPUESTAS A CORTO PLAZO DE RESERVA FRÍA MOVIL**

- La reserva fría requerida se compone de 239 unidades de reserva fría móvil haciendo un total de 41.6 MW de capacidad necesaria, que incluye costos de unidades de generación, transformadores y camiones tracto para el traslado respectivo, representa una inversión en soles de S/. 34,846,446.
- Se tiene que la alternativa “CONCESIÓN AL SECTOR PRIVADO”, es la alternativa que mejor cumple los requisitos requeridos para el esquema definitivo de concesión.
- La mejor fuente de financiamiento es la Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil (AFLOGM) puesto que reúne mayores ventajas para la inversión de unidades de generación móvil para el SEIN y SS. AA al ser es una agencia con plena autonomía y especializada en la gestión de la reserva fría móvil para los sistemas eléctricos puesto que tiene un comité especializado para solventar las trabas y/o actual falta de capacidad de los gestores actuales para obtener financiamiento para los sistemas de reserva fría.

### **PROPUESTAS A CORTO PLAZO DE MEJORA DEL SISTEMA DE IQUITOS**

#### **Iquitos Ciudad**

- Supervisar el cumplimiento de la aplicación del Mecanismo de Compensación para

Sistemas Aislados aprobada con Resolución N° 167-2007-OS/CD, con el propósito de verificar el destino y uso de los fondos de compensación a la empresa Genrent Perú SAC (Genrent) y Electro Oriente S.A (ELOR).

- Determinar del grado de confiabilidad del suministro eléctrico a Iquitos, donde se efectuará la proyección de la cobertura de la demanda, margen de reserva y grado de confiabilidad de las fuentes generadoras e instalaciones asociadas, en función de la proyección de la demanda de potencia y oferta de potencia y energía hasta el año 2025.
- Definir alternativas de afianzamiento para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico para Iquitos.
- Revisar esquemas de financiamiento para garantizar la confiabilidad del servicio en Iquitos.

#### **Sistemas eléctricos aislados menores**

- Evaluar la declaración en emergencia por parte del MINEM, hacia los sistemas eléctricos aislados de ELOR, por limitaciones de gestión; así como la tramitología que no permite disponer de grupos térmicos con la prontitud requerida corriendo el riesgo de inminentes problemas sociales en la zona.
- Se debe evaluar una disposición por parte del MINEM, con la finalidad de que se establezca directivas para algún mecanismo, para el margen de reserva operativo de los sistemas eléctricos aislados, de tal forma que garantice e incremente el nivel de continuidad del servicio.
- Resulta necesario y urgente que ELOR realice una implementación de forma general del sistema de protección y puesta a tierra de sus instalaciones de generación, a fin de que éstas no se vean afectadas por fallas en las redes de distribución y descargas atmosféricas en la zona, que en su mayoría afecta la operación de los grupos de generación.
- Resulta necesario y urgente que ELOR de manera general realice la gestión de compra de repuestos críticos con mayor celeridad, debido a que los mantenimientos correctivos causan indisponibilidad de los grupos y, por tanto, interrupción del suministro eléctrico mientras son ejecutados.
- Renovación del parque de generación de los sistemas aislados menores
- Establecer margen de reserva fría de generación por cada sistema aislado
- Disponer de repuestos mínimos para garantizar la operatividad de la generación.
- Revisar y proponer mejora de los esquemas remunerativos para garantizar la continuidad del servicio en los sistemas aislados menores.

## **7 RECOMENDACIONES**

- La determinación precisa de los requerimientos de unidades de generación móvil para el SEIN y SS.AA. deben ser obtenidos de un estudio más específico.
- Se recomienda en un posterior estudio optimizar el tema logístico del transporte de las unidades térmicas móviles mediante el establecimiento de aquellas subestaciones que almacenarán los grupos electrógenos teniendo en cuenta las dimensiones físicas necesarias para permitir el ingreso, posición e instalación de todo el equipo que puede llegar a ser amplio.

- El parque móvil para BT debería ser realizado en otro estudio, en donde se tome en cuenta los planes de contingencia de las distribuidoras, respecto a la generación de emergencia con que disponen para afrontar siniestros.
- Para la determinación más precisa de la mejor fuente de financiamiento para la inversión de unidades de generación móvil para el SEIN y SS. AA. se deben realizar estudios más específicos al respecto. Sin embargo, la alternativa que tiene la mejor fuente de financiamiento, es la Agencia de Financiamiento, Licitación de Obras de Generación Móvil (AFLOGM) por ser una agencia especializada en el tema y con experiencia en licitaciones de reserva fría móvil.

Magdalena del Mar, junio de 2021