
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 9

Regulación para el período 2017-2021

(Publicación)

Lima, mayo 2016

Resumen Ejecutivo

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (en adelante “EGASA”), Conenhua S.A. (en adelante “CONENHUA”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”) son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 9¹, que son remuneradas por la demanda. De dichos TITULARES, SEAL y presentaron estudios que sustentan su propuestas de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 9, correspondiente al período 2017-2021.

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9, para el período mayo 2017 - abril 2021.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2013-2017; la audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; las observaciones de Osinergrmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinergrmin, del Proyecto de Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2013-2017 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinergrmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2013-2017.

Para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico - económicos presentados por SEAL y ELECTROSUR para el Área de demanda 9, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergrmin, las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que al respecto ha presentado la empresa SEAL y REP, y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe, así como los estudios desarrollados sobre el particular por la Gerencia de Regulación de Tarifas y/o estudios encargados por Osinergrmin a consultores especializados.

¹ Área de Demanda 9: Abarca los departamentos de Arequipa y Moquegua.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 083-2015-OS/CD.

Cabe precisar que, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergrmin a los estudios que sustentan las propuestas presentadas por los titulares de transmisión, o la información presentada como parte de la subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergrmin procedió a su revisión considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De acuerdo a la revisión y análisis realizado por Osinergrmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a la propuesta presentada por SEAL:

- ♦ Se ha incluido sólo las nuevas demandas que cuentan con el sustento correspondiente. Asimismo, en el formato “F-113” no se ha considerado a demandas incorporadas cuya potencia es menor a 200 kW, dado que estos corresponden a usuarios calificados como usuarios regulados.
- ♦ Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 9; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- ♦ Las sobrecargas en la transformación fueron atendidas mediante la rotación de transformadores, y con adquisición de nuevas unidades, en caso sea necesario. Para tal efecto se realizó la proyección espacial de la potencia, en lo posible con base en los registros de los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores, a fin de identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, se verifica la conveniencia de implementar:

- Una nueva SET Charcani VII 138/33 kV 40/60 MVA a cargo de Egasa;
- Una LT 138 kV Charcani VII-Nueva Cono Norte (Cono Norte 2), que reemplaza a LT 33 kV Charcani VI-Cono Norte aprobado en el PIT 2013-2017;
- Un transformador 138/33/10 kV de 75 MVA en la SET Nueva Cono Norte, a fin de atender la creciente demanda en la zona norte de Arequipa;
- Un transformador 138/33 kV-80 MVA, a cargo de Egasa, que reemplazará al TP existente de 40/60 MVA que será rotado a la SET Charcani VII una vez realizado su over haul.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 9, para el período 2017 – 2021, se muestra en el siguiente cuadro:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9
Periodo 2017-2021**

Proponentes / Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 9	17 263 039	32,8	230	67
SEAL	14 007 682	32,8	150	60
MAT				
Celda	789 626			2
Línea	1 338 191	10,2		1
Transformador	1 833 457		75	1
AT				
Celda	1 363 245			9
Línea	3 000 122	22,6		3
Transformador	2 333 299		75	3
MT				
Celda	3 349 742			41
EGASA	3 255 357		80	7
MAT				
Celda	1 370 735			3
Transformador	1 280 116		80	1
AT				
Celda	604 506			3

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	3
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	5
2. UBICACIÓN	9
3. PROPUESTA INICIAL	13
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	13
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2017-2021	15
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS	16
5. PROPUESTA FINAL	19
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	19
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2017-2021	21
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN	23
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	23
6.1.1 Información Base	24
6.1.1.1 Ventas de energía	24
6.1.1.2 Variables explicativas	24
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	25
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	25
6.1.4 Demandas Nuevas	26
6.1.5 Proyección Global	30
6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	30
6.1.7 Comparación de las Proyecciones de Demanda	32
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	33
6.2.1 Consideraciones	33
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	34
6.2.3 Análisis de Alternativas	36
6.2.3.1 Sistema Eléctrico de Arequipa	36
6.2.3.2 Sistema Eléctrico de Camaná, Chuquibamba, Majes, Repartición	40
6.2.4 Plan de Inversiones 2017-2021	40
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el período 2017-2021	40
6.2.4.2 Programación de Bajas	41
6.2.5 Plan de Inversiones 2013-2017	42
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
8. ANEXOS	46
Anexo A Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN	47
Anexo B Metodología para la Proyección de la Demanda	76
Anexo C Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares	88
Anexo D Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada - según análisis de Osinergmin	91
Anexo E Plan de Inversiones 2013-2017 determinado por Osinergmin	97
Anexo F Cuadros Comparativos	99
9. REFERENCIAS	102

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de concesiones eléctricas establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinergmin.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9, para el período mayo 2017 - abril 2021, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Electrosur S.A. (en adelante “ELECTROSUR”), Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (en adelante “EGASA”), Conenhua S.A. (en adelante “CONENHUA”) y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), en adelante y en conjunto “TITULARES”, son las empresas concesionarias que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 9 y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda. De los TITULARES, sólo SEAL y ELECTROSUR presentaron estudios que sustentan sus propuestas de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 9, correspondiente al periodo 2017-2021.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2017-2021; la audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; las observaciones de Osinergmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinergmin del Proyecto de Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2017-2021 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinergmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2017-2021.

En esa línea, para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico-económicos presentados por SEAL y ELECTROSUR como sustento de sus propuestas de inversión para el período 2017-2021; las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergrmin a dichos estudios; el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN; así como los estudios desarrollados sobre el particular por la Gerencia de Regulación de Tarifas y/o estudios encargados por Osinergrmin a consultores especializados.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8° y 42° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”)².

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del Artículo 43° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832³.

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergrmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del Artículo 27° de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST.

² **Artículo 8°.-** La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

³ **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

⁴ **Artículo 44°.-** Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

⁵ **20.2** Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

⁶ **27.2** Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

(...)

b) (...). Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

(...)

En el Artículo 139° del Reglamento de la LCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM y N° 014-2012-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS"), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 261-2012-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 018-2014-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 083-2015-OS/CD. Posteriormente, modificada mediante Resolución N° 197-2015-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 147-2015-OS/CD.
- Nueva Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° 177-2015-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 252-2015-OS/CD, rectificadora mediante Resolución N° 302-2015-OS/CD y actualizada mediante Resolución N° 015-2016-OS/CD.

⁷ **Artículo 139°.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinergmin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinergmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinergmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinergmin podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por Osinergmin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 383-2008-OS/CD.

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.1 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante “PROCEDIMIENTO”).

Osinerghmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente Titular como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: <http://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/>, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2017-2021”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2015 se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2017-2021”, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló entre los días 22 y 23 de junio de 2015, cuyo objetivo fue que los Titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico económico de sus propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Dichas opiniones y preguntas así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, deben en lo pertinente, ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

Observaciones al Estudio

El 03 de setiembre de 2015, Osinergrmin notificó a los Titulares correspondientes las observaciones a los estudios presentados por éstos como sustento de sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 13 de noviembre de 2015 los respectivos Titulares presentaron las respuestas y/o subsanación a las observaciones realizadas por Osinergrmin a sus estudios.

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolló detalladamente en el Anexo A de los informes que sustentaron la publicación del proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones 2013-2017.

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, el 05 de febrero de 2016 Osinergrmin publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2017-2021; convocó a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 19 de febrero de 2016 y; fijó como plazo hasta el 18 de marzo de 2016 para que los interesados puedan presentar sus opiniones y sugerencias.

Segunda Audiencia Pública

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 19 de febrero de 2016, en la que Osinergrmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para la publicación del proyecto de Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por los especialistas de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Dichas opiniones y preguntas así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la página Web de OSINERGMIN, en lo pertinente, son consideradas en el presente proceso regulatorio.

Opiniones y sugerencias

Hasta el 18 de marzo de 2016, los interesados presentaron a Osinergrmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2017-2021. Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

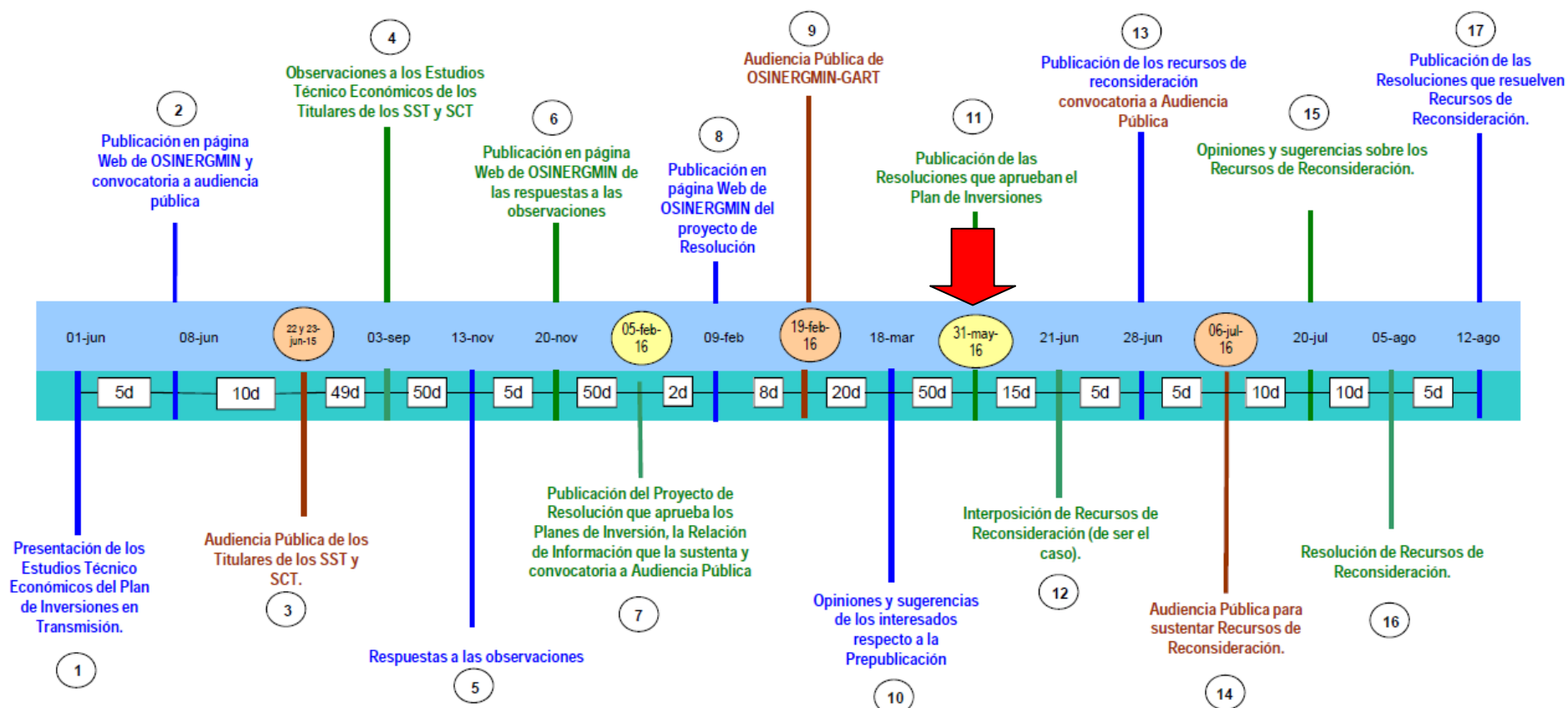
Publicación del Plan de Inversiones 2013-2017

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinergrmin a más tardar el 31 de mayo de 2016, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2017-2021.

Con posterioridad a la decisión de Osinergmin, en el PROCEDIMIENTO también se ha previsto la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Figura 1-1
Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2017-2021)



Notas:

- El presente cronograma tiene carácter referencial, basado en el Anexo A.2.1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado por Resolución N° 080-2012-OS/CD y la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Actualizado al 3 de agosto de 2015, el cual considera el día no laborable del lunes 27 de julio de 2015 (declarado mediante Decreto Supremo N° 051-2015-PCM).

2. Ubicación

El Área de Demanda 9 está circunscrita al departamento de Arequipa, el cual se ubica en la región Sur Oeste del Perú.

En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias SEAL, ELECTROSUR, EGASA, CONENHUA y REP.

El Área de Demanda 9 está conformada, según Resolución N° 083-2015-OS/CD, por los siguientes sistemas eléctricos:

Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.

- Sistema de Arequipa.
- Sistema de Orcopampa.
- Sistema de Islay.
- Sistema de Repartición – La Cano.
- Sistema de Camaná, Chuquibamba, Valle de Majes y Majes - Siguan.
- Sistema de Valle del Colca

Electrosur S.A.

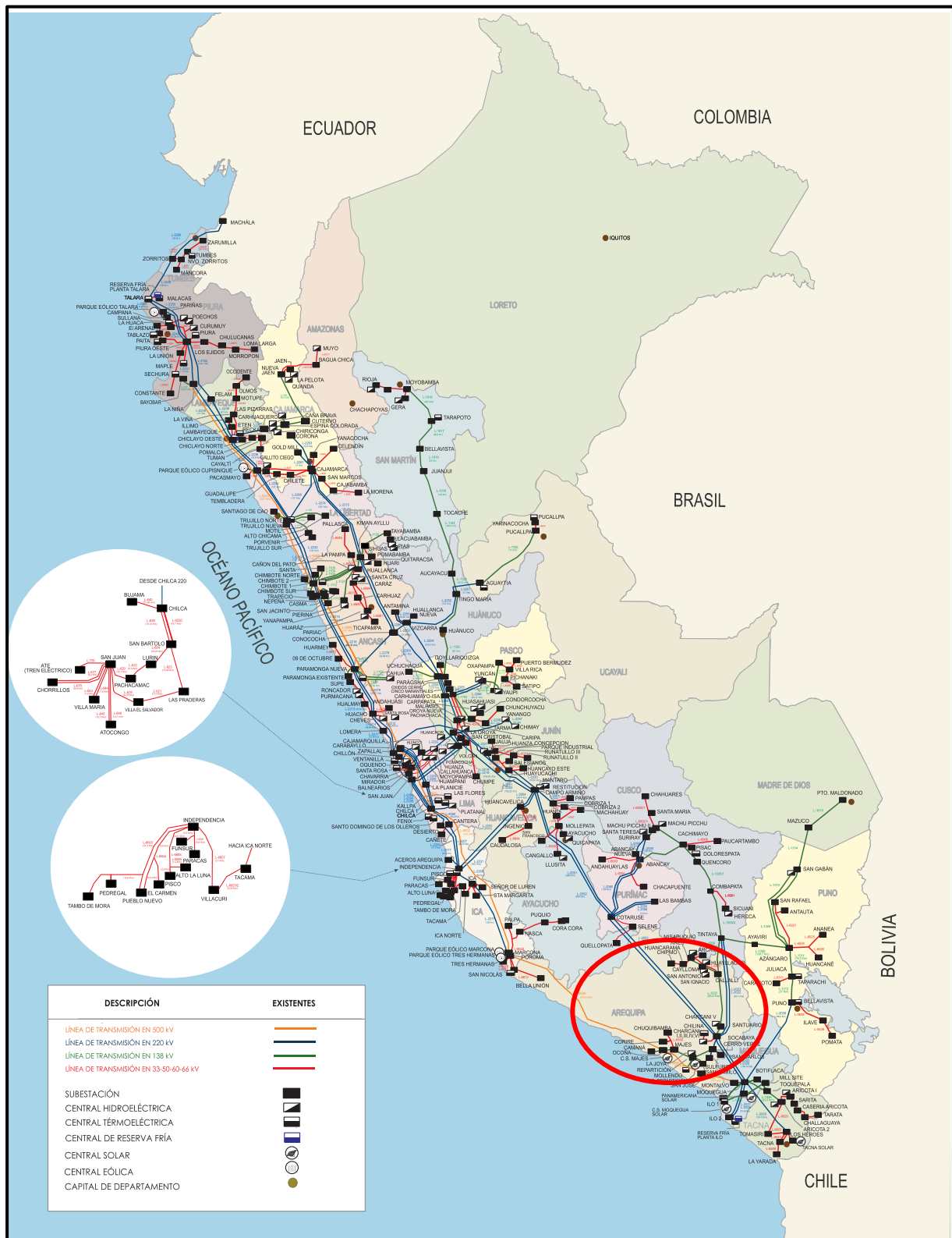
- Sistema de Puquina-Omate-Ubinas

Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.

- Sistema de PSE Chuquibamba

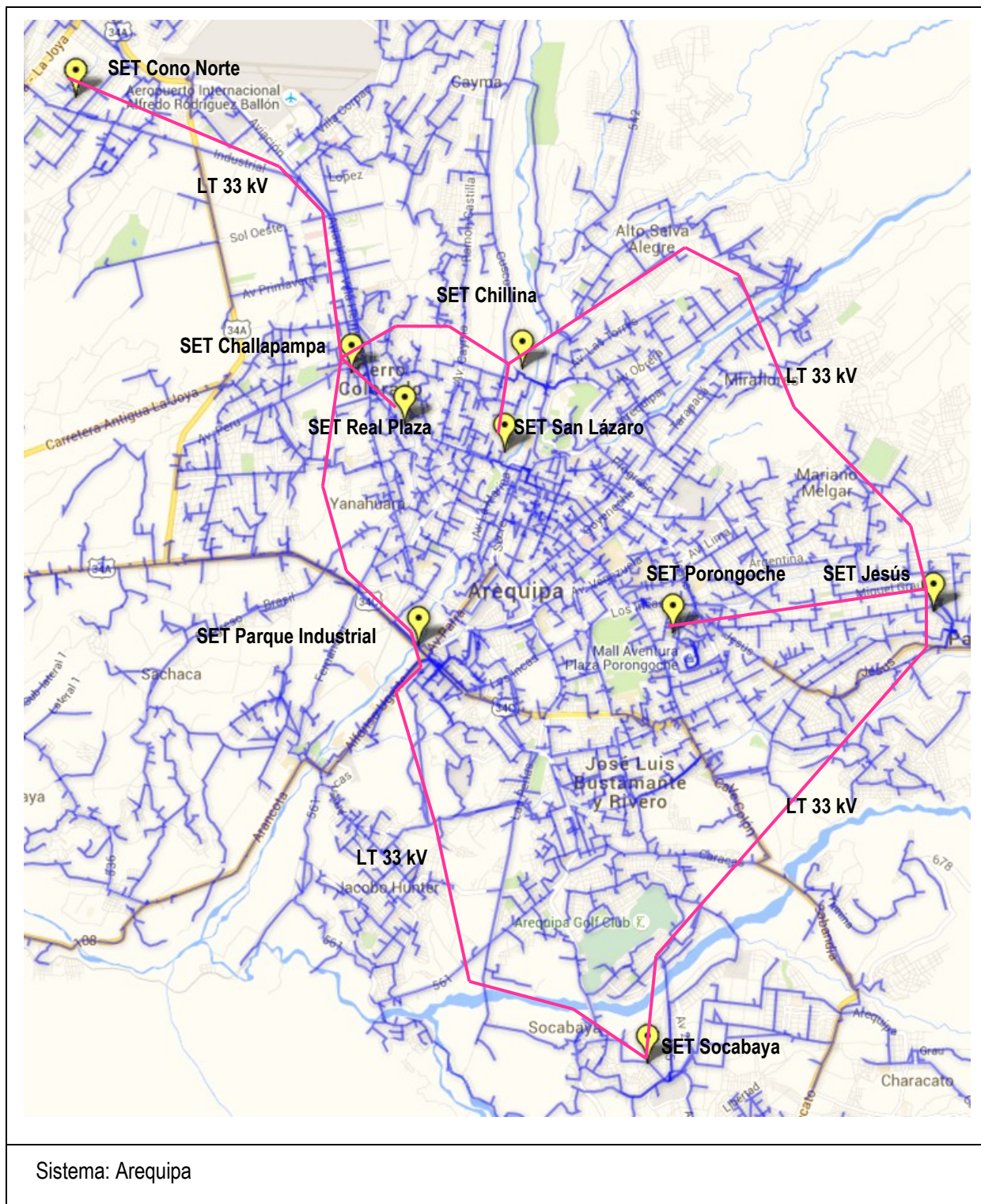
En el Gráfico N° 2-1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 9.

Gráfico N° 2-1
Ubicación Geográfica del Área de Demanda 9



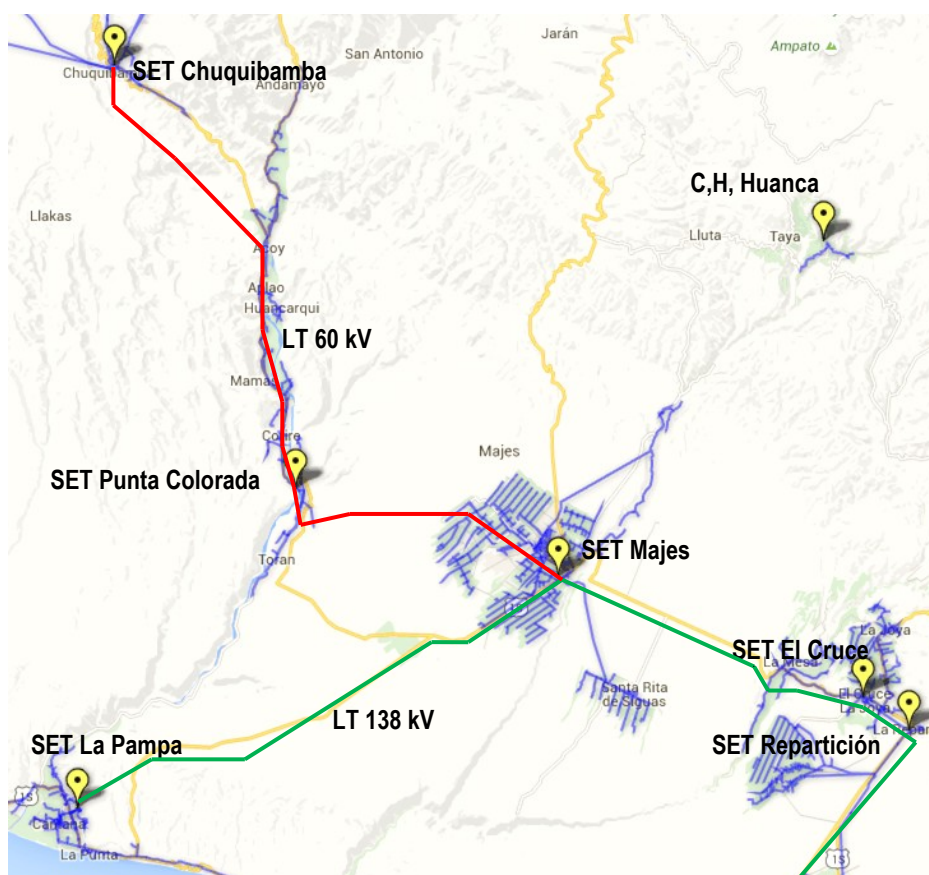
Asimismo, en el Gráfico N° 2-2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión que corresponden al Área de Demanda 9.

Gráfico N° 2-2
Ubicación de Sistemas Eléctricos en el Área de Demanda 9





Sistema: Islay



Sistemas: Camaná, Chuquibamba, Majes-Siguas, Repartición-La Cano, Valle de Majes

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante Carta SEAL-GG/TE-0947-2015, el 01 de junio de 2015, SEAL presentó el Estudio Técnico-Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2017-2021, en el Área de Demanda 9.

Asimismo, mediante Carta S/N, el 01 de junio de 2015, ELECTROSUR presentó el Estudio Técnico-Económico que sustenta su propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2017-2021, en el Área de Demanda 9.

En adelante se refiere a este documento como “PROPUESTA INICIAL” - [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, de ambas empresas, se señala que la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados se ha realizado como la evolución de las ventas de energía, desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión, aplicando tanto el método econométrico como el tendencial, para luego realizar el ajuste final según pruebas estadísticas de resultados y apreciaciones cualitativas de los analistas.

Asimismo, se explica que dicha proyección de demanda se ha corregido considerando las incorporaciones de cargas puntuales o concentradas, teniendo presente sus planes de incremento de carga futuros y/o la oportunidad de su interconexión.

Finalmente, se indica haber agrupado anualmente las proyecciones de los componentes o tipos de carga, para obtener el pronóstico de la demanda de toda el Área de Demanda 9.

La proyección global de la demanda de energía eléctrica, presentada en la PROPUESTA INICIAL, se resume en el siguiente Cuadro N° 3-1:

Cuadro N° 3-1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
PROYECCION DE LA DEMANDA (GWh)

Año	SEAL	ELECTROSUR
2014	-	11,74
2015	-	12,36
2016	3 051,47	56,90
2017	3 132,04	57,58
2018	3 211,49	58,29
2019	3 293,26	59,04
2020	3 377,24	59,83
2021	3 463,42	60,66
2022	3 551,86	61,53
2023	3 642,50	62,45
2024	3 735,34	63,42
2025	3 830,41	64,43
2026	3 927,67	65,50
TC	2,56%	15,40%

Notas:

- La PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR solo comprende al Sistema Eléctrico Puquina-Omate-Ubinas.
- La TC para SEAL corresponde al periodo 2016-2026.

Por otro lado, la proyección global de la máxima demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico, presentada en la PROPUESTA INICIAL por la empresa SEAL, se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
PROYECCION DE LA DEMANDA (MW)

Año	MAT	AT	MT	Total
2016	174,1	22,1	218,4	414,6
2017	174,1	22,1	232,6	428,8
2018	174,1	22,1	246,7	442,9
2019	174,1	22,1	261,2	457,4
2020	174,1	22,1	276,0	472,2
2021	174,1	22,1	291,3	487,5
2022	174,1	22,1	306,9	503,1
2023	174,1	22,1	323,0	519,2
2024	174,1	22,1	339,4	535,6
2025	174,1	22,1	356,2	552,4
2026	174,1	22,1	373,4	569,7
TC	-	-	5,51%	3,23%

Notas:

- La TC corresponde al periodo 2016-2026
- Las proyecciones en MAT y AT corresponden a Clientes Libres cuya demanda no varía en el tiempo.

Del cuadro anterior, se puede observar que SEAL propone un incremento de aproximadamente 17,6% desde el año 2016 hasta el 2021.

3.2 Plan de Inversiones 2017-2021

SEAL ha considerado en su PROPUESTA INICIAL la modificación y reprogramación de algunos proyectos que forman parte del Plan de Inversiones 2013 – 2017.

Asimismo, SEAL propone los siguientes proyectos como parte de su Plan de Inversiones 2017-2021:

- Implementación de la SET Challapampa a través de una conexión en PI a la LT Parque Industrial – Chilina 33 kV, un nuevo transformador de 25 MVA 33/10 kV y celdas de alimentadores 10 kV. El objetivo es descargar la SET Real Plaza en 20%.
- Implementación de la SET “Nueva Cono Norte II” a través de una conexión en PI a la LT Jesús – Chilina 33 kV, un transformador de 25 MVA 33/10 kV y celdas de alimentadores 10 kV.
- Implementación de la SET “Nueva San Lázaro II” a través de una conexión en PI a la LT Jesús – Chilina 33 kV, un transformador de 25 MVA 33/10 kV y celdas de alimentadores 10 kV. El objetivo es descargar la SET San Lázaro en 50%.
- Implementar con un transformador adicional de 25 MVA en la SET Majes.

Como inversiones nuevas de ELECTROSUR propone:

- La extensión de la línea en 33 kV hasta la SET Ubinas.

Los montos de inversión en instalaciones del SCT que conforman la PROPUESTA INICIAL de SEAL y ELECTROSUR, son los que se señalan en el siguiente Cuadro N° 3-3:

Cuadro N° 3-3
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 9
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
SEAL	3 655 198	7	50	22
AT				
Celda	1 019 016			7
Línea de Transmisión	314 388	7		2
Transformador de Potencia	1 410 255		50	2
MT				
Celda	911 538			11
Total Área de Demanda 9	3 655 198	7	50	22

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

A través de los Oficios N° 0839-2015-GART y N° 0848-2015-GART, el 03 de setiembre de 2015 Osinergrmin remitió a SEAL y ELECTROSUR, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnico Económicos presentados por estas empresas como sustento de su PROPUESTA INICIAL - [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinergrmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2017- 2021, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “g” del Anexo B1 del PROCEDIMIENTO.

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

Se indicó también que la absolución de las observaciones debe presentarse tanto en medio impreso como electrónico y conformada por: 1º) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como han sido formuladas y, 2º) el Estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Se señaló, además, que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la Propuesta.

Asimismo, se precisó que en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la

valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2017-2021.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de SEAL, son las siguientes:

- No fue considerada el área de demanda definida por Osinerghmin para realizar la proyección de demanda. El estudio presentado sólo considera los sistemas eléctricos correspondientes a la propia empresa, sin tener en cuenta lo establecido en el Capítulo Primero, numeral 6.2.4 de la NORMA TARIFAS. Se requiere que la proyección de demanda de energía se trate en forma global para toda el Área de Demanda 9 establecida en la Resolución N° 634-2007 y modificatorias, tanto para Usuarios Libres como Regulados.
- Se deberán excluir las solicitudes de factibilidad de aquellas cargas cuya potencia no supere los 200 kW, puesto que corresponden a usuarios calificados como regulados.
- No se han evaluado las suficientes alternativas que permitan concluir que la configuración seleccionada corresponda a la alternativa de mínimo costo (inversión, operación, mantenimiento y pérdidas). Al respecto, debe efectuarse el análisis de alternativas de acuerdo con lo señalado en el Capítulo Segundo de la NORMA TARIFAS.
- No se ha evaluado el diagnóstico integral del sistema eléctrico en operación según lo estipulado en el numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Por ejemplo, no se muestra la cargabilidad de las líneas AT en condiciones normales de operación (condición N) y en condiciones de simple contingencia (criterio N-1). La empresa debe incluir en la Propuesta los resultados obtenidos para el año base.
- No han presentado la totalidad de formatos solicitados según indica la NORMA TARIFAS, o algunos de los formatos presentados, están vacíos; sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes. Al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que los formatos no se han llenado conforme a lo señalado en la NORMA TARIFAS.
- SEAL debe señalar en la propuesta aquellas instalaciones del Plan de Inversiones 2013-2017 que no han sido ejecutadas así como las razones por la no ejecución; asimismo, debe presentar la justificación técnica y económica de la implementación de instalaciones no previstas en el Plan de Inversiones 2013-2017.
- El equipamiento propuesto, por SEAL, para el Plan de Inversiones 2017-2021, debe ser coherente entre los formatos presentados y los archivos sustento de su propuesta (archivos de flujo de carga, informe, etc.); puesto que se encuentran diferencias en cantidad de elementos, características técnicas y en la inversión propuesta.
- SEAL no analiza todo el sistema eléctrico del Área de Demanda 9, dado que no presenta soluciones a las instalaciones de otras empresas, sólo se limita a resolver los problemas de sus instalaciones. Al respecto, se requiere que en la propuesta se incluya el análisis de todas las instalaciones comprendidas en el Área de Demanda 9, a fin de determinar el óptimo desarrollo de la transmisión.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de ELECTROSUR, son las siguientes:

- ELECTROSUR no ha presentado los archivos correspondientes a la simulación de flujo de potencia (archivo .pfd o similar) del Área 9. En ese sentido, la concesionaria debe presentar los archivos correspondientes, verificando que la data coincida con la información de los sistemas eléctricos, diagramas unifilares, demanda proyectada y el ESTUDIO.
- Se deberán excluir las solicitudes de factibilidad de aquellas cargas cuya potencia no supere los 200 kW, puesto que corresponden a usuarios calificados como regulados.
- Falta sustento de las demandas ingresadas al programa de flujo de carga (DIgSILENT).
- Respecto a las reprogramaciones solicitadas en la propuesta de PI 2017-2021, cabe señalar que toda reprogramación de obras en curso debe ser solicitada a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinerghmin. No obstante, y sin perjuicio de lo señalado, en las observaciones específicas se está solicitando el sustento correspondiente, según sea el caso, a efectos de considerar dichas reprogramaciones en las simulaciones eléctricas.
- No se ha presentado el listado de las instalaciones existentes que se darán de baja durante el horizonte de estudio, como resultado del planeamiento realizado.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con Carta SEAL-GG/TE-2183-2015 y GT-0999-2015, las empresas SEAL y ELECTROSUR respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergrmin a sus PROPUESTAS INICIALES, las mismas que conjuntamente con la información complementaria que acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 089-2016-GART.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido consignada en la página Web de Osinergrmin al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados, tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita, en su oportunidad, expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados. - [Ver Referencia 3].

Cabe señalar que ELECTROSUR no presenta propuesta final para el Área de Demanda 9.

A continuación se resumen los valores contenidos en la PROPUESTA FINAL.

5.1 Proyección de la Demanda

La proyección de demanda presentada por SEAL en la etapa de PROPUESTA FINAL difiere de los valores presentados en la etapa de PROPUESTA INICIAL siendo estos valores mayores para todos los años de proyección. Esta variación se debió principalmente al ingreso de nuevos proyectos en MAT, como por ejemplo la Minera Cerro Verde (San José).

Con respecto a la demanda atendida en MT, se aprecia una disminución en las expectativas de crecimiento debido principalmente a que se actualizaron las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2015-2017 con la última encuesta del BCRP.

La proyección de la demanda en energía y potencia coincidente de la PROPUESTA FINAL se resume en los Cuadros N° 5-1 y 5-2

Cuadro N° 5-1

**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 9
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA (GWh)**

Año	SEAL	ELECTROSUR
2014	-	11,74
2015	-	12,36
2016	5 856,02	56,90
2017	6 206,41	57,58
2018	6 287,23	58,29
2019	6 343,07	59,04
2020	6 391,32	59,83
2021	6 448,96	60,66
2022	6 400,65	61,53
2023	6 418,70	62,45
2024	6 454,23	63,42
2025	6 498,74	64,43
2026	6 552,23	65,50
TC	1,13%	15,40%

Cuadro N° 5-2

**PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 9
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema (MW)**

Año	MAT	AT	MT	Total
2016	500,3	23,5	224,4	748,2
2017	524,1	23,5	247,9	795,5
2018	523,7	23,6	261,4	808,7
2019	522,9	23,7	272,9	819,4
2020	521,2	23,8	284,5	829,4
2021	520,4	23,8	296,3	840,5
2022	508,6	23,9	308,3	840,8
2023	503,5	24,0	320,4	847,9
2024	500,1	24,1	332,6	856,9
2025	497,6	24,2	345,1	866,9
2026	495,9	24,3	357,6	877,8
TC	-0,09%	0,35%	4,77%	1,61%

Del cuadro anterior, se puede observar que SEAL propone un incremento de 32% desde el año 2016 hasta el 2021.

5.2 Plan de Inversiones 2017-2021

Con relación a la PROPUESTA INICIAL, cabe destacar que SEAL en su PROPUESTA FINAL aumenta el monto de inversión en el Área de Demanda 9, proponiendo los siguientes proyectos como parte de su Plan de Inversiones 2017-2021:

La PROPUESTA FINAL de SEAL considera como parte de su Plan de Inversiones 2017-2021 los siguientes proyectos:

Sistema Arequipa

- Implementación de Nueva SET Cono Corte II con un transformador 33/22,9/10kV de 25 MVA. Enlace en 138 kV con línea de transmisión Nueva Cono Norte – Repartición de 29km y transformador 138/33kV de 75 MVA.
- Implementación de nueva SET El Cural con un transformador 33/22,9/10kV de 25 MVA. Enlace con cable subterráneo de 9km en 33kV Challapampa – El Cural.
- Implementación de nueva SET Goyoneche con un transformador 33/10kV de 25 MVA. Enlace con cable de 1km subterráneo en 33kV Challapampa – Goyoneche. Alimenta a nuevos condominios residenciales.
- Implementación de nueva SET San Luis con un transformador 33/10kV de 25 MVA. Derivación en “Pi” de la LT Chilina – Jesús, con celdas de línea de salida a SET Chilina y SET Jesús, permitiendo descargar dichas SETs.
- Implementación de nueva SET Ciudad de Dios con un transformador 33/22,9/10kV de 25 MVA a través de una línea de transmisión en 33kV Nueva Cono Norte – Ciudad de Dios de 14km.
- Modificación del transformador 33/10kV de 25 MVA aprobado en el PIT 2013-2017 por uno de 33/22,9/10kV de la misma potencia, que se usará para abastecer el crecimiento de 22,9kV de la zona de Yarabamba.
- Implementación de nueva SET Yarabamba con un transformador 33/22,9/10kV de 10 MVA a través de una línea de transmisión en 33kV Socabaya – Yarabamba de 8km.

Sistema Islay – Matarani

- Implementación de línea de transmisión en 138kV de 10,6km Base Islay – Matarani para atender solicitudes de carga de clientes libres de 14,5 MW.
- Implementación de SET Matarani con un transformador 138/33/10kV de 50 MV, celda de línea 138kV y celdas de alimentadores.
- Implementación de SET Mollendo con un transformador 33/10kV de 25 MV. Se da de baja a transformador actual de 4,5 MVA.

Sistema de Repartición – La Cano

- Mejora con enlaces adyacentes y atención de demanda con nuevas celdas de transformación en MT y celda de alimentadores en 10kV y 22,9kV.

Los montos de inversión en instalaciones del SCT que conforman la PROPUESTA FINAL de SEAL, son los que se señalan en el Cuadro N° 5-3:

Cuadro N° 5-3
PROPUESTA FINAL ÁREA DE DEMANDA 9
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia (MVA)	Cantidad de Elementos
SEAL	30 377 219	86,6	325	116
AT				
Celda	3 227 946			23
Línea de transmisión	9 038 672	47,5		8
Transformador de Potencia	5 989 934		200	9
MAT				
Celda	1 746 343			7
Línea de transmisión	3 054 448	39,1		2
Transformador de Potencia	2 872 452		125	2
MT				
Celda	4 447 423			65
Total Área de Demanda 9	30 377 219	86,6	325	116

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por la empresa SEAL tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL, así como las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 9 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin a los estudios que sustentan las propuestas presentadas por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el SER correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinergmin.

A continuación se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.osinergmin.gob.pe/> [Ver Referencias 4, 5 y 6].

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de demanda eléctrica del Área de Demanda 9, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en el Estudio presentado tanto por SEAL como por ELECTROSUR:

- Ambas empresas, han presentado valores históricos de energía en el formato F-105 que no corresponden a los valores publicados por el SICOM.

- Ha ponderado el factor de pérdidas medias (MT y BT) para el área de demanda 9 utilizando las ventas de energía en AT.
- SEAL no ha adjuntado sustento de 38 solicitudes de factibilidad para las demandas nuevas.

Es del caso resaltar que, para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, en el período de análisis, es necesario que la proyección de la demanda de potencia cumpla con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, se ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, donde el desarrollo de la Metodología de dicha proyección se detalla en el Anexo B del presente informe.

A continuación se resume la proyección de la demanda realizada para el Área de Demanda 9, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía que ha presentado SEAL, como parte de su PROPUESTA FINAL, han sido revisadas teniendo como referencia la información de las Bases de Datos que dispone Osinergmin: "SICOM_1996_2014" y "SICLI 2002-2014", las cuales están organizadas con información proporcionada periódicamente por las propias empresas concesionarias que suministran energía eléctrica.

6.1.1.2 Variables explicativas

Se considera como variables explicativas:

- Los datos históricos del PBI por departamento, los cuales son publicados por la División Nacional de Cuentas Nacionales del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI), en el documento denominado: "Producto Bruto Interno por Departamentos 2001 – 2013";
- Los datos históricos de POBLACIÓN de los Censos Nacionales de Población de los años 1993, 2005 y 2007 publicados por el INEI (Fuente del último censo: Documento Primeros Resultados Perú: Crecimiento y Distribución de la Población, 2007, Cuadro N° 3.1, pág. 18). Los valores entre esos años fueron interpolados a la tasa de crecimiento promedio anual. También se tomó en cuenta las estimaciones al año 2025 previstos por el INEI (Fuente: Estimaciones y Proyecciones de Población Departamental por Años Calendario y Edades Simples 1995-2025 – Boletín Especial N°22);
- La cantidad de CLIENTES que dispone Osinergmin en la Base de Datos SICOM 1996-2014, la cual se mantiene actualizada con la información reportada periódicamente por las mismas empresas concesionarias del sector eléctrico;
- El PRECIO MEDIO facturado a los usuarios finales del mercado regulado; y
- La ENERGÍA vendida contenida también en el SICOM hasta el año 2014.

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

A fin de verificar la existencia de cambios significativos en la demanda de energía de los sistemas eléctricos Arequipa, Islay, Camaná, Repartición-La Cano, Orcopampa, Atico y Puquina – Omate - Ubinas, conforme se manifiesta en las propuestas de SEAL y ELECTROSUR, se revisa la proyección de la demanda con data histórica al año 2014.

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, para la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados se estimaron modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI (Año Base=2007), la POBLACIÓN, el PRECIO MEDIO (Año Base = 2009) y los CLIENTES como variables explicativas y modelos de tendencia donde la única variable explicativa es el TIEMPO.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza, según lo informado por los propios Usuarios Libres, en base a las encuestas realizadas por los correspondientes suministradores.

Los Clientes Libres existentes a la fecha dentro del área de Demanda 9 son los siguientes indicados en el Cuadro N° 6-1.

Cuadro N° 6-1
Clientes Libres – Área de Demanda 9

Suministrador	Código Cliente	Usuario
COELVISAC	CL0486	YURA – COMPARTIDO
	CL0511	YURA (CHARCANI)
EDEGEL	CL0275	MOLY-COP ADESUR (AREQUIPA)
EGASA	CL0046	MINERA CERRO VERDE
	CL0624	TISUR
EGEHUANZA	CL0545	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA (ORCOPAMPA)
	CL0574	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA (CEDIMIN)
ELECTROPERÚ	CL0541	CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA 5 (PLANTA N° 1 AREQUIPA)
	CL0614	CERRO VERDE
	CL0671	CERRO VERDE (SAN JOSE)
ENERSUR	CL0416	MINERA BATEAS
KALLPA	CL0239	YURA
	CL0413	MINERA CERRO VERDE (MINA)
	CL0476	YURA (INCREMENTO DEMANDA)
SDFE	CL0258	MINERA ARES 2
SEAL	CL0255	CERVESUR (AREQUIPA)
	CL0429	THYSSENKRUPP INDUSTRIAL SOLUTIONS
	CL0455	CORPORACIÓN LINDLEY 5
	CL0631	SAMAY I
SAN GABÁN	CL0440	TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS (MOLLENDO)

6.1.4 Demandas Nuevas

En el caso de nuevas demandas en bloque, éstas son incorporadas a la proyección de la demanda, en tanto y en cuanto hayan sido debidamente sustentadas según lo señala la NORMA TARIFAS.

Para el caso particular, SEAL ha presentado 26 solicitudes de factibilidad que sustentan su incorporación en el horizonte de Estudio.

Para proyectar la demanda de dichos nuevos usuarios, se ha considerado un factor de toma de carga de 25% para el año inicio, completando el 100 % para el año 2021. Para el resto de años se mantiene constante la carga solicitada por el cliente. Adicionalmente, se consideró el proyecto de Expansión de Cerro Verde conectado en 220 kV (SET San José).

Cuadro N° 6-2
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas e Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ALTO CAYMA	ALTOC010	10	La Tomilla II	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
BASE ISLAY	BISLA138	138	Empresa Bredero	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50
BASE ISLAY	BISLA138	138	EKZ International	0,38	0,45	0,53	0,60	0,68	0,75
BASE ISLAY	BISLA138	138	CP SAC	1,50	1,80	2,10	2,40	2,70	3,00
BASE ISLAY	BISLA138	138	Cementos Prima	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
CALLALLI	CALL023	23	Calquipa S.A.C.	0,19	0,23	0,27	0,30	0,34	0,38
CALLALLI	CALL023	23	Estacion Ferroviaria de Pillones de la Empresa Perurail	0,21	0,25	0,29	0,33	0,37	0,42
CALLALLI	CALL023	23	Brexia Goldplata	0,13	0,15	0,18	0,20	0,23	0,25
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Los Ranchos SAC	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Centro Empresarial City Center N° 5	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Centro Empresarial City Center N° 2	0,30	0,36	0,42	0,48	0,53	0,59
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Hotel Sonesta-City center Quimera N° 6	0,19	0,23	0,27	0,30	0,34	0,38
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Aeropuertos Andinos del Perú 1	0,43	0,51	0,60	0,68	0,77	0,86
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Aeropuertos Andinos del Perú 2	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Aeropuertos Andinos del Perú 3	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	INCALPACA	1,07	1,28	1,50	1,71	1,92	2,14
CHALLAPAMPA	CHALP011	11	Hotel Sonesta-City Center Quimera	0,19	0,23	0,27	0,30	0,34	0,38
CHILINA	CHILI010	10	Centro Comercial Mall Aventura Plaza	0,38	0,46	0,53	0,61	0,68	0,76
CONO NORTE	CONOR010	10	SUELO URBANO CARRETERA A YURA KM 16	0,41	0,49	0,57	0,66	0,74	0,82
CONO NORTE	CONOR010	10	SUELO URBANO CARRETERA A YURA	0,73	0,88	1,02	1,17	1,31	1,46
CONO NORTE	CONOR010	10	Los Ranchos SAC	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50
CONO NORTE	CONOR010	10	Curtiembre Sur Leder SA	0,12	0,14	0,17	0,19	0,21	0,24
CONO NORTE	CONOR010	10	LOMAS CERRO COLORADO	0,19	0,23	0,27	0,30	0,34	0,38
CONO NORTE	CONOR010	10	Centro Empresarial City Center N° 5	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16
CONO NORTE	CONOR010	10	Centro Empresarial City Center N° 2	0,30	0,36	0,42	0,48	0,53	0,59

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CONO NORTE	CONOR010	10	Aeropuertos Andinos del Peru	0,95	1,14	1,33	1,52	1,71	1,90
CONO NORTE	CONOR010	10	Komatsu Mitsui maquinarias del Perú	0,20	0,24	0,28	0,32	0,36	0,40
CONO NORTE	CONOR010	10	Curtiembre Sur Leder SA	0,12	0,14	0,17	0,19	0,21	0,24
CONO NORTE	CONOR010	10	GRA - Via Arequipa La Joya. (Túnel)	0,27	0,32	0,37	0,43	0,48	0,53
CONO NORTE	CONOR010	10	SUELO URBANO 1 YURA 50 has	0,73	0,88	1,02	1,17	1,31	1,46
CONO NORTE	CONOR010	10	SUELO URBANO 2 CARRETERA A YURA KM 16	0,41	0,49	0,57	0,66	0,74	0,82
CONO NORTE	CONOR010	10	CORPORACION ECORIGENES SAC	1,00	1,21	1,41	1,61	1,81	2,01
CONO NORTE	CONOR010	10	La Escalerrilla	0,31	0,37	0,43	0,49	0,56	0,62
CONO NORTE	CONOR010	10	Centro de Servicio empresa ABB	0,29	0,35	0,40	0,46	0,52	0,58
MAJES	MAJES023	23	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
MAJES	MAJES023	23	Ladrillera El Diamante	0,29	0,34	0,40	0,46	0,51	0,57
MAJES	MAJES023	23	Colegio de Alto rendimiento de la Región Arequipa (COAR)	0,19	0,23	0,27	0,31	0,35	0,39
MEJIA	MEJIA010	10	Empresa Los Ranchos S.A.C.	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
PARQUE INDUSTRIAL	PQSEA010	10	Transportes Barcino SA	0,18	0,21	0,25	0,29	0,32	0,36
PARQUE INDUSTRIAL	PQSEA010	10	Papelera Panamerica	0,29	0,34	0,40	0,46	0,51	0,57
PARQUE INDUSTRIAL	PQSEA010	10	Agropecuaria Gold Pig S.A.C.	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
PARQUE INDUSTRIAL	PQSEA010	10	Planta Praxair Peru	0,12	0,14	0,17	0,19	0,21	0,24
REAL PLAZA	REALP010	10	Mall Aventura Plaza Cayma	0,93	1,11	1,30	1,48	1,67	1,85
REAL PLAZA	REALP010	10	Hogar Clínica San Juan de Dios	0,18	0,21	0,25	0,29	0,32	0,36
REPARTICIÓN	REPAR023	23	Ministerio de Defensa - Centro de Reparación	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
REPARTICIÓN	REPAR023	23	La Joya Mining S.A.C.	0,12	0,14	0,17	0,19	0,21	0,24
REPARTICIÓN	REPAR023	23	Joy Global Peru S.A.	0,59	0,71	0,83	0,95	1,07	1,19
REPARTICIÓN	REPAR023	23	Concesión Minera Divino Niño I	0,15	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30
REPARTICIÓN	REPAR023	23	Empresa Moly-Cop Adesur SA	0,59	0,71	0,83	0,95	1,07	1,19
SAN LÁZARO	SLAZA010	10	Universidad Nacional de San Agustín (Área Ingenierías)	0,12	0,14	0,17	0,19	0,21	0,24
SAN LÁZARO	SLAZA010	10	Estilos - la Marina	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
SAN LÁZARO	SLAZA010	10	SE Área Ingenierías Unas	0,13	0,15	0,18	0,20	0,23	0,25

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SOCABAYA	SOCAB010	10	Grupo Diario Comercio	0,41	0,50	0,58	0,66	0,74	0,83
SOCABAYA	SOCAB010	10	SUELO URBANO Parcela La Rinconada de Yumina	0,48	0,57	0,67	0,76	0,86	0,95
SOCABAYA	SOCAB010	10	Manto Bonito	0,17	0,20	0,23	0,27	0,30	0,33
SOCABAYA	SOCAB010	10	Complejo Penitenciario Arequipa	0,29	0,34	0,40	0,46	0,51	0,57
SOCABAYA	SOCAB010	10	Los Ranchos SAC	0,24	0,29	0,33	0,38	0,43	0,48
SOCABAYA	SOCAB010	10	Rocatech	0,29	0,34	0,40	0,46	0,51	0,57
SOCABAYA	SOCAB010	10	Zona de actividad logística Industrial - GRA	0,63	0,75	0,88	1,00	1,13	1,25

6.1.5 Proyección Global

Luego de efectuar la integración de la proyección de las demandas de Usuarios Regulados, Usuarios Libres y Demandas Nuevas, a nivel de barras de cada subestación; según el procedimiento establecido en la NORMA TARIFAS, se obtiene la proyección global de la demanda de energía eléctrica correspondiente al Área de Demanda 9, la cual se muestra por nivel de tensión en el Cuadro N° 6-3.

Cuadro N° 6-3
Proyección Global de la Demanda Área de Demanda 9 (GWh)

AÑO	MAT	AT	MT	TOTAL
2014	1 477	269	1 137	2 882
2015	3 298	269	1 181	4 748
2016	4 232	269	1 299	5 799
2017	4 246	269	1 447	5 962
2018	4 260	269	1 538	6 066
2019	4 273	269	1 609	6 151
2020	4 273	269	1 683	6 225
2021	4 273	269	1 761	6 303
2022	4 273	269	1 842	6 384
2023	4 273	269	1 927	6 469
2024	4 273	269	2 015	6 557
2025	4 273	269	2 107	6 649
2026	4 273	269	2 202	6 744

Notas:

- Sumatoria de los valores totales de los formatos F-109 y F-115.
- La Tasa de Crecimiento (TC) promedio de la demanda total en el período 2014-2026, resulta 7,3%.
- La TC promedio de la demanda a nivel de MT para el mismo período resultó 5,7%.

6.1.6 Máxima Demanda (MW) Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

La máxima demanda (MW) coincidente a nivel sistema eléctrico, se ha determinado en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible.

Previamente, se han proyectado las ventas de energía anuales utilizando modelos tendenciales y econométricos, y con los resultados de ambos métodos se logra ajustar la proyección. Posteriormente se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión, lográndose así, la demanda de energía de los usuarios regulados.

Dado que el objetivo final es proyectar la demanda por subestaciones, se hacen uso de los factores de caracterización de cada subestación; estos factores son: Factor de Contribución a la Punta (FCP), Factor de Simultaneidad (FS), Factor de Carga (FC), Factor de participación en potencia a la hora de máxima demanda del sistema eléctrico (FPHMS) y Factor de participación en energía respecto a la demanda de energía total del área de demanda (FPMWHS).

Luego, tomando en consideración la metodología señalada en los numerales 6.1.3) y 6.1.4) del presente informe, se desarrolló la proyección tanto para usuarios libres y demandas nuevas.

Finalmente, se obtiene la proyección integrada entre usuarios regulados, libres y demandas nuevas, como se muestra en el siguiente Cuadro N° 6-4.

Cuadro N° 6-4
Máxima Demanda a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 9 (MW)

SET	Barra	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ACERS33	ACERS033	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
AGUA LIMA	AGUAL010	3,44	3,51	3,58	3,64	3,71	3,78	3,86	3,94	4,02	4,12	4,21	4,32	4,42
ALTO CAYMA	ALTOC010	6,41	6,70	7,20	7,57	7,97	8,38	8,83	9,29	9,78	10,29	10,82	11,38	11,97
ARES	ARES066	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02	10,02
ATICO	ATICO010	0,51	0,51	0,55	0,59	0,63	0,67	0,71	0,75	0,79	0,83	0,87	0,92	0,96
BASE ISLAY	BISLA138	0,00	0,00	1,99	3,98	5,96	7,95	7,95	7,95	7,95	7,95	7,95	7,95	7,95
CALLALLI	CALL023	1,40	1,57	2,18	2,38	2,58	2,79	2,99	3,20	3,42	3,63	3,85	4,08	4,31
	CALL066	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95
CAMANA	CAMAN010	5,17	5,40	5,65	5,91	6,20	6,50	6,83	7,17	7,53	7,91	8,31	8,73	9,17
CARAVELÍ	CARAV010	0,33	0,33	0,35	0,38	0,41	0,43	0,46	0,48	0,51	0,54	0,56	0,59	0,61
CAYLLOMA	CAYL015	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93
CERRO VERDE	CVERD138	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95	36,95
CERROVERDE	CVERD220	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41	122,41
CHALLAPAMPA	CHALP011	14,38	15,03	18,21	19,46	20,75	22,10	23,50	24,95	26,46	28,01	29,62	31,29	33,00
CHILINA	CHILI010	17,90	18,70	19,92	20,92	21,98	23,11	24,31	25,57	26,89	28,28	29,74	31,26	32,85
CHUCARAPI	CHUCA010	0,89	0,94	0,97	1,01	1,05	1,10	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42	1,49
CHUQUIBAMBA	CHUQU023	1,22	1,28	1,34	1,40	1,47	1,54	1,62	1,70	1,78	1,87	1,97	2,07	2,17
COCACHACRA	COCAC010	0,57	0,60	0,63	0,65	0,68	0,71	0,74	0,77	0,80	0,84	0,88	0,92	0,96
CONO NORTE	CONOR010	5,22	5,46	6,85	18,47	18,76	19,07	19,40	19,74	20,11	20,49	20,90	21,32	21,76
CORIRE	PCOL013	1,62	1,69	1,77	1,85	1,94	2,04	2,14	2,24	2,36	2,48	2,60	2,73	2,87
HUANCARAMA	HUAN023	0,80	0,90	0,95	1,01	1,06	1,12	1,18	1,24	1,30	1,36	1,43	1,50	1,57
JESUS	JESUS010	17,38	18,16	18,99	19,89	20,85	21,87	22,96	24,11	25,33	26,61	27,95	29,35	30,83
LA CURVA	LCURV010	1,05	1,10	1,14	1,19	1,23	1,29	1,34	1,40	1,46	1,53	1,59	1,67	1,74
LAMBRAMANI	LAMBR010	3,14	3,28	3,43	3,59	3,77	3,95	4,15	4,36	4,57	4,81	5,05	5,30	5,57
MAJES	MAJES023	6,12	6,40	7,30	7,74	12,08	12,74	13,41	14,10	14,81	15,54	16,29	17,05	17,84
MATARANI	MATAR010	1,76	1,83	1,88	1,95	2,01	2,08	2,15	2,23	2,32	2,40	2,50	2,60	2,70
	MATAR033	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
MEJIA	MEJIA010	0,65	0,68	0,85	0,90	0,96	1,02	1,08	1,14	1,21	1,28	1,35	1,42	1,49
MOLLENDON	MOLLE010	3,23	3,39	3,52	3,66	3,81	3,97	4,14	4,32	4,51	4,71	4,93	5,15	5,38
OCOÑA	OCO010	0,91	0,90	0,97	1,05	1,12	1,19	1,26	1,33	1,40	1,48	1,55	1,62	1,69
PARQUE INDUSTRIAL 04	PQSEA010	33,04	34,51	36,87	38,73	40,70	42,79	45,00	47,34	49,79	52,36	55,05	57,86	60,80
	PQSEA033	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
PORONGOCHÉ	PORON010	9,53	9,96	10,41	10,90	11,43	11,99	12,58	13,22	13,88	14,58	15,32	16,09	16,89
PUQUINA	PUQUI023	0,62	0,65	0,67	0,71	0,74	0,78	0,82	0,86	0,90	0,95	0,99	1,04	1,10

SET	Barra	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
REAL PLAZA	REALP010	4,70	4,91	6,21	6,66	7,14	7,63	8,13	8,66	9,20	9,76	10,34	10,93	11,54
REPARTICION	REPAR023	5,81	6,07	8,04	8,68	9,34	10,02	10,72	11,45	12,19	12,96	13,74	14,55	15,38
SAN JOSÉ	SJOSE220	0,00	223,83	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93	336,93
SAN LAZARO	SLAZA010	15,52	16,22	17,41	18,31	19,26	20,26	21,33	22,45	23,62	24,85	26,14	27,49	28,90
SANTUARIO	SANTU138	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73
SOCABAYA	SOCAB010	15,50	16,20	19,28	20,55	21,87	23,25	24,69	26,19	27,74	29,35	31,02	32,74	34,52
YURA	YURA30	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47

6.1.7 Comparación de las Proyecciones de Demanda

A continuación se ha elaborado cuadros comparativos entre las proyecciones elaboradas por Osinerghmin y las Propuestas Inicial y Final de SEAL y ELECTROSUR. Estos se muestran en los Cuadros N° 6-5 y N° 6-6. En forma gráfica ésta se muestra en el Gráfico N° 6-1.

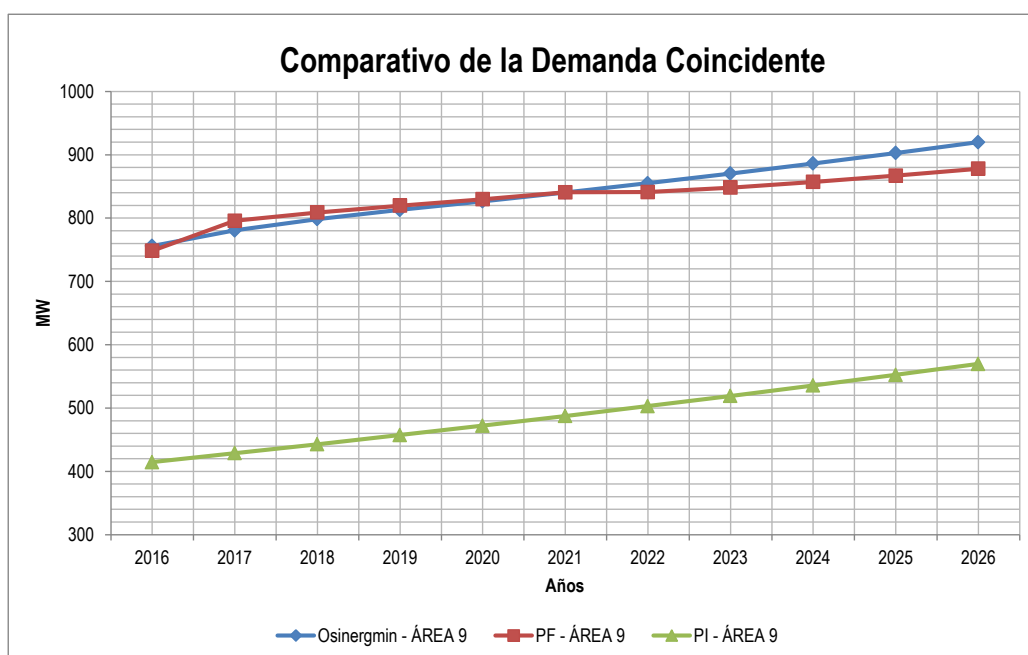
Cuadro N° 6-5
Proyección de Demanda Área 9 de la Potencia a Nivel de Sistema Eléctrico [MW]

Año	Osinerghmin	Propuesta Final	Propuesta Inicial
2016	754,67	746,86	414,58
2017	779,28	794,13	428,84
2018	797,01	807,21	442,91
2019	811,66	817,86	457,38
2020	824,96	827,82	472,24
2021	838,89	838,80	487,50
2022	853,44	838,95	503,15
2023	868,63	845,99	519,19
2024	884,44	854,90	535,62
2025	900,89	864,79	552,45
2026	917,99	875,66	569,66
TC	1,98%	1,60%	3,23%

Cuadro N° 6-6
Proyección de Demanda de la Potencia a Nivel de Sistema Eléctrico Puquina – Omate – Ubina [MW]

Año	Osinerghmin	Propuesta Final	Propuesta Inicial
2016	1,92	2,30	2,31
2017	2,01	2,41	10,43
2018	2,10	2,52	10,56
2019	2,21	2,63	10,69
2020	2,32	2,74	10,83
2021	2,43	2,87	10,98
2022	2,56	2,95	11,13
2023	2,68	3,03	11,30
2024	2,82	3,12	11,47
2025	2,96	3,21	11,65
2026	3,11	3,30	11,84
TC	4,9%	3,7%	17,8%

Gráfico N° 6-1
Proyección de la Demanda Coincidente con el Sistema [MW]



Nota: La diferencia se da básicamente por lo aspectos indicados en el numeral 6.1 del presente informe.

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 9, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por SEAL:

- No se optimiza el uso transformadores existentes mediante rotaciones en todas las alternativas analizadas.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos elementos de transmisión que conforman el SER.

El detalle de cada uno de estos temas, se ha descrito en el análisis de las respuestas a las observaciones del Anexo A del presente informe.

6.2.1 Consideraciones

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser pagados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.

- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- Mediante la redistribución de la máxima demanda de la SET's, se determinan la ubicación, el tamaño y la oportunidad de ingreso de los transformadores, previo a las simulaciones eléctricas en el horizonte de estudio.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 30 de diciembre del 2014 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevé su entrada en servicio antes de mayo 2017, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de inversiones vigente.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2017 al 2026 y para los años 15, 20 y 30.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

Según la información reportada por las Titulares de transmisión, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 9 a noviembre de 2015, son las que figuran en el Anexo B.

La determinación de las condiciones en las que actualmente opera el sistema permite establecer una base a partir de la cual se inicia el proceso de planeamiento del desarrollo futuro de las instalaciones de transmisión.

Según la evolución de la demanda máxima de cada devanado de los transformadores de las SET's existentes, se identifica el año en que la misma supera su capacidad.

Esta información servirá para definir el año en que se requiera efectuar rotación de transformadores, traslados de carga entre SET's existentes o la puesta en servicio de nuevos transformadores y/o nuevas SET's.

El diagnóstico de estas instalaciones está referido al comportamiento de las mismas para atender la demanda en el año 2021. Este diagnóstico se refleja en las sobrecargas de transformadores de las SET's existentes.

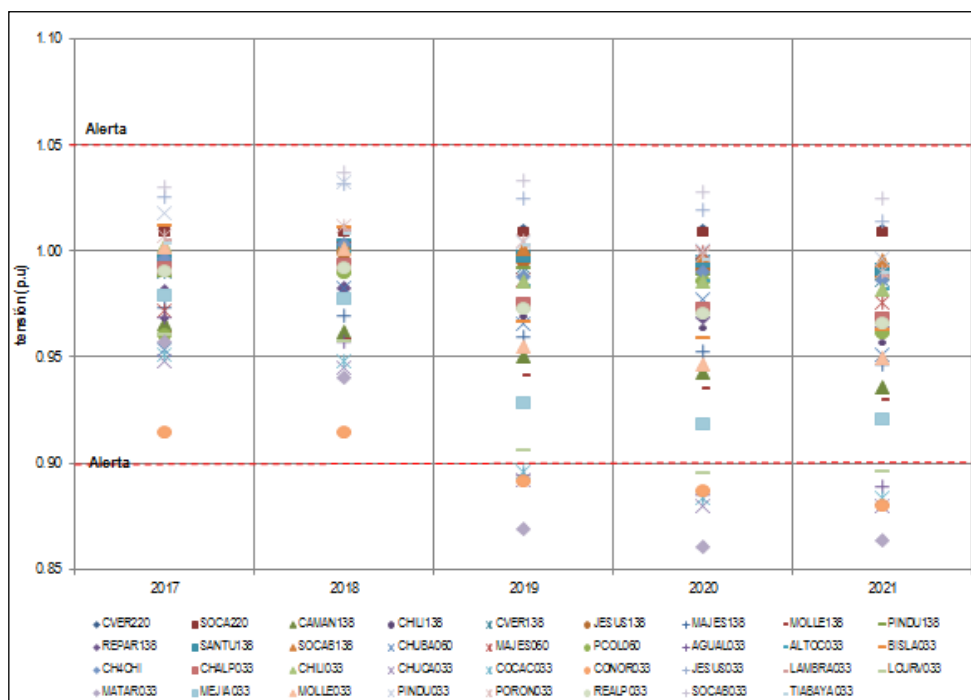
La cargabilidad de las principales líneas del área de demanda se muestra en el Gráfico N° 6-2:

Gráfico N° 6-2
Cargabilidad en las principales líneas de transmisión (%)



El perfil de tensiones de las barras de las principales SET's del área de demanda se muestra en el Gráfico N° 6-3.

Gráfico N° 6-3
Perfil de tensiones (p.u.)



Otros Aspectos

De acuerdo a las coordinaciones técnicas efectuadas con las empresas SEAL, EGASA y YURA en Lima y Arequipa, así como al Oficio N° GG/GE-122/2015 de EGASA remitido a Osinerghmin y SEAL, se hace necesaria la

coordinación entre empresas, a fin de que las instalaciones se utilicen óptimamente.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo a la evolución de la demanda eléctrica del Área de Demanda 9, se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- El Oficio N° GG/GE-122/2015 de EGASA, en la que observa los proyectos de SEAL en función del espacio físico y potencia disponible en la SET Chilina y los cambios en la oferta con la construcción de la CH Charcani VII en el corto plazo.
- La modificación de 3 transformadores, aprobados en el PIT 2013-2017, de 33/10 kV-25 MVA de las SET's Cono Norte, Socabaya y Jesús, que pasan a 33/23/10 kV-25 MVA el 2017, para atender la creciente demanda en la periferia de la Ciudad de Arequipa.

En el Anexo D se muestran los diagramas unifilares correspondientes a la alternativa seleccionada, del área de demanda.

A continuación se realiza el análisis de los sistemas eléctricos:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico de Arequipa

Se ha efectuado el análisis del sistema eléctrico de la ciudad de Arequipa, donde se ha tomado en consideración los Puntos de Alimentación en 138 kV de REP en la SET Socabaya 138/33 kV y Jesús 138/33 kV; de EGASA, con la SET Charcani VII 138/33 kV-60 MVA (2018) y Chilina 138/33 kV-75 MVA. Si bien, este sistema contará con 4 puntos de alimentación en 138 kV, sin embargo resulta insuficiente la alimentación a toda la demanda con líneas de transmisión en 33 kV. Motivo por el cual se prevé cerrar el anillo en 138 kV en el mediano plazo y conforme el crecimiento de la demanda se considera un anillo externo de refuerzo en 220 kV en el largo plazo. Para ello se han evaluado las alternativas que sentarán las bases para alcanzar el planeamiento de la transmisión en el largo plazo que requiere el sistema Arequipa.

En este sentido, conjuntamente con SEAL y EGASA, sin dejar de lado el probable aporte de YURA S.A. en la consolidación del suministro en el Cono Norte, se proponen las siguientes alternativas para el PIT 2017-2021 para 10 años de evaluación:

Alternativa 1:

- **Rotación de Transformadores (2017):** Con la instalación del TP 33/23/10kV-25MVA en la SET Cono Norte 1, queda libre el TP 33/10 kV-12 MVA, el cual se rotará a la SET Alto Cayma. Asimismo, el TP 33/10 kV-10 MVA de Alto Cayma se rotará a la SET Mollendo, pasando el TP de 5,5 MVA de Mollendo a reserva.
- **SET Charcani VII 138/33 kV (2018):** EGASA reemplazará las centrales Charcani I, II y III con una de mayor capacidad denominada Charcani VII, la cual según el proyecto de construcción se conectará a LT 138 kV Santuario-Chilina. Asimismo, EGASA tiene previsto conectar las centrales

Charcani IV y VI a la misma LT 138 kV y retirar los tramos de líneas en 33 kV que llegan a la SET Chilina, debido a que existe invasión a la faja de servidumbre en la zona cercana a la SET Chilina de las líneas Charcani IV-Chilina y Charcani VI-Chilina. La SET Charcani VII tiene como propósito concentrar la generación de Charcani IV, VI y VII para enviarla a la red en 138 kV. Además de constituirse en un punto de suministro a la demanda en 138kV. Por tanto, se define la SET con un TP 33/138 kV-60 MVA, rotado de Chilina, con celdas en 33 kV para abastecer la demanda de Alto Selva Alegre y celdas en 138 kV para su conexión con la SET Cono Norte.

- **SET Chilina 138/33 kV (2017):** Con la redistribución de cargas en las SET's de Arequipa, se propone instalar un TP 138/33 kV-80 MVA en la SET Chilina, que incluye celda transformador 33 kV, a cargo de Egasa, en reemplazo del TP actual 138/33 kV-60 MVA, que requiere un Over Haul, para luego ser rotado en la SET Charcani VII. SEAL ha considerado postergar para el siguiente PIT las ampliaciones en la SET Chilina del PIT 2013-2017, conformada por el TP 138/33 kV-80 MVA, el TP 33/10 kV-25MVA, y las celdas en 33 kV. Por tal motivo se retirará dicho proyecto del PIT 2013-2017.
- Cuatro celdas de alimentador en 10 kV en la SET Cono Norte (2017), las cuales pasarán a la nueva SET Cono Norte 2 para el año 2018.
- **LT 138 kV-10,2 km Charcani VII-Cono Norte, 240 mm² AAAC, y SET Cono Norte 2 138/33/10 kV-75 MVA (2018):** Reemplaza a la propuesta de SEAL, la LT 138 kV-29 km Repartición-Cono Norte 2, SET Cono Norte 2 138/33 kV-75 MVA y SET 33/23/10 kV-25 MVA. Con el presente proyecto se retira del PIT 2013-2017 la LT 33 kV Charcani VI-Cono Norte. De la SET Cono Norte1 existente, del PIT 2013-2017, queda el TP modificado a 33/23/10 kV-25 MVA, y se retiran el resto de elementos. Dicho TP reemplazará al TP 33/10 kV-12 MVA de la SET CN 1 el 2017, y con el ingreso del TP 138/33/10 kV en la SET CN2 proyectada el 2018, el TP 33/23/10 kV pasará a reserva.
- **LT 33 kV-14 km Cono Norte–Ciudad de Dios, 240 mm² AAAC y SET Ciudad de Dios 33/23/10 kV-25 MVA (2018):** Esta SET se conectará a la nueva SET Cono Norte 2 138/33/10 kV. La línea 23 kV Cono Norte-Yura-Huanca se alimentará del devanado en 23 kV de la SET Ciudad de Dios, y se desconectará de la SE CN1.
- **SET Charcani VII 138/33 kV-60 MVA (2018):** A cargo de Egasa, con el TP 138/33 kV-60 MVA rotado de la SET Chilina, luego de efectuarse el Over Haul correspondiente, para alimentar en 138 kV a la SET Cono Norte2 138/33/10 kV; y en 33 kV a las SET's Alto Cayma, Yura y Selva Alegre futura. Para el tramo de línea en 33 kV Charcani VII-Charcani I requerido para la LT Charcani I-Alto Cayma, se podrá utilizar una de las LT 33 kV que vienen de las CC.HH. Charcani IV y VI que efectúan dicho cruce, y para lo cual Egasa ha mostrado su disposición para ser utilizada por SEAL.
- **SET San Luis 33/10 kV-25 MVA (2018):** Que secciona una terna de la LT 33 kV Chilina–Jesús. SEAL plantea el seccionamiento de las 2 ternas (que por la demanda se requerirá el año 2025). La SET se ubicará dentro del cerco de la SET San Luis existente y tomará carga de las SET's San Lázaro y Chilina.

- **LT 33 kV-6 km Challapampa–El Cural, 240 mm² AAAC, y SET El Cural 33/23/10 kV–25 MVA (2018):** SEAL propone una LT 33 kV subterránea. En el tramo de línea que tenga dificultades de DMS al límite de propiedad, se podrá considerar el cable compacto, cuyos cables forman un triángulo equilátero de 50 cm de separación. En la SET Challapampa se rotarán 7 celdas GIS 33 kV provenientes de la SET Parque Industrial, utilizándose una celda GIS a la salida y otra a la llegada de la LT 33 kV Challapampa-El Cural.
- **LT 33 kV-1,28 km D/T Chilina–San Lázaro, 240 mm² XLPE-Cu, y renovación de celdas 33 kV de la SET San Lázaro (2018):** En reemplazo de la LT 33 kV D/T aérea, que ha cumplido su vida útil, se utilizarán las celdas 33 kV existentes en la SET Chilina.
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET Socabaya (2020).
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET Ciudad de Dios (2020).
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET San Luis (2020).
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET El Cural (2020).
- **LT 33 kV-3,75 km Charcani I-Selva Alegre + SET Selva Alegre 33/10 kV-25 MVA (2022):** Egasa cuenta con dos LT 33 kV Charcani IV-VI-Chilina, que al entrar la SET Charcani VII 138/33 kV dejaría los tramos Charcani I-Chilina, que se utilizarían para una LT 33 kV Charcani VII-Selva Alegre + SET Selva Alegre 33/10 kV. Asimismo Egasa cuenta con un TP 33/10 kV-12 MVA, que se pondría en la SET Selva Alegre.
- **LT 33 kV-2,7 km Parque Industrial-Metropolitana, 240mm² AAAC, + SET Metropolitana 33/10 kV-25 MVA (2022).**
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET Jesús (2022).
- **SET San Luis, dos celdas 33 kV (2025):** Para el seccionamiento de la segunda terna.
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET Selva Alegre (2025).
- **LT 138 kV-6.5 km Cono Norte 2-Challapampa, 240 mm² AAAC, + SET Challapampa 138/33/10 kV 75 MVA (2026).**
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET San Luis (2026).
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET Alto Cayma (2026).

Alternativa 2: Propuesta de SEAL que consiste en los siguientes proyectos en un horizonte de 10 años:

- **Rotación de Transformador (2017):** Con la instalación del TP 33/23/10 kV-25 MVA en la SET Cono Norte 1, queda libre el TP 33/10 kV-12 MVA, el cual se rotará a la SET Alto Cayma. El TP existente de Alto Cayma 33/10 kV-10 MVA pasa a reserva.

- **LT 33 kV-5 km D/T (4 km de 120 mm² AAAC y 1 km de 240 mm² XLPE) Parque Industrial-Challapampa (2017).**
- **SET Cono Norte 2 (PIT 13-17) TP modificado y se agrega celdas en 23 kV (2017).**
- **TP Chilina 138/33 kV-80 MVA en paralelo al existente de 60 MVA, PIT 2013-2017 (2017).**
- **TP Chilina 33/10 kV-25 MVA en paralelo al existente, PIT 2013-2017 (2017).**
- **LT 33 kV-14 km Cono Norte 2-Ciudad de Dios, 240 mm² AAAC, + SET Ciudad de Dios 33/23/10 kV-25 MVA (2018):** Con diferencia de la alternativa 1 de celdas de alimentador (uno en 10 kV y uno en 23 kV).
- **SET San Luis 33/10 kV-25 MVA (2018):** Que secciona las 2 ternas de la LT 33kV Chilina–Jesús.
- **LT 33 kV-1 km Challapampa-Goyeneche, 240 mm² XLPE-Cu, + SET Goyeneche 33/10 kV-25 MVA (2018).**
- **LT 33 kV-6 km Challapampa-EI Cural, 240 mm² XLPE-Cu, + SET EI Cural 33/23/10 kV-25 MVA (2018):** La línea es subterránea.
- **LT 33 kV-8 km Socabaya-Yarabamba, 240 mm² AAAC, + SET Yarabamba 33/23/10 kV-10 MVA (2018).**
- **LT 33 kV-1,3 km D/T Chilina-San Lázaro, 240 mm² XLPE-Cu, + Celdas en 33 kV + Celdas alimentador 10 kV (2018).**
- **LT 138 kV-29 km Repartición-Cono Norte 2, 240 mm² AAAC, + SET Cono Norte 2 138/33/10 kV-75 MVA (2019).**
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET San Luis (2019).
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET EI Cural (2019).
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET Cono Norte 2 (2020).
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET Socabaya (2021).
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET Jesús (2022).
- **LT 220 kV-28 km San José-Repartición, 500 mm² AAAC+SET Repartición 220/138 kV-120 MVA (2023).**
- Celda de alimentador en 23 kV en la SET EI Cural (2023).
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET Matarani (2024).
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET Alto Cayma (2026).
- Celda de alimentador en 10 kV en la SET Chilina (2026).

Para ambas alternativas se consideran los siguientes proyectos:

- **SET Socabaya, Celdas en 23 kV (2017):** En el PIT 2013-2017, quedan las celdas en 33 y 10 kV, y se modifica el TP de 33/10 kV a 33/23/10 kV-25 MVA. En el PIT 2017-21 se agregan las celdas en 23 kV, con las cuales se alimentará a los distritos rurales alejados de la ciudad de Arequipa: Yarabamba, Mollebaya, Pocsi, Quequeña, Sogay. Con este proyecto se descarta el proyecto de la LT 33 kV Socabaya-Yarabamba + SET Yarabamba 33/23/10 kV-10 MVA.
- **SET Jesús, Celdas en 23 kV (2017):** En el PIT 2013-2017 quedan las celdas en 33 y 10kV, y se modifica el TP de 33/10 kV a 33/23/10 kV-25 MVA. En el PIT 2017-21 se agregan las celdas en 23 kV, con las cuales se alimentará a los distritos rurales de Chihuata y San Juan de Tarucani.
- **TP Alto Cayma 33/10 kV-25 MVA (2022):** En reemplazo del TP 33/10 kV-12 MVA existente que fue rotado de Cono Norte 1 y pasa a reserva.

Ambas alternativas se han evaluado bajo el criterio de mínimo costo, obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro 6-7
Análisis de alternativas – Sistema Eléctrico Arequipa

Nombre	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾		Costo Total USD	P.U.
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas		
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	3 309 413	4 955 685	3 843 868	7 475 913	19 584 878	3 816 596	-8 882 161	14 519 313	1,00
Alternativa 2	7 099 940	9 902 238	7 902 998	9 762 598	34 667 773	6 572 809	-9 264 391	31 976 191	2,20

En el cuadro anterior se puede notar que la Alternativa 1 es la de menor inversión y de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico de Camaná, Chuquibamba, Majes, Repartición

- Cinco (5) celdas de alimentador y una celda de medición en 23 kV en la SET Repartición (2017).

6.2.4 Plan de Inversiones 2017-2021

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el período 2017-2021

Como resultado del análisis realizado por Osinergrmin, en el Anexo E se detallan los proyectos requeridos para el período 2017-2021, que formarían parte del SCT a ser remunerado por la demanda, Asimismo, en el formato “F-305”, se detalla por Elemento el contenido de cada proyecto.

Cabe mencionar que, para la fecha de puesta en Operación Comercial de las instalaciones en transmisión y las diferencias entre las características de las

instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio; se debe tener en cuenta lo siguiente:

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo E para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.
- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** Conviene precisar que en caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la alternativa de mínimo costo elegida por Osinergmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a reserva en caso sean requeridas para tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que quedaría en desuso.

En el caso del Área de Demanda 9, se han programado Bajas durante el periodo 2017-2021, las mismas que se muestran en el Anexo E del presente informe.

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 9, que se requiere implementarse en el período 2017-2021, se muestra en el Cuadro N° 6-8:

Cuadro N° 6-8
PROPUESTA OSINERGHMIN- ÁREA DE DEMANDA 9
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes / Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 9	17 263 039	32,8	230	67
SEAL	14 007 682	32,8	150	60
MAT				
Celda	789 626			2
Línea	1 338 191	10,2		1
Transformador	1 833 457		75	1
AT				
Celda	1 363 245			9
Línea	3 000 122	22,6		3
Transformador	2 333 299		75	3
MT				
Celda	3 349 742			41
EGASA	3 255 357		80	7
MAT				
Celda	1 370 735			3
Transformador	1 280 116		80	1
AT				
Celda	604 506			3

6.2.5 Plan de Inversiones 2013-2017

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2013 - 2017 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril 2017, de acuerdo a lo informado por el respectivo Titular en su propuesta y según lo informado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de Osinerghmin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2017 – 2021.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta revisión del Regulador, tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el Plan de Inversiones 2013 - 2017, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

⁸ 5.7.2

“... ”

Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinerghmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo”

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS⁹, en caso que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2013 - 2017, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 9, se ha evaluado la necesidad de las instalaciones sobre las cuales se ha propuesto su retiro del Plan de Inversiones 2013 - 2017 y la existencia de alternativas de mínimo costo que las sustituirán en el Plan de Inversiones 2017 - 2021, y como consecuencia corresponde el retiro de las siguientes instalaciones del citado Plan de Inversiones 2013 - 2017:

Cuadro N° 6-9
ELEMENTOS RETIRADOS DEL PLAN DE INVERSIONES 2013 -2017

Año	Elemento	Instalación	Módulo	Revisión de Sustento
2013	Celda de Transformador 138 kV	SET MAT/AT/MT Chilina	CE-138SIU2C1ESBTR3	En el numeral 4,16 de las 'Opiniones y Sugerencias' SEAL manifiesta: "... SEAL se encuentra conforme con el análisis efectuado por OSINERGMIN y considera conveniente postergar para un siguiente Plan de Inversiones las ampliaciones en la SET Chilina planteadas en el PIT 2013-2017", Por consiguiente se procede a retirar al presente proyecto del PIT 2013-2017. Cabe mencionar que el TP 138/33 kV-80MVA y la celda de transformación en 33 kV estará a cargo de Egasa, y las celdas en 33 kV existentes utilizadas por Seal no tienen inconveniente de seguir operando, porque se encuentran en buen estado de conservación.
2013	Celda de Transformador 138 kV	SET MAT/AT/MT Chilina	CE-138SIU2C1ESBTR3	
2013	Transformador de Potencia 33/10 kV, 25 MVA ONAF	SET AT/MT Chilina	TP-033010-025SI3E	
2013	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Chilina	CE-010SIU2MCISBTR1	
2013	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Chilina	CE-010SIU2MCISBLA1	
2013	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Chilina	CE-010SIU2MCISBMD1	
2013	Transformador de Potencia de 138/33 kV, 80 MVA ONAF	SET MAT/AT/MT Chilina	TP-138033-080SI2E	
2013	Celda de Transformador 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C11DBTR2	
2013	Celda de Transformador 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C11DBTR2	
2013	Celda de Línea 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C1ISBLI2	
2013	Celda de Línea 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C1ISBLI2	
2013	Celda de Línea 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C1ISBLI2	
2013	Celda de Línea 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C1ISBLI2	
2013	Celda de Línea 33 kV	SET AT/MT Chilina	CE-033SIU2C1ISBLI2	
2013	Línea, 33 kV, Ln Socabaya - Polobaya, 22,77 km	Línea	LT-033SIU0ACS0C1150A	Se retira el presente proyecto del PIT 2013-2017, conforme a la Pre-Publicación, porque la demanda no lo justifica, ni lo solicita ELS.
2014	Línea, 33 kV, Ln Charcani VI - Cono Norte, 9,12 km	Línea	LT-033SIU0ACS0C1150A	Con la implementación de la LT 138 kV-10,2 km Charcani VII-Cono Norte y la SET Cono Norte 138/33/23/10 kV-75 MVA, se procede a retirar el presente proyecto del PIT 2013-2017. En el siguiente cuadro N° 6-10 se deja el TP 33/23/10 kV modificado.
2014	Celda de Línea	SETAT/MT Cono Norte	CE-033SIU2C1ESBLI2	
2014	Celda de Transformador	SETAT/MT Cono Norte	CE-033SIU2C1ESBTR2	
2014	Celda de Transformador	SETAT/MT Cono Norte	CE-010SIU2MCISBTR1	
2014	Celda de Alimentador	SETAT/MT Cono Norte	CE-010SIU2MCISBAL1	
2014	Celda de Alimentador	SETAT/MT Cono Norte	CE-010SIU2MCISBAL1	
2014	Celda de Alimentador	SETAT/MT Cono Norte	CE-010SIU2MCISBAL1	
2014	Celda Compensador	SETAT/MT Cono Norte	CE-010SIU2MCISBCC1	
2014	Compensador	SETAT/MT Cono Norte	SC-010SI2BPEV-0004-2	

⁹ 5.8.5.- La aplicación del Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de SST y SCT, quedará sujeta al resultado de la revisión y pronunciamiento de OSINERGMIN al que se refiere el numeral VII) del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE, respecto de la eliminación de proyectos o reprogramación del inicio de su implementación, que se formulen ya sea en una solicitud de modificación del Plan de Inversiones o en una propuesta del mismo para el siguiente Período Tarifario. En caso sea negativo el pronunciamiento de OSINERGMIN, se mantendrá el plazo original establecido para la implementación de dichos proyectos.

Año	Elemento	Instalación	Módulo	Revisión de Sustento
2014	Celda de Alimentador	SET AT/MT Cono Norte	CE-010SIU2MCISBAL1	
2013	Celda de Línea	SET AT/MT SAN LAZARO	CE-033SIU2C1ISBLI2	En el PIT 2017-2021 se considera 3 celdas en 33 kV para la SET San Lázaro, motivo por el cual se retira una celda en 33 kV del PIT 2013-2017.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por la empresa SEAL así como a los análisis de oficio correspondiente a las instalaciones de las Titulares que no han presentado propuesta y que pertenecen al Área de Demanda 9 se concluye lo siguiente:

- a) Se ha obtenido el valor de 1,98% como tasa de crecimiento de la demanda global de energía eléctrica en el Área de Demanda 9 para el periodo del 2016 al 2026, mayor que el valor de 1,60% presentado por SEAL en su PROPUESTA FINAL.
- b) La inversión total considerada para el Área de Demanda 9, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021 asciende al monto de US\$ 17 263 039, según los valores de inversión por elemento de transmisión que se muestran en el Anexo D del presente documento.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 9, se han previsto Bajas en el periodo 2017-2021.
- d) Se recomienda realizar una coordinación conjunta entre SEAL, EGASA y YURA S.A. en la consolidación del suministro del Cono Norte:
- e) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 9, correspondiente al periodo mayo 2017 - abril 2021, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.

[jmendoza]

/mfb

8. Anexos

A continuación se presentan los siguientes anexos al informe:

- | | |
|----------------|---|
| Anexo A | Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN. |
| Anexo B | Metodología para la Proyección de la Demanda |
| Anexo C | Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares. |
| Anexo D | Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin. |
| Anexo E | Plan de Inversiones 2017-2021, aprobado por Osinergmin. |
| Anexo F | Cuadros Comparativos. |

Anexo A

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACION presentadas por SEAL

OBSERVACIONES GENERALES

SEAL expresa su disconformidad y desacuerdo con el alcance del PIT 2017- 2021 establecido en los Informes Técnicos N° 088-2016-GART y N° 089-2016-GART correspondiente a las Áreas de Demanda 8 y 9 respectivamente, debido a que no se ajusta a la metodología y procedimientos de la normativa vigente, incurriendo en infracción de carácter normativo y por ende careciendo de validez, por lo que, se recomienda que la resolución en el alcance del PIT de las áreas 8 y 9, deben ser declaradas nulas y evaluadas nuevamente.

Análisis de Osinergmin

Un Proyecto de Resolución no constituye un acto administrativo al no haber producido efectos jurídicos sobre los intereses, obligaciones o derechos de los administrados dentro de una situación concreta.

En tal sentido, siendo que la resolución cuestionada por SEAL constituye un proyecto sujeto a la opinión pública y de ninguna manera una decisión concluyente de la administración sobre el Plan de Inversiones, no procede evaluar un pedido de nulidad contra el Proyecto de Resolución.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge este pedido.

1. Modificación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013 – 2017

SEAL sostiene que Osinergmin incurre en infracción legal al pretender modificar de oficio el PIT 2013 - 2017, toda vez que la NORMA TARIFAS y los procedimientos administrativos del Osinergmin establecen claramente que las modificaciones a un proceso ya aprobado deben ser motivadas por la empresa administrada, en este caso SEAL

La empresa concluye que no habiendo dicha motivación, no es procedente que Osinergmin modifique el PIT 2013-2017. Además, señala que en el desarrollo de las opiniones específicas se ampliará el análisis en este alcance.

Análisis de Osinergmin

En el numeral 5,7,2 de la NORMA TARIFAS se menciona que las instalaciones de transmisión que no se ejecuten hasta el último día del mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte del Osinergmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique, además de mantenerse como técnicamente viables, que representan la alternativa de mínimo costo.

En este sentido, SEAL no ha cumplido con evaluar y demostrar la necesidad de las inversiones del PIT 2013 -2017 no ejecutadas a la fecha, como establece la NORMA TARIFAS. Por tanto, SEAL deberá evaluar realizando una comparación técnica económica de los elementos que están considerando que deben ser pasados al PIT 2017-2021.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

2. Nuevas demandas eléctricas

SEAL refiere que gran parte de sus solicitudes de demandas nuevas han sido desestimadas por Osinerghmin de manera injustificada, a pesar de que en los archivos Excel de demanda determinado por Osinerghmin sí se incluye las solicitudes de los clientes de SEAL.

La empresa sustenta mostrando cuadros de la máxima demanda de potencia no coincidente de las demandas nuevas incorporadas en la SET Matarani y Cono Norte y las compara con las demandas asignadas en los flujos de potencia que forma parte del informe técnico N° 089-2016-GART.

SEAL solicita a Osinerghmin explicar las razones por las que ha distribuido arbitrariamente, por nivel de tensión, las demandas en las SETs Matarani y Cono Norte; así como efectúe la corrección de las demandas en todas las barras de los flujos de potencia de manera que correspondan con las demandas de los archivos Excel F-100.

Análisis de Osinerghmin

Las demandas se han distribuido indicando los porcentajes de traslados entre SET's en el formato F-203. Solo para el caso particular de Matarani, la demanda del cliente libre se considera que toma carga en la barra Base Islay 138 kV, ya que dicho cliente debe implementar sus propias instalaciones para atender su demanda requerida de acuerdo al SCTLN.

Las nuevas inversiones en transmisión previstas están orientadas principalmente para atender Cargas Privadas (Clientes Libres). Al respecto, SEAL no ha justificado que la procedencia de estas instalaciones sea pagada por todos los usuarios del Área de Demanda, frente a la posibilidad de que las empresas privadas interesadas sean las que implementen directamente las instalaciones necesarias bajo la modalidad de un Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación-SCTLN previsto en la Ley N° 28832.

En el caso de la demanda de 13,1 MW asignada a la barra en 33 kV de la SET Cono Norte, Osinerghmin asumió que se trata de la demanda de un cliente libre y por su magnitud, debería alimentarse en 33 kV. SEAL no mencionó en su estudio técnico-económico que se trataba de habilitaciones urbanas que el Gobierno Regional y el Ministerio de Vivienda están implementando en dicha zona.

Al respecto, en el Cuadro N° 6-2 del presente Informe, se muestra nuevamente la lista de 59 demandas nuevas agregadas a la proyección de demanda del Área de Demanda 9 validadas por Osinerghmin.

Por otro lado, para el análisis del SER, partiendo de la información de los formatos F-120 y F-121, las cuales incorporan las demandas nuevas solicitadas por SEAL, se evaluó y efectuó la distribución de la demanda entre las SETs existentes y nuevas.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

3. Demanda eléctrica considerada

SEAL manifiesta que Osinerghmin incurre en inconsistencias en la demanda que considera en los informes técnicos. Añade SEAL que, a manera de ejemplo, en los cuadros del informe muestra la demanda de nuevas solicitudes, pero en los flujos de carga no lo incluye y por ende, no lo analiza.

Análisis de Osinerghmin

Como se detalló en el análisis de la opinión anterior, Osinerghmin sí ha tomado en consideración hasta las 59 solicitudes de factibilidad presentadas por SEAL.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4. Capacidad de unidades de transformación

SEAL manifiesta que Osinerghmin incurre en inconsistencias en las capacidades de algunos elementos de transmisión, considerando valores que no corresponden a las condiciones actuales. Como sustento la empresa presenta fotografías de la placa del transformador de Mollendo.

Análisis de Osinerghmin

Se ha verificado que solo para el caso del TP de Mollendo no se ha considerado la capacidad actual del transformador. Se acoge la observación y se ha procedido a corregir.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

5. Elementos de transmisión con vida útil mayor a 30 años

SEAL menciona que Osinerghmin desestima la propuesta de la empresa de renovar elementos de transmisión que han cumplido su vida útil, tal como es el caso de la línea Base Islay – Matarani.

Análisis de Osinerghmin

Para las líneas de 33 kV del Sistema Eléctrico Islay, el año de ingreso es 1995, y a la fecha las líneas de transmisión tienen 21 años de operación, por lo cual aún no han cumplido su vida útil.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

6. Análisis del nivel de cargabilidad

SEAL menciona que Osinerghmin, en su informe técnico, no muestra el análisis de flujo de potencia respecto del nivel de cargabilidad, lo que sí ocurre para los informes técnicos de otras áreas de demanda.

Análisis de Osinergrmin

Dentro del análisis del diagnóstico del presente informe se están mostrando los niveles de cargabilidad de las líneas y transformadores, además del perfil de tensiones de las SET's del área de demanda.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

7. Propuestas de equipamiento alternativos

SEAL sostiene que Osinergrmin debió presentar, para cada propuesta de equipamiento de SEAL, alternativas de solución técnicas y económicas que mejoren las presentadas por SEAL, los cuales permitirían efectuar una evaluación que determine la mejor atención del mercado eléctrico; sin embargo, prosigue, se han desechado proyectos sin el menor sustento técnico, por lo que requieren sea aclarado.

Análisis de Osinergrmin

En el presente Informe se presenta la evaluación de alternativas para cada proyecto que se propone en el Plan de Inversiones.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión en el sentido de presentar la evaluación de las alternativas.

OPINIONES ESPECÍFICAS

En esta sección se analiza con mayor amplitud cada tema indicado en las opiniones generales, concluyendo en recomendaciones a la RESOLUCIÓN.

8. Improcedencia de modificar el PIT 2013-2017

SEAL señala que en el numeral 6.2.5 del Informe Técnico N° 0089-2016-GART, que sustenta la RESOLUCIÓN para el Área de Demanda 9, Osinergrmin presenta su justificación normativa en los numerales 5.7.2 y 5.8.5 de la NORMA TARIFAS que, según el regulador, es suficiente para proponer la eliminación de elementos de transmisión del Plan de Inversiones 2013-2017. La empresa sostiene que los argumentos señalados por Osinergrmin no son motivación para eliminar las instalaciones aprobadas en el PIT 2013 – 2017 por estar al margen del alcance normativo.

SEAL hace su análisis sobre este extremo y concluye que es el Titular quien propone el cambio y/o retiro de las instalaciones aprobadas en el PIT 2013 – 2017 a ser incluidos en el PIT 2017 – 2021 y es Osinergrmin quien revisa y aprueba. Sin embargo, señala, el Titular no ha propuesto ningún cambio y Osinergrmin propone y aprueba sin intervención del Titular.

SEAL solicita a Osinergrmin corregir, donde corresponda, la eliminación de elementos del PIT 2013 – 2017, de los siguientes proyectos que se encuentran en ejecución y que deben continuar:

- Proyecto LT 138kV Camaná – Ocoña y SET Ocoña, Provincia de Camaná.

Proyecto en ejecución, inversiones realizadas:

Estudio de Perfil	: S/. 300,900
Estudio Definitivo	: S/. 341,183
Saneamiento del terreno Ocoña	: S/. 3,850
Saneamiento de Servidumbre	: S/. 25,500
Supervisión del ED	: S/. 10,870
Estudio de pre operatividad	: S/. 30,000
INVERSIONES REALIZADAS	: S/. 712,300

El proyecto cuenta con viabilidad y estudios definitivos concluidos para su convocatoria de ejecución de obra.

- Proyecto LT 60 kV Ocoña – Atico – Caravelí y subestaciones asociadas en las provincias de Camaná y Caravelí.

Proyecto en elaboración de estudios de perfil y definitivo. Cuenta con inversiones comprometidas, cuyo monto del contrato asciende a S/ 600 000.

- Ampliación de capacidad de la LT 33 kV Challapampa - Cono Norte y subestaciones asociadas, distrito de Cerro Colorado.

El Proyecto cuenta con estudio de Perfil y Estudio Definitivo, cuya inversión fue de S/ 255786. Además se realizó una cuenta con una Adenda del estudio "Remodelación SET Challapampa y Nueva SET Cono Norte" con una inversión de S/ 63 913. El Estudio de Perfil fue presentado a OPI FONAFE para su viabilidad. La evaluación de viabilidad se encuentra paralizada debido a prepublicación del PIT 2017-2021.

Análisis de Osinergrmin

En el PIT 2013-2017 Osinergrmin aprobó los siguientes proyectos, entre otros, para el Área de Demanda 9:

- Instalación de la LT 138 kV Camaná-Ocoña y SET Ocoña, Provincia de Camaná.
- Instalación de la LT 60 kV desde Ocoña hasta Atico y Caravelí y subestaciones asociadas las provincias de Camaná y Caravelí.
- Ampliación de capacidad de la LT 33 kV Challapampa-Cono Norte y subestaciones asociadas, distrito de Cerro Colorado.

Considerando que los proyectos mencionados tienen la aprobación de la OPI/FONAFE y SEAL ha continuado con los estudios definitivos, se considera conveniente continuar con la ejecución de los proyectos mencionados.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

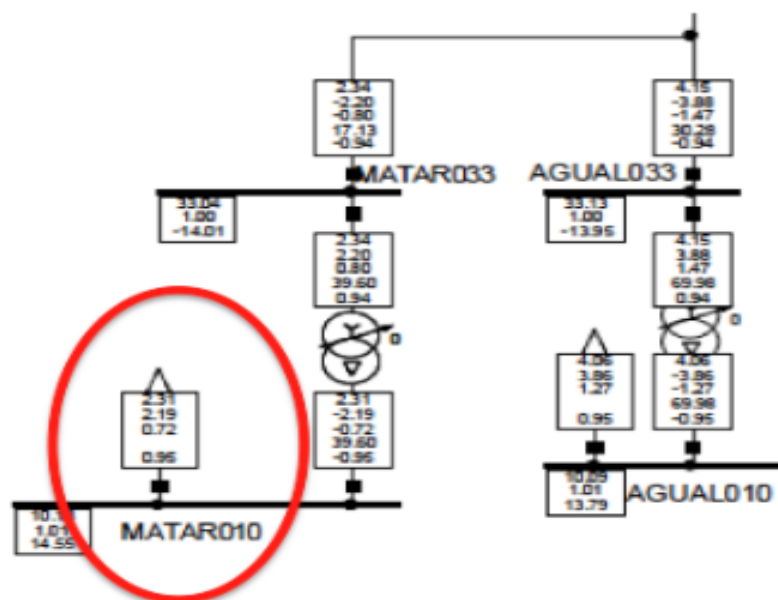
9. Inconsistencias en la información de demanda empleada por Osinergrmin

SEAL señala que en el Informe Técnico N° 0089- 2016-GART, Osinergrmin considera, en los cuadros de máxima demanda de potencia no coincidente de demandas nuevas

incorporadas para la Subestación MATARANI (página 27), una demanda total de 12,5 MW para el 2017, tal como se puede observar en el cuadro siguiente:

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MATARANI	MATARO10	10	Empresa Bredero I	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
MATARANI	MATARO10	10	EKZ International 1	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
MATARANI	MATARO10	10	CPSAC	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00

La empresa cuestiona por qué dicha demanda no se refleja en los flujos de potencia mostrados en la Página 91 del Informe Técnico N° 0089-2016-GART y hace una observación en el sentido de que Osinerghmin, sin explicar el motivo, reduce la demanda de Matarani 10 kV de 12,5 a 2,3 MW, alegando de que se trata de una inconsistencia entre el cuadro y las demandas consideradas en el flujo de potencia.

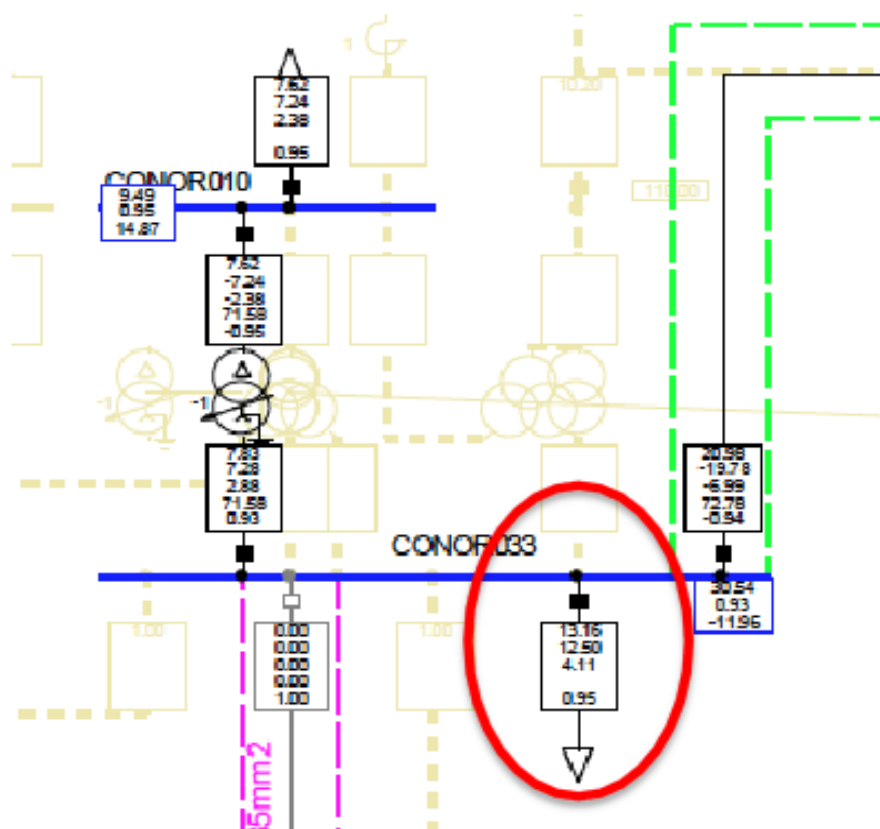


SEAL, con relación a la subestación Cono Norte, señala que en el archivo de demanda SER_A09.XLSX Hoja F-202 elaborado por Osinerghmin, sí contempla las solicitudes de demanda presentadas por SEAL, tal como se evidencia en el cuadro siguiente:

IDENTIFICACIÓN DE LAS SET's EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE									
NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSION		Año Fabricación	2014	2015	2016	2017	2018
		LADO	kV		-2	-1	0	1	2
TP - 33/10 Kv - 25 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
	FACTOR DE USO	LV	33		0.77	0.81	0.86	0.90	0.95
	FACTOR DE USO	LV	10		0.77	0.81	0.86	0.90	0.95
SET AT/MT CONO NORTE TP - 33/10 Kv - 12 MVA	MAX. DEM. (1)	HV	33		7.23	7.55	9.44	25.57	5.97
	MAX. DEM. (1)	LV	10		7.23	7.55	9.44	25.57	5.97
	POT. INST. (MVA)	LV	33		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
	POT. INST. (MVA)	LV	10		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
	FACTOR DE USO	LV	33		0.60	0.63	0.79	2.13	2.16
	FACTOR DE USO	LV	10		0.60	0.63	0.79	2.13	2.16

SEAL menciona que en los flujos de potencia, Osinerghmin emplea una demanda distorsionada en la subestación Cono Norte, creando una demanda en 33 kV que no existe, sin dar explicación alguna, razón por la cual, prosigue, Osinerghmin no identifica sobrecargas en el Cono Norte. Sustenta este hecho con la imagen de la página 91 del

Informe Técnico siguiente:



La empresa menciona que las solicitudes de demanda para Cono Norte no corresponden en su totalidad a clientes libres, sino, a la demanda requerida por el Gobierno Regional de Arequipa para la atención de cargas reguladas y del Ministerio de Vivienda para complejos habitacionales. En ese sentido, prosigue, como parte de la solución propuesta por SEAL está la implementación de la nueva SET Ciudad de Dios, donde gran parte de las demandas requeridas serán atendidas por esta nueva SET.

Asimismo, SEAL solicita que Osinerghmin efectúe la corrección de las demandas en todas las barras que emplea en los análisis de flujo de potencia a fin de guardar consistencia, las cuales deben corresponder a la demanda que muestra Osinerghmin en los archivos Excel F-100 de demanda que forman parte del informe técnico, sin distribuir arbitrariamente las demandas por nivel de tensión.

Análisis de Osinerghmin

Con relación a los Clientes Libres en la SET Matarani, se tiene una demanda máxima proyectada de los usuarios libres de 14,5 MW; mientras que la demanda de usuarios regulados al 2014 es de 2,6 MW y proyectada al 2026 es de 4,3 MW. Las nuevas demandas de Clientes Libres, ubicadas en Matarani, deberán implementar las inversiones en transmisión necesarias que les permitan cubrir sus requerimientos de demanda, las mismas que no benefician al mercado regulado. En este sentido, para el análisis del SER, se consideró como punto de alimentación de dichas cargas la barra Base Islay en 138 kV.

Con relación a la demanda en la SET Cono Norte 2, la demanda máxima presentada por SEAL, formato F-116, se considera una carga adicional de 16,44 MW. En la hoja de 'Factibilidades' se ha confirmado que se trata de un grupo de cargas distribuidas a

ser atendidas por la SET Cono Norte a través del devanado en 10 kV. En este sentido, para atender la demanda en el 2017, se prevé el TP 33/23/10 kV-25 MVA, que pasará a reserva en el 2018 al ingresar la SET Cono Norte 2 con un TP 138/33/10 kV-75 MVA. Asimismo, ese mismo año, debe ingresar la LT 33 kV Cono Norte 2-Ciudad de Dios que incluye la SET Ciudad de Dios con un TP 33/23/10 kV-25 MVA, mediante la cual se atenderá las cargas que actualmente se alimentan a través de la LT 22,9 kV Cono Norte – Yura – Huanca.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

10. Inconsistencias en la información de capacidades empleadas por Osinergrmin

SEAL menciona que en el informe técnico N° 089-2016-GART, se observa que Osinergrmin ha considerado erróneamente una capacidad de transformación mayor a la real en la Subestación Mollendo. Sustenta su observación con un extracto de la hoja F202 del archivo “SER_A09.xlsx”, la cual muestra que la capacidad del transformador de Moliendo es de 8 MVA.

IDENTIFICACIÓN DE LAS SET's EXISTENTES QUE SUPERAN							
9							
NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	2014	2015	2016
		LADO	kV		-2	-1	0
SET MAT/AT/MT MOLLENDO TP - 138/33/23 Kv - 25/25/25 MVA	MAX. DEM. (1)	HV	138		3.82	4.01	4.17
	MAX. DEM. (1)	LV	23		3.82	4.01	4.17
	POT. INST. (MVA)	LV	138		25.00	25.00	25.00
	POT. INST. (MVA)	LV	23		25.00	25.00	25.00
	FACTOR DE USO	LV	138		0.15	0.16	0.17
	FACTOR DE USO	LV	23		0.15	0.16	0.17
SET AT/MT MOLLENDO TP - 33/10 kV - 8 MVA	MAX. DEM. (1)	HV	33		3.82	4.01	4.17
	MAX. DEM. (1)	LV	10		3.82	4.01	4.17
	POT. INST. (MVA)	LV	33		8.00	8.00	8.00
	POT. INST. (MVA)	LV	10		8.00	8.00	8.00
	FACTOR DE USO	LV	33		0.48	0.50	0.52
	FACTOR DE USO	LV	10		0.48	0.50	0.52

La empresa señala que en su propuesta (formato del SER, hoja F202) presentó al TP de Moliendo con una capacidad de 4,5 MVA, la cual también consta en el archivo de información general (formatos F002 y F003). Así mismo, prosigue, en la página 165 del informe impreso, SEAL presentó el cuadro de capacidad de transformación de sus instalaciones, donde se evidencia que la capacidad del transformador de la Subestación Moliendo es de 4,5 MVA.

Como sustento e información complementaria, SEAL presenta una fotografía de la placa del TP Mollendo, en la que se aprecia que efectivamente la capacidad es de 4,5 MVA.

ABB **ASEA BROWN BOVERI S.A.**

Nr. **1** **30451**

KVA **ONAN** **ONAF**
4500 **5500**

Volt. **10000**

Amps. **78,7** **96,2**
259,8 **317,5**

Enfriamiento **ONAN / ONAF**

Calentamiento **60 / 65 °C**

T.c.c. **7,1 %** **8,7 %**

Fases **3** Frec. **60 Hz**

Tipo **TD2AF**

Norma **CEI**

Altitud **1000 m.s.n.m.**

Arrollamiento / Bornes **AT 170 / 170 KV.BIL**
BT 75 / 75 KV.BIL

Peso Acable **2170 Kg.**

Peso Total **10100 Kg.**

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE						
Bornes	Terminales	Relación	VA	Clase	Norma	
AT	U V W	1S1 - 1S3	100 / 5 A.	20	SP10	C.E.I.
		1S1 - 1S2	50 / 5 A.			
		2S1 - 2S3	100 / 5 A.			
		2S1 - 2S2	50 / 5 A.			
BT	W	S1 - S3	350 / 5 A.	15	3	C.E.I.
		S1 - S2	275 / 5 A.			

ALTA TENSION					
Bornes	Pos.	Conexión	Conexión	Conexión	Conexión
U V W	1	X1 - U1	V1 - V1	Z1	
	2	U1 - X2	V1 - V2	W1	
	3	X2 - U2	V2 - V2	Z2	
	4	U2 - X3	V2 - V3	W2	
	5	X3 - U3	V3 - V3	Z3	

Producto Persona R.I. 18-23312-C

SEAL solicita corregir la capacidad actual del transformador de Mollendo y considerar la propuesta presentada en su estudio para atender el crecimiento de la demanda, el cual consiste en la implementación en el año 2018 de un TP 33/10 kV -15 MVA y dos celdas de alimentadores en 10 kV. Asimismo, menciona la empresa que el transformador actual de 4,5 MVA puede ser trasladado a la nueva Subestación Yarabamba.

Análisis de Osinerghmin

El transformador de Mollendo es de 5,5 MVA ONAF, el cual puede atender la demanda del sistema hasta el año 2021. Sin embargo, considerando que en el año 2017 queda libre el TP 33/10 kV-10 MVA de la SET Alto Cayma, se plantea su rotación a la SET Mollendo el año 2017, con lo cual se estaría atendiendo la demanda de Mollendo hasta el año 2036.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

11. Osinerghmin no considera la renovación de instalaciones que ya cumplieron su vida útil

SEAL señala que Osinerghmin desestima la propuesta de SEAL de renovar aquellos elementos de transmisión que han cumplido su vida útil, cuya información base obra en poder de Osinerghmin de regulaciones anteriores en los formatos de información general (F-002 y F-003). La empresa cita el caso de la línea Base Islay-Matarani, la cual tiene como registro de fecha en operación el año 1980 (36 años) presentado en el formato F-002 siguiente:

ÁREA DE DEMANDA		9				
NOMBRE DE LA LÍNEA		CÓDIGO ⁽²⁾	Fecha Puesta en Servicio			Tipo
(SET envío - SET Recepción) ⁽¹⁾			Día	Mes	Año	SST ó SCT
line pindustrial-molyoop_33		L-3080B			1989	SST
line pindustrial-Deriv. paucarpeta_33		L-3072			2010	SCT
line porongoché-lambramani_33		L-3093			2013	SCT
line charcani I-alto cayma_33		L-3005			2013	SCT
line base islay-agua lima_33		L-3035			1980	SST
line matarani-agua lima_33		L-3035			1980	SST
line base islay-meja_33		L-3036			1980	SST
line base islay-mollendo_33		L-3031			1980	SST
line deriv.agua lima-agua lima_33		L-3035-A			1980	SST
line cocachacra-la curva_33		L-3038-B			1980	SST
line deriv.meja-meja_33		L-3038-A			1980	SST
line cocachacra-chucarapi_33		L-3038-C			1965	SST
line meja-la curva_33		L-3037			1980	SST

SEAL sostiene que la línea Base Islay – Matarani, al haber cumplido su vida útil y estar expuesta a atender una mayor demanda en la zona de Matarani, inclusive la demanda de TISUR, la cual tiene un mandato de conexión (Resolución de Consejo Directivo N° 205- 2015-OS/CD, no estará en capacidad de atender dicho crecimiento de demanda.

En efecto, menciona que si se toma en cuenta la nueva demanda considerada por Osinerghmin (página 27 del informe técnico N° 089-2016-GART), se observa que tanto el transformador (6 MVA) por capacidad y la línea por antigüedad y cristalización en los conductores, no podrán atender el crecimiento de la demanda.

Como sustento, la empresa presenta una serie de fotografías que evidencian el mal estado de la línea Base Islay – Matarani, alegando que dicha línea se encuentra frente al mar, motivo por el cual los conductores se encuentran cristalizados por contaminación marina.





Estructuras de concreto corroídas en la base



SEAL recomienda que Osinergmin se pronuncie sobre la solicitud de renovación de la línea Base Islay - Matarani, el cual ya cumplió su vida útil, o en su defecto, considerar el plan propuesto presentado por SEAL en su estudio, el cual consiste en lo siguiente:

Año	Subestación	Elemento
2019	Matarani	Celda de línea en 138 kV
2019	Matarani	Transformador 138/33/10 kV de 50/25/25 MVA
2019	Matarani	Celda de transformador 138 kV
2019	Matarani	Celda de transformador 33 kV
2019	Matarani	Celda de transformador 10 kV
2019	Matarani	02 celdas de alimentadores 10 kV
2019	Base Islay	02 celdas de línea en 138 kV (cambio de 01 celda por corrosión)
2019	Base Islay	Celda de transformador 138 kV
2019	Base Islay	Celda de línea 33 kV
2019		Línea de transmisión 138 kV Base Islay – Matarani (10.06 km)

Análisis de Osinergmin

Las líneas en 33 kV del Sistema Eléctrico Islay se pusieron en servicio en el año 1995, con lo cual se tiene 21 años de operación. SEAL es responsable de las labores de mantenimiento y del buen estado de sus instalaciones dentro del período de vida útil.

Con relación a las cargas libres existentes, Osinerghmin ha dado mandato de conexión, pero las cargas libres nuevas deberán ser atendidas en nivel de 138 kV de la SET Base Islay. Las instalaciones deberán ser pagadas por los interesados, bajo la modalidad de un Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN) previsto en la Ley N° 28832, tomando como 'Punto de Alimentación' la barra en 138 kV de la SET Islay y desarrollar el proyecto más conveniente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

12. Osinerghmin no ha considerado la propuesta de SEAL de la nueva subestación El Cural

SEAL señala que Osinerghmin no ha tomado en cuenta la propuesta de SEAL de la nueva Subestación EL CURAL, la cual es necesaria para atender el crecimiento de la demanda al oeste de Challapampa, contando a la fecha con solicitudes de demanda que superan los 8 MW, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Nombre del Proyecto	Distrito	Provincia	Fecha Solicitud	Potencia KW	UTM E	UTM N	SET
Los Ranchos SAC	Uchumayo	Arequipa	16/01/15	1,000	224335	8186726	SET El Cural
Grupo Diario Comercio	Cerro Colorado	Arequipa	22/12/14	1,740	224430	8186274	SET El Cural
Komatsu Mitsui maquinarias del Perú	Cerro Colorado	Arequipa	29/05/15	850	224015	8186005	SET El Cural
Rocatech	Uchumayo	Arequipa	23/06/15	1,200	221958	8184112	SET El Cural
Centro de Servicio empresa ABB	Cerro Colorado	Arequipa	22/09/15	1,150	223997	8184713	SET El Cural
Zona de actividad logística Industrial - GRA	Uchumayo	Arequipa	A la espera	2,500	221149	8184540	SET El Cural
Demandas SET El Cural				8,440			

Por otro lado, menciona SEAL, Osinerghmin sí considera las solicitudes presentadas por SEAL en la hoja "factibilidades" del archivo "Demanda A09.XLSX" y en su formato F-203 incluye en Challapampa la totalidad de la demanda, incluida la de Goyoneche y El Cural.

SEAL sostiene que no es correcta la propuesta de Osinerghmin debido a que las demandas están más alejadas de Challapampa, siendo el centro de carga EL CURAL, al Sur Oeste de dicha SET, tal como se muestra en la imagen siguiente:



Por lo tanto, manifiesta que si se considera que Osinermin contempló la demanda de EL CURAL, el formato F203 que forma parte del presente informe de opiniones, muestra el nivel de cargabilidad que tendría esta nueva SET.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda 0	2017	2018	2019	2020	2021
		LADO	kV			1	2	3	4	5
EL CURAL	MAX. DEM. ⁽¹⁾	MT	10			13.05	13.44	13.84	14.26	14.69
	Transformador "1"	MT	10			5.22	5.38	5.54	5.70	5.87
SET AT/MT "1"	Transformador "2"	MT	10	nuevo		5.22	5.38	5.54	5.70	5.87
33/22.9/10 kV	Transformador "n"	MT	22.9	nuevo		7.83	8.06	8.31	8.55	8.81
	P. INST. ⁽²⁾					25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
	FACTOR DE USO					52%	54%	55%	57%	59%

SEAL solicita que Osinermin apruebe el plan propuesto por SEAL para la Nueva SET EL CURAL, el cual consiste en lo siguiente:

Año	Subestación	Elemento
2018	El Cural	Transformador 33/22.9/10 kV de 25/25/25 MVA
2018	El Cural	Celda de línea 33 kV
2018	El Cural	Celda de transformador 33 kV
2018	El Cural	Celda de transformador 22.9 kV
2018	El Cural	Celda de transformador 10 kV
2018	El Cural	02 celdas de alimentadores 10 kV
2018	El Cural	02 celdas de alimentadores 22.9 kV
2018	El Cural	01 celda de medición
2018		Línea en 33 kV Challapampa – El Cural (9 km)

Análisis de Osinermin

Se ha evaluado la implementación de la SET El Cural, donde SEAL presenta su ubicación, la misma que coincide con la evaluación efectuada por Osinermin (SET Pachacútec), la cual permitirá descargar la SET Challapampa.

En el caso de la LT 33 kV Challapampa-El Cural, se ha previsto una línea aérea de 240 mm², que tendría más de 30 MW de capacidad, en lugar de la LT subterránea propuesta por SEAL. En los casos que se tenga dificultad con DMS, se podrá utilizar un cable compacto aéreo, con separación entre conductores de 50 cm.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

13. Osinermin no ha considerado la propuesta de SEAL de la Nueva Subestación La Goyoneche

SEAL señala que Osinermin no ha tomado en cuenta su propuesta de la nueva Subestación LA GOYONECHE, la cual es necesaria para atender el crecimiento de la demanda al Sur de Challapampa, donde se viene desarrollando las obras de nuevos Condominios, algunos de los cuales ya han sido construidos y otros se encuentran en etapa de construcción. Estos Condominios representarán un incremento de demanda de 8 MW aproximadamente.

La empresa sostiene que la subestación Challapampa, por limitaciones de espacio y de distancia de seguridad a viviendas y/o colegios, no podrá atender el crecimiento de la demanda por la existencia de los nuevos condominios, por lo tanto, concluye, se

justifica la nueva Subestación LA GOYONECHE por las siguientes razones:

- Considerando las limitaciones de espacio, inclusive para hacer pequeñas ampliaciones en la barra de 10 kV y 33 kV, se propuso la ampliación de la SET Challapampa 2 (La Goyoneche) ubicada aproximadamente a 300 metros.
- La misma prepublicación reconoce que no existe espacio suficiente para una SET 138/33/10 kV, al proponer que se adquiriera 400 m² de terreno aledaños a la SET sobre propiedad privada, con un supuesto imposible de alcanzar, considerando que por un lateral existe un colegio y por el otro lateral un inmueble de la beneficencia destinada a establecimiento de salud.
- Imposibilidad de mayores salidas en MT y AT desde la SET Challapampa debido a la alta congestión urbana y limitaciones en la licencia social.
- Además que la SET Challapampa se encuentra aledaña a un colegio de aproximadamente medio millar de alumnos, Ver CNE Suministro 2011.
- Imposibilidad operativa para montaje y desmontaje de equipos (operación de grúas).
- La SET Challapampa se encuentra montada sobre terreno de relleno al existir un desnivel entre la Av. Aviación y Av. Metropolitana, por lo que la capacidad portante del terreno no garantiza una adecuada cimentación para transformadores de potencia.
- Para una mejor operación y maniobras en la actual SET Challapampa se tiene previsto la ampliación de la sala técnica para la implementación de las celdas en 33 kV retiradas del Parque industrial, adicionalmente la compensación reactiva aprobada en el PIT 2013-2017.
- Complementariamente a lo indicado, parte de la SET está destinada a la ampliación de la Vía Metropolitana de Arequipa.

Como sustento, SEAL presenta fotografías de la situación actual de Challapampa, las obras del condominio y del terreno para la construcción de la nueva SET LA GOYONECHE.



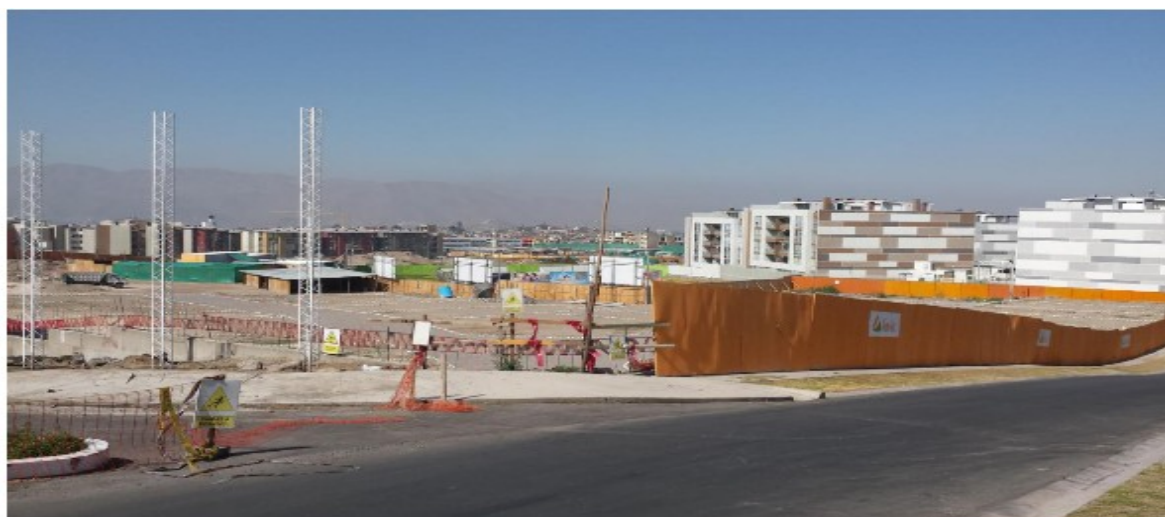
Límite con Colegio en Challapampa



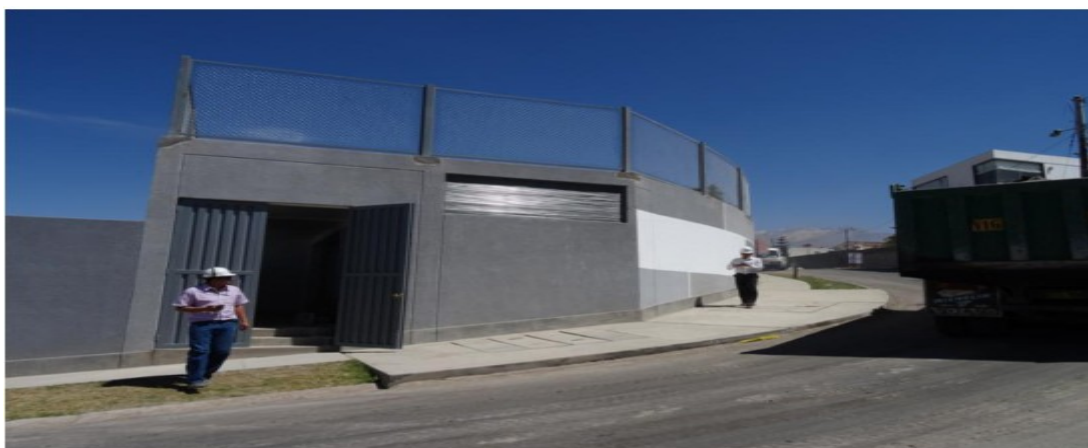
Limitaciones de espacio en SET Challapampa



Nuevos Condominios en La Goyoneche



Obras Civiles de la SET Goyoneche concluidas



El terreno y las obras civiles que están concluidas a la fecha, pertenecen a un privado y serán transferidos a SEAL a título gratuito.

SEAL afirma que el formato F-203 de Osinerghmin incluye en Challapampa la totalidad de la demanda, incluida la de Goyoneche y El Cural, tal como se puede evidenciar en la imagen siguiente:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación	Máxima Demanda				
		LADO	kV		2016 0	2017 1	2018 2	2019 3	2020 4
SET AT/MT CHALLAPAMPA	MAX. DEM. (1)	LV	10		22.77	24.32	25.94	27.62	29.37
TP 33/10 kV-25 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10		25.00	25.00	25.00		
Nuevo TP 138/33/10 kV-75/50/40 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10					40.00	40.00
	FACTOR DE USO	LV	10		0.91	0.97	1.04	0.69	0.73

Asimismo, SEAL presenta el formato F-203, que muestra el nivel de cargabilidad que tendría la nueva SET La Goyoneche.

NOMBRE DE LA	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año	Máxima	2017	2018	2019	2020	2021	
SET		LADO	kV	Fabricación	Demanda	0	1	2	3	4	5
GOYONECHE	MAX. DEM. ⁽¹⁾						2.99	3.29	3.62	3.98	4.18
	Transformador "1"	MT	10	nuevo			2.99	3.29	3.62	3.98	4.18
SET AT/MT "13"	Transformador "n"										
	P. INST. ⁽²⁾						25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
	FACTOR DE USO						12%	13%	14%	16%	17%

Ubicación de la SET La Goyoneche



SEAL solicita que Osinerghmin apruebe el plan propuesto para la Nueva SET La Goyoneche, el cual consiste en lo siguiente:

Año	Subestación	Elemento
2018	La Goyoneche	Transformador 33/10 kV de 25 MVA
2018	La Goyoneche	Celda de línea 33 kV
2018	La Goyoneche	Celda de transformador 33 kV
2018	La Goyoneche	Celda de transformador 10 kV
2018	La Goyoneche	04 celdas de alimentadores 10 kV
2018	La Goyoneche	01 celda de medición
2018		Línea en 33 kV La Goyoneche - Challapampa – El Cural (1 km) (cable subterráneo)

Análisis de Osinerghmin

La SET La Goyoneche se ubica a 1 km de la SET Challapampa, y para esa distancia SEAL y/o los interesados podrán solucionarlo con un circuito en 10 kV, e instalar las celdas en 10 kV necesarias para el condominio correspondiente, motivo por el cual dicha inversión en 10 kV no es factible incluirla en el Plan de Inversiones de Transmisión.

Con la SET El Cural 33/23/10 kV se distribuye parte de la carga de la SET Challapampa y la carga del condominio Goyoneche se alimentaría en 10 kV. En el siguiente Plan de Inversiones se considera que debe implementarse la SET Metropolitana 33/10 kV-25 MVA, que se ubicaría en un punto intermedio entre las SET's Parque Industrial y Challapampa. Esta nueva SET tomaría carga de estas dos SET's, con lo cual se resolvería la creciente demanda de los condominios a construirse en dicha zona.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

14. Osinerghmin no ha tomado en consideración la necesidad de contar con transformadores de reserva

SEAL sostiene que cuenta con un transformador de reserva aprobado en el PIT 2013 – 2017, el cual viene siendo remunerado por la demanda y se encuentra actualmente para libre disposición en la SET Jesús.



SEAL sostiene que Osinerghmin no puede disponer de un equipo que viene siendo remunerado para otra finalidad distinta para el cual fue aprobada, lo cual sería una infracción contra la normativa.

La empresa señala que Osinerghmin dispone, en la prepublicación, utilizar el transformador de reserva en la SET Chilina, dejando sin posibilidad de reemplazo ante cualquier falla que puedan presentar en los 10 transformadores de las subestaciones con el lado de AT en 138 kV siguientes: Chilina, Socabaya (2 unidades), Parque industrial, Jesús, Futuro Cono Norte 2, Majes, Base Islay, Repartición y Camaná. Además, prosigue, que Osinerghmin no ha tomado en consideración el estudio realizado sobre la justificación técnica económica de reserva de capacidad de transformación en los sistemas de SEAL, específicamente en el Anexo 03 de la página foliada N° 63 del estudio presentado el 13 de noviembre del 2015.

Señala SEAL, como resultado de dicho estudio se concluye la necesidad de disponer de dos transformadores de reserva, los cuales se presentan en la página foliada N° 81 del estudio, consistiendo en lo siguiente:

Nombre de Elemento	Instalación	Código
Transformador de Potencia 33/23-10 kV, 20 MVA	Reserva Arequipa	TP-033023010-020SI2E
Transformador de Potencia 138/33 kV, 60 MVA	Reserva Arequipa	TP-138033010-060SI2E

SEAL sostiene que la transformación 138/33 kV en la SET Chilina es de responsabilidad del generador (Egasa) y solicita que Osinerghmin no considere la rotación del transformador de reserva 138/33 kV para ser instalado permanentemente en la SET Chilina, dejando sin transformador de reserva a los sistemas eléctricos y, consecuentemente, afirma que SEAL no asumiría la responsabilidad que se pueda generar ante un eventual fallo de uno de los transformadores que tengan como respaldo la unidad de reserva. Además, solicita considerar un transformador de reserva 33/23/10 kV, de acuerdo al estudio de justificación técnica económica de reserva de capacidad de transformación en los sistemas de SEAL.

Análisis de Osinerghmin

Considerando lo señalado por SEAL, se ha previsto tres transformadores de reserva para el Área de Demanda 9, conforme se describe a continuación,

- TP de reserva 138/33 kV-75 MVA, PIT 2013-2017: SEAL cuenta con este TP, ubicado en la SET Jesús.
- TP de reserva 33/23/10 kV-25 MVA, PIT 2013-2017 modificado: SEAL debe instalar este TP el 2017 en la SET Cono Norte1 y pasarlo a reserva el 2018, luego que ingrese la SET Cono Norte 2.
- TP de reserva 33/10 kV-5,5 MVA: Para las zonas de provincias, se dispondrá el 2017 con el TP de 5,5 MVA de la SET Mollendo.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

15. Osinergrmin no ha considerado la doble terna que llegará a la nueva subestación San Luis

SEAL menciona que, para el caso de la nueva SET San Luis, considerada por Osinergrmin en el periodo 2017-2021, solo considera 01 celda de llegada y salida para dicha SET, cuando en realidad la línea que pasa por San Luis es una doble terna.

Como sustento SEAL refiere al archivo Excel “Inversión A_09.XLSX”, hoja F-305, publicado en el portal de Osinergrmin como parte de la información que sustenta la RESOLUCIÓN. Asimismo, presenta fotografías de la línea de transmisión y terreno de la SET San Luis.



SEAL solicita que Osinergrmin corrija la valorización de la Nueva SET San Luis, considerando doble celda de llegada y doble de salida en 33 kV.

Análisis de Osinergrmin

La nueva SET San Luis 33/10 kV-25 MVA secciona una terna de la LT 33 kV Chilina-Jesús. SEAL plantea el seccionamiento de las 2 ternas. La nueva SET se ubicará dentro del cerco de la SET San Luis existente y tomará carga de las SET's San Lázaro

y Chilina. Los análisis del crecimiento de la demanda y flujos de potencia demuestran que recién se requiere disponer de las dos ternas en el año 2025.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

16. **Osinergmin no ha considerado el transformador de tres devanados para la SET Jesús 33/23/10 kV**

SEAL menciona que el crecimiento en media tensión en las subestaciones ubicadas en la periferia de la ciudad de Arequipa debe migrar de un nivel de Tensión de 10 kV a 22,9 kV, considerando el crecimiento de la ciudad y el requerimiento de cargas importantes que se presentan. Señala que actualmente la zona de Chiguata y el Distrito de San Juan de Tarucani, ubicado a una distancia mayor a 40 km de la SET Jesús, cuentan con un nivel de tensión de 22,9 kV.

Por otro lado, la empresa refiere que de acuerdo a la evaluación realizada por Osinergmin, se ha determinado la conveniencia de utilizar transformadores de tres devanados con la misma potencia debido a que durante su vida útil son más convenientes técnica y económicamente.

En ese sentido, con relación a la SET Jesús, SEAL solicita retirar del Plan de Inversiones 2013-2017 el TP 33/10 kV-25 MVA e incluir en el PIT 2017-2021 los siguientes elementos:

Año	Subestación	Elemento	Tensión kV
2017	SET AT/MT JESUS	Celda de Transformador	23
2017	SET AT/MT JESUS	Celda de Alimentadores	23
2017	SET AT/MT JESUS	Celda de Alimentadores	23
2017	SET AT/MT JESUS	Celda de Medición	23
2017	SET AT/MT JESUS	Transformador de Potencia de 25 MVA	033023010

Análisis de Osinergmin

Se han efectuado los análisis correspondientes al Sistema Arequipa y se considera conveniente modificar el PIT 2013-2017. Por tanto, se cambia los TP 33/10 kV-25 MVA con TP 33/22,9/10 kV-25 MVA en las SET's Jesús, Socabaya y Cono Norte1. Esta última se convertirá en TP de reserva al ingresar la LT 138kV Charcani VII – Cono Norte.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

17. **Osinergmin no ha considerado el transformador de tres devanados para la SET Cono Norte 33/23/10 kV**

SEAL menciona que el crecimiento en media tensión en las subestaciones ubicadas en la periferia de la ciudad de Arequipa debe migrar de un nivel de Tensión de 10 kV a 22,9 kV, considerando el crecimiento de la ciudad y el requerimiento de cargas importantes que se presentan. Señala que actualmente la zona de Cono Norte, Yura y Huanca a más de 60 Km de la SET Cono Norte, ubicado a una distancia mayor a 60 km de la SET Jesús, cuentan con un nivel de tensión de 22,9 kV.

Por otro lado, la empresa refiere que de acuerdo a la evaluación realizada por Osinergrmin, se ha determinado la conveniencia de utilizar transformadores de tres devanados con la misma potencia debido a que durante su vida útil son más convenientes técnica y económicamente.

En ese sentido, con relación a la SET Cono Norte, SEAL solicita retirar del Plan de Inversiones 2013-2017 el TP 33/10kV-25MVA e incluir en el PIT 2017-2021 los siguientes elementos para la SET Nueva Cono Norte (Cono Norte 2):

Año	Subestación	Elemento	Tensión kV
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Celda de Transformador	33
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Celda de Transformador	23
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Celda de Alimentadores	23
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Celda de Alimentadores	23
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Celda de Medición	10
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Celda de Medición	23
2017	SET MAT/AT/MT NUEVA CONO NORTE	Transformador de Potencia de 25 MVA	033023010

Análisis de Osinergrmin

Se han efectuado los análisis correspondientes al Sistema Arequipa y se considera conveniente modificar el PIT 2013-2017. Por tanto, se cambia el TP 33/10 kV-25 MVA de la SET Cono Norte con un TP 33/22,9/10 kV-25 MVA a ubicarse en SET Nueva Cono Norte y se retiran el resto de elementos. Dicho TP reemplazará al TP 33/10 kV-12 MVA de la SET Cono Norte en el año 2017 y con el ingreso del TP 138/33/10 kV en la SET Nueva Cono Norte proyectada para el año 2018, el TP 33/22,9/10 kV pasará a reserva.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

18. Osinergrmin no ha considerado las celdas en 33 kV SET San Lázaro

SEAL menciona que el Plan de Transmisión 2013-2017 aprobó una celda de línea en 33 kV para la SET San Lázaro, sin embargo la Línea en 33 kV Chilina - San Lázaro es de doble terna, por lo tanto, prosigue, para unificar tecnologías y aprovechar la economía de escala es necesario que se adquieran en un solo paquete las tres (03) celdas en 33 kV que se requieren en la SET San Lázaro, dos celdas de línea y una celda de transformador.

En ese sentido, con relación a la SET San Lázaro, SEAL solicita retirar del Plan de Inversiones 2013-2017 la Celda de Línea AT/MT e incluir en el PIT 2017-2021 los siguientes elementos:

Año	Subestación	Elemento	Tensión kV
2018	SET AT/MT SAN LAZARO	Celda de Línea a CHILINA	33
2018	SET AT/MT SAN LAZARO	Celda de Línea a CHILINA	33
2018	SET AT/MT SAN LAZARO	Celda de Transformador	33
2018	SET AT/MT SAN LAZARO	Celda de Alimentadores	10
2018	SET AT/MT SAN LAZARO	Celda de Alimentadores	10

Análisis de Osinergrmin

Se toma en cuenta la recomendación y se retira del PIT 2013-2017 la celda de línea 33kV. En este sentido, se propone 2 celdas de línea y una celda de transformador 33

kV en la SET San Lazaro. Las celdas de alimentador no se justifican ya que se traslada carga a la SET San Luis.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

19. Osinergmin no ha considerado las celdas en 22,9 kV SET Repartición

SEAL resalta la importancia de la SET Repartición 138 kV, cuyo crecimiento de demanda es significativo y son atendidos con reclosers. La empresa manifiesta que se requiere reemplazar estos reclosers por celdas en 22,9 kV y la aprobación de nuevas celdas en 22,9 kV siguientes:

- Celda en 22,9 kV de transformador
- Celda en 22,9 kV alimentador existente “San Camilo”,
- Celda en 22,9 kV alimentador existente “Enlace km 48”,
- Celda en 22,9 kV alimentador nuevo para atender cargas de la margen izquierda de la carretera Panamericana y nuevos clientes como Joy Global, Molycop, entre otros.
- Celda en 22,9 kV alimentador nuevo, para traslado de carga del actual alimentador Panamericana, que actualmente se alimenta desde la SET El Cruce y atender nuevos requerimientos entre otros de la Granja Rinconada del Sur.
- Celda en 22,9 kV alimentador nuevo, que tomará parte de la carga del actual alimentador San Camilo y podrá atender nuevos requerimiento, entre otros, el Centro de Reparación Mantenimiento Mayor de Helicópteros.

En ese sentido, SEAL solicita incluir en el PIT 2017-2021 los siguientes elementos en la SET Repartición:

Año	Subestación	Elemento	Tensión kV
2018	SET MAT/AT/MT REPARTICION	Celda de Alimentadores	23
2018	SET MAT/AT/MT REPARTICION	Celda de Alimentadores	23
2018	SET MAT/AT/MT REPARTICION	Celda de Alimentadores	23
2018	SET MAT/AT/MT REPARTICION	Celda de Alimentadores	23
2018	SET MAT/AT/MT REPARTICION	Celda de Alimentadores	23
2018	SET MAT/AT/MT REPARTICION	Celda de Medición	23

Análisis de Osinergmin

Se ha considerado la necesidad, tanto por seguridad y continuidad del servicio, del cambio de reclosers por alimentadores en 22,9 kV para la SET Repartición indicados por SEAL.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

20. Osinerghmin no ha considerado el reemplazo de la línea en 33 kV Chilina-San Lázaro

SEAL solicita se considere la remodelación de las líneas aéreas en 33 kV Chilina-San Lázaro para convertirlas en subterráneas, debido a que han cumplido su vida útil por antigüedad y tener problemas de servidumbre y distancias de seguridad. La empresa menciona que el requerimiento se encuentra en el informe presentado el 13 de noviembre del 2015.

Análisis de Osinerghmin

Se tiene conocimiento de la antigüedad de la LT 33 kV D/T Chilina-San Lázaro y se plantea el reemplazo de la línea existente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

21. Osinerghmin considera la SET Challapampa 138/33/10 kV

SEAL menciona no estar de acuerdo con lo planteado en la prepublicación, según lo señalado en el acápite 4,6, sin embargo señala adicionalmente lo siguiente:

- Es imposible llegar con una Línea en 138 kV a la SET Challapampa, tanto aérea como soterrada, debido a la alta congestión urbana y limitaciones en la licencia social, las mismas que se han presentado durante la ejecución de LT 138 kV Socabaya - Parque Industrial, zona que tiene menos densidad urbana.
- El transformador de tres bobinados propuesto no garantiza la continuidad del servicio; adicionalmente, implicaría elevar potencias de cortocircuito en las barras de 33 y 10kV a valores por encima de los 50 kA. Lo cual significaría cambiar todo el equipamiento de las redes de sub-transmisión y distribución e inclusive de sistemas privados de utilización.
- Ante una falla no se contaría con un transformador de reserva, dado que el sistema eléctrico tiene estandarizado transformadores de dos bobinados 138/33 kV.
- No es conveniente, como criterio técnico, tener dos SET de transformación en 138 kV separadas a distancias tan cortas (2,65 km de Chilina y 4 km de Parque Industrial).

Análisis de Osinerghmin

Se ha ratificado la repotenciación de la LT 33 kV Challapampa-Cono Norte de 85 a 185 mm² del PIT 2013-2017, motivo por el cual queda sin efecto la SET Challapampa 138/33/10 kV en el PIT 2017-2021.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

22. Osinerghmin considera la Línea de Transmisión 138 kV P. Industrial-Challapampa

SEAL manifiesta que la propuesta de la LT 138 kV no es viable debido a las consideraciones indicadas en el numeral 22 y fundamentalmente por que la propuesta

para alimentar esa línea devendría de la implementación de un nuevo conductor por fase en la línea actual Socabaya - Parque Industrial 138 kV, dicho supuesto no es viable debido lo siguiente:

- La línea no está preparada para una doble terna, por lo cual la instalación de doble conductor no es técnicamente viable por los esfuerzos en las estructuras, por las distancias de seguridad, por el cambio de equipamiento, porque para instalar este conductor significaría dejar sin servicio la línea 138 kV Socabaya-Parque Industrial por aproximadamente 45 días, dejando un 25% de la ciudad fuera de servicio por ese periodo.
- En el supuesto negado de contar con el doble conductor y analizando la propuesta de Osinerghmin, en el Parque Industrial se requerirían tres bahías en 138 kV adicionales (celda de llegada doble conductor de Socabaya, Salida a Challapampa y Llegada de Cerro Verde) lo cual es inviable por razones de espacio.
- En el supuesto negado que fuera posible contar con doble conductor, la propuesta planteada por SEAL de la LT 138 kV Repartición-Cono Norte (33 km-línea a instalarse en la berma central de la autopista Arequipa - La Joya, sin problemas sociales, sin problemas de servidumbre y totalmente aérea), resulta económicamente más conveniente comparada con la propuesta de la nueva terna LT 138 kV Socabaya-Parque Industrial, Parque Industrial-Challapampa (soterrada en la mayor parte del recorrido, problemas sociales, problemas de servidumbre, imposibilidad técnica) y Challapampa-Cono Norte 2 (22,5 km).

Análisis de Osinerghmin

La línea 138 kV Parque Industrial-Challapampa no ha sido considerada en el PIT 2017-2021. No se está considerando a futuro los dos conductores por fase para la LT 138kV Socabaya-Parque Industrial. Asimismo, se está considerando en el PIT 2017-2021 la LT 138 kV Charcani VII-Cono Norte 2 y la SET Cono Norte 2 138/33/10 kV-75 MVA.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

23. Osinerghmin considera la instalación de un solo transformador en la SET Chilina

SEAL señala que, de acuerdo a los análisis efectuados por Osinerghmin, la demanda en la SET Chilina sería cubierta con un solo transformador de potencia 138/33 kV, debido a la entrada en operación de la SET Parque Industrial 138/33 kV-60/75 MVA, la entrada en operación de la SET Jesús 138/33 kV-60/75 MVA y debido a la propuesta de implementación de la SET Cono Norte 138/33 kV-60/75 MVA. Bajo este supuesto, SEAL menciona estar conforme con el análisis efectuado por Osinerghmin y considera conveniente postergar para un siguiente Plan de Inversiones las ampliaciones en la SET Chilina planteadas en el PIT 2013-2017.

Por consiguiente, prosigue SEAL, estar de acuerdo con lo planteado por Osinerghmin en el sentido que la SET Chilina opere con un solo transformador 138/33 kV, el cual actualmente es de propiedad del generador y está siendo reconocido por la tarifa, Para efectos de mantenimiento y/o ante una eventual falla del transformador existente, SEAL cuenta con una unidad de reserva que puede ser utilizada temporalmente para cubrir esta eventualidad.

Análisis de Osinerghmin

Se toma en consideración la opinión de SEAL de postergar para un siguiente Plan de Inversiones las ampliaciones en la SET Chilina planteadas en el PIT 2013-2017. Sin embargo, dado que se requiere un nuevo transformador en la SET Charcani VII, de igual capacidad a la existente en la SET Chilina, se considera en el PIT 2017-2021 un TP 138/33 kV-80 MVA a cargo de Egasa, que reemplazará al actual que requiere un Over Haul, para luego ser rotado a la SET Charcani VII.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

24. Osinerghmin considera la instalación de una línea en 138 kV Charcani VII-Cono Norte

SEAL refiere que en su propuesta consideró una LT 138 kV Repartición-Cono Norte, sin embargo en la prepublicación Osinerghmin considera que la SET Cono Norte 138/33 kV sea alimentada desde la futura barra 138 kV Charcani VII, con operación inicial en 33 kV.

Menciona SEAL, que ha procedido a evaluar la propuesta considerando la incorporación de la CH Charcani VII y la barra 138 kV SET Charcani VII (donde SEAL se conectaría en 138 kV hacia la SET Cono Norte), y dan su conformidad a la ejecución de esta línea en 138 kV y su operación en 138 kV, descartando operaciones iniciales y temporales en 33 kV al implicar las mismas inversiones adicionales, reconocimientos inadecuados e ineficiente ejecución de los proyectos.

Adicionalmente, infiere SEAL, que en la ubicación de la SET Charcani VII no existen líneas de conexión en 33 kV, por lo cual para una operación temporal habría que instalar nuevos kilómetros de línea en 33 kV.

Análisis de Osinerghmin

SEAL manifiesta estar de acuerdo con incluir en el PIT 2017-2021 la LT 138 kV Charcani VII-Cono Norte y SET Cono Norte 2 o Nuevo Cono Norte en 138 kV. Lo cual robustece y asegura el suministro para la ciudad de Arequipa.

Por otro lado, cabe señalar que se ha previsto la SET Charcani VII 138/33kV-60 MVA a cargo de Egasa, con celdas en 33 kV para continuar alimentando a Alto Cayma a través de la LT 33 kV Charcani VII-Alto Cayma, dado que saldrá fuera de servicio la SET Charcani I de donde actualmente se alimenta Alto Cayma. Para el tramo de línea en 33 kV Charcani VII-Charcani I requerido para la LT Charcani I-Alto Cayma, se podrá utilizar una de las LT 33 kV que vienen de las CC.HH. Charcani IV y VI que efectúan dicho cruce. Egasa ha mostrado su disposición para que esta instalación sea utilizada por SEAL.

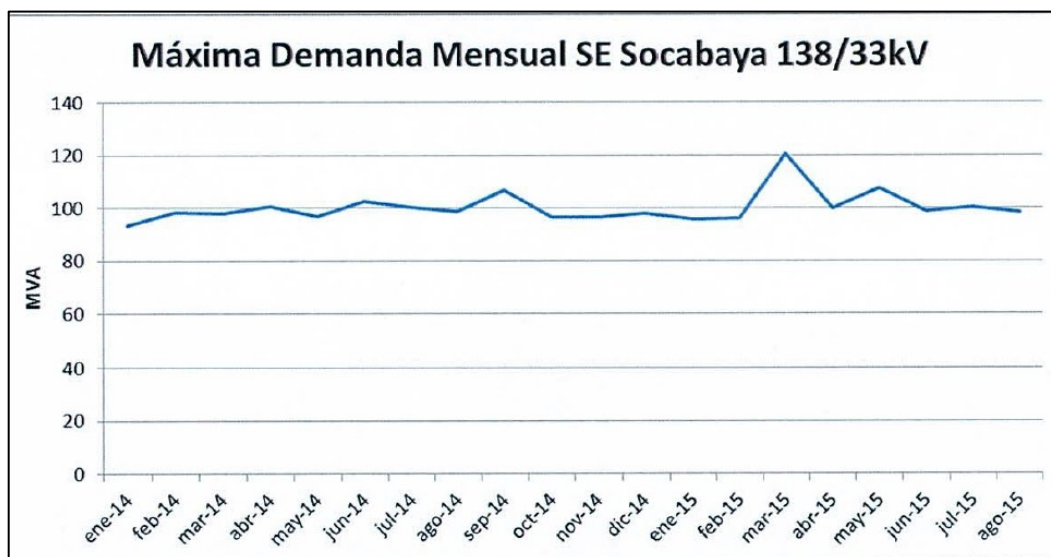
Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACION presentadas por REP

1. Comentario respecto la subestación Socabaya

REP indica que, tiene los registros de medición de los flujos totales de potencia por los transformadores 138/33kV de la SET Socabaya, el cual se muestra en la siguiente figura



REP menciona que, la capacidad total de transformación de la SET Socabaya 138/33kV es de 120MVA (2x60MVA), el cual fue superado ligeramente en el mes de marzo de 2015.

En la tabla siguiente tabla REP muestra la máxima demanda proyectada para la zona de Socabaya 33kV. Al respecto, indica que de acuerdo a los datos, desde el 2013, supera la capacidad de transformación, sin embargo, hay otros transformadores 138/33kV en la zona que limitan el flujo de potencia por el transformador de Socabaya 138/33kV (SET Chilina y Jesús de 60 y 80MVA respectivamente). Continúa mencionando que, actualmente, están proyectados nuevos equipos de transformación 138/33kV en Parque Industrial y Chilina de 60MVA cada uno.

SUBESTACIÓN	TENSIÓN (kV)	POTENCIA (MW)													
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ALTO CAYMA	10	3.4	5.9	6.3	7.0	7.1	7.3	7.5	8.7	8.9	9.0	9.2	9.4	9.6	9.8
CHALLAPAMPA	10.5	16.0	16.6	17.3	18.0	18.7	19.5	20.4	21.2	22.1	22.9	23.8	24.7	25.6	26.5
CHILINA	10	17.6	18.3	19.1	19.9	20.6	21.5	22.5	23.4	24.3	25.3	26.2	27.2	28.2	29.2
CONO NORTE	10	7.5	7.9	8.2	8.5	8.8	9.2	9.6	10.0	10.4	10.8	11.2	11.7	12.1	12.5
JESUS	10	16.5	17.2	17.9	18.6	19.3	20.2	21.1	21.9	22.8	23.7	24.6	25.5	26.4	27.3
LAMBRAMANI	10	3.3	3.5	3.6	3.7	3.9	4.1	4.2	4.4	4.6	4.8	4.9	5.1	5.3	5.5
PARQUE INDUSTRIAL 04	10	32.3	33.6	35.0	36.4	37.7	39.4	41.0	42.7	44.5	46.2	47.9	49.7	51.5	53.2
PORONGOCHE	10	6.6	6.9	7.1	7.4	7.7	8.0	8.4	8.7	9.1	9.5	9.8	10.2	10.5	10.9
REAL PLAZA	10	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4	6.6	6.8	7.0
SAN LAZARO	10	16.4	17.1	17.8	18.5	19.2	20.0	20.9	21.8	22.6	23.5	24.4	25.3	26.2	27.1
SOCABAYA	10	16.2	16.8	17.5	18.2	18.9	19.7	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.0	25.8	26.7
PARQUE INDUSTRIAL 04	33	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
CHARCANI I	33	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
ACERS33	33	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Total (MW)		143.2	151.2	161.3	167.8	173.7	181.0	188.3	196.8	204.2	211.8	219.4	227.1	234.8	242.6
MD - FP = 0.95 (MVA)		151	159	170	177	183	190	198	207	215	223	231	239	247	255

Al respecto, REP menciona que se requiere que con celeridad ingresen en operación comercial los proyectos de ampliación para evitar sobrecargas en los transformadores de Socabaya ante contingencias de equipos de transformación adyacente.

Por lo tanto, REP concluye que se requiere celeridad en el ingreso de los nuevos proyectos de transformación 138/33kV (SEAL) en la zona de Socabaya para evitar sobrecargas. Asimismo, precisa que con los equipos de transformación mostrados en el Plan de Inversiones 2013-2017 en la red de 138/33kV(SEAL), no se muestran sobrecargas en el período de análisis.

Análisis de Osinergmin

Osinergmin coincide con el comentario de REP, y por ello y tal como se ve plasmado en el planeamiento propuesto por Osinergmin se concluye que la expansión de la transmisión en el área de Demanda 9 se debe dar en niveles de 138kV a más.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

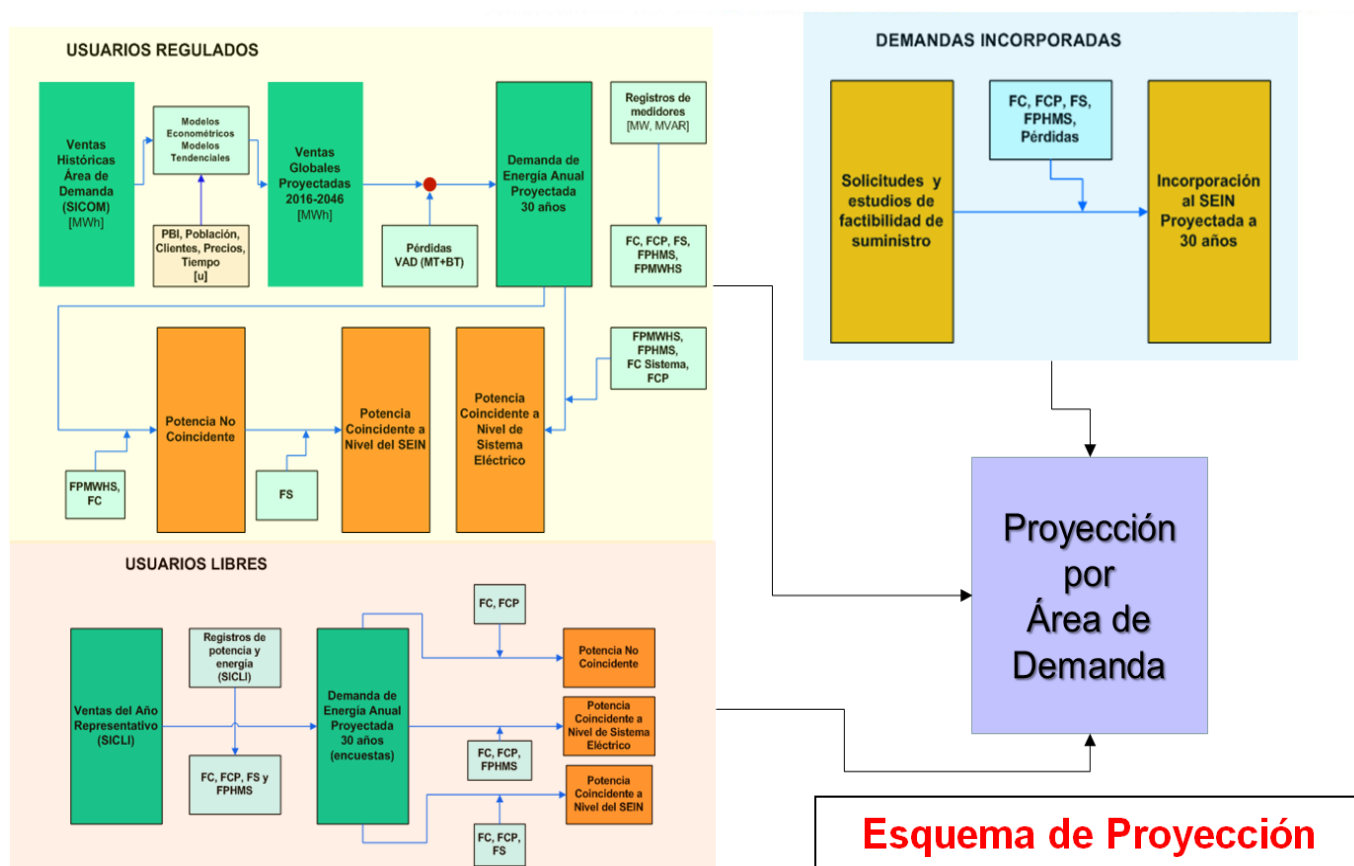
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

En el siguiente esquema se presenta en resumen los criterios y la metodología empleada para efectuar el pronóstico de la venta de energía, acorde a lo dispuesto en el Capítulo Primero “Proyección de la Demanda” de la NORMA TARIFAS:

Figura N°1
Flujograma del Proceso de Determinación de la Proyección de la Demanda



Las etapas del estudio se detallan a continuación:

- ❖ El Estudio se inicia con la recolección de los datos básicos para la proyección de la demanda.
- ❖ La proyección de la demanda de energía y potencia se efectúa para un periodo de 30 años.

A. Datos Históricos e Información Base, 1996-2014

A.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han revisado teniendo como referencia la información de la Bases de Datos que publica el Osinerghmin denominada Sistema de Información Comercial (en adelante “SICOM”), las cuales están organizadas con información proporcionada periódicamente por las propias empresas concesionarias que suministran energía eléctrica.

A.2 PBI Regional

El PBI empleado para la construcción de los modelos econométricos es el PBI del Área de Demanda calculado mediante una ponderación del PBI de Arequipa y Moquegua, en función de las ventas de energía en cada uno de los departamentos que conforman el área de demanda, para lo cual se identificaron las ventas por Área de Demanda y por departamento correspondiente al año 2014. El PBI de los mencionados departamentos están en millones de soles del año 2007 y son calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

Para el periodo 2007-2014, esta información se extrajo de las publicaciones del INEI: i) Producto Bruto Interno por Departamentos 2007-2013, Año Base 2007, noviembre 2014; y, ii) Producto Bruto Interno por Departamentos 2014 (cifras preliminares), julio 2015. Para el periodo 1996-2006 se calculó estos valores departamentales multiplicando el PBI nacional, en millones de soles del 2007, por la participación relativa del PBI departamental sobre el PBI nacional correspondiente al año base 1994 (ver: Producto Bruto Interno por Departamentos 2001-2012, Año Base 1994, INEI, octubre 2013; y Compendio Estadísticos, 2005). Estos cálculos se efectúan porque no existe información oficial del PBI departamental con año base 2007 para el periodo previo al 2007.

A.3 Población Regional

Los datos históricos de base para esta estimación provienen de los Censos Nacionales de Población de los años 1993, 2005 y 2007 publicados por el INEI (Fuente del último censo: Documento Primeros Resultados Perú: Crecimiento y Distribución de la Población, 2007). Los valores entre esos años fueron interpolados a la tasa de crecimiento promedio anual.

Por otro lado, se tomó en consideración las Estimaciones al año 2025 previstos por el INEI (Fuente: Estimaciones y Proyecciones de Población Departamental por Años Calendario y Edades Simples 1995-2025 – Boletín Especial N°22).

Finalmente, a fin de estimar el crecimiento hasta el Año Horizonte del estudio se plantearon diferentes modelos tendenciales (lineal, polinómico, potencial, cuadrático, exponencial) sobre la serie de observaciones propuestos por el INEI por departamento.

A.4 Número de Clientes

Al igual que la energía vendida, el SICOM contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda.

A.5 Precio Medio

La tarifa promedio, en céntimos de Sol por kWh, se calcula dividiendo la facturación de la energía (en miles soles) entre la cantidad de venta de energía (en MWh). Para calcular la tarifa real, en soles constantes del año 2009, se procede a dividir la tarifa promedio previamente calculada entre el IPC (Índice de Precios al Consumidor) de la ciudad representativa correspondiente al Área

de Demanda. Los valores del IPC se obtienen del INEI (Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones¹⁰).

B. Proyección de Variables

B.1. Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuarios, según se indica:

- **Usuarios regulados:** mediante modelos tendenciales y econométricos.
- **Usuarios libres existentes:** consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados.
- **Demandas Nuevas:** consumos relacionados con las demandas solicitadas.

La proyección de la demanda de energía realizada por sistema eléctrico, se desagregó por SET y nivel de tensión, considerando las proporciones determinadas en base de los datos correspondientes al Año Representativo (2014).

La transformación de la proyección de la energía a proyección en potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT, según corresponda, en cada SET, se realizó a través de los FC y FCP:

$$\text{Potencia} = \text{Ventas de energía} \times \left(\frac{(1 + \%p)}{h \times \text{FC}} \right) \times \text{FCP}$$

Donde:

%p: porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC: factor de carga calculado para el Año Representativo.

FCP: factor de contribución a la punta del Año Representativo.

h: número de horas del Año Representativo.

B.2. Proyección de las Variables explicativas

B.2.1 Proyección del PBI del Área de Demanda

Para proyectar el PBI de la respectiva Área de Demanda se evalúa, previamente, si el comportamiento de esta variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU). En este caso se obtuvo que el PBI del Área 9 se explica en un 99% por el PBI nacional en un modelo autorregresivo (endógena rezagada), tal como se muestra en la figura N°2. Asimismo, se incluyen eventos regionales especiales en los años 2007 y 2008 (medidos por las variables D2007 y D2008, respectivamente) y en los años 2013 y 2014 (medidos por las variables D2013 y D2014, respectivamente).

¹⁰ <http://webinei.inei.gob.pe:8080/SIRTOD/inicio.html>

Figura N°2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 9

Dependent Variable: PBIA09 Method: Least Squares Date: 11/19/15 Time: 17:29 Sample(adjusted): 1997 2014 Included observations: 18 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-696.3331	244.3848	-2.849330	0.0158
PBIPERU	0.030856	0.006318	4.883773	0.0005
PBIA09(-1)	0.460359	0.121056	3.802857	0.0029
D2013	-1002.727	268.6355	-3.732668	0.0033
D2014	-1380.364	275.5476	-5.009530	0.0004
D2007	930.1096	249.2944	3.730969	0.0033
D2008	920.2347	226.7896	4.057658	0.0019
R-squared	0.998663	Mean dependent var		15708.40
Adjusted R-squared	0.997934	S.D. dependent var		4622.748
S.E. of regression	210.1304	Akaike info criterion		13.81864
Sum squared resid	485702.8	Schwarz criterion		14.16489
Log likelihood	-117.3677	F-statistic		1369.427
Durbin-Watson stat	2.281826	Prob(F-statistic)		0.000000

Con esta ecuación, se procede a estimar el PBI del Área de Demanda 9 hasta el año 2046 tomando como referencia las expectativas de crecimiento del PBI nacional previstas por los Analistas Económicos recogida en la encuesta de expectativas macroeconómicas del Banco Central de Reserva del Perú (en adelante “BCRP”) del 31 de agosto del 2015¹¹. De acuerdo a esta encuesta, se prevé un crecimiento de 2,8%, 3,7 % y 4,5% para los años 2015, 2016 y 2017 respectivamente.

Para el periodo 2018-2046 se propone una tasa de crecimiento del PBI nacional de 4% al año, que es consistente con el rango mínimo de crecimiento del PBI potencial previsto actualmente por el BCRP, que lo estima entre 4% y 4,5%, de acuerdo a cálculos del instituto emisor de septiembre del presente año¹².

Se debe anotar que el concepto de PBI potencial “mide la velocidad a la que pueden crecer las economías en el tiempo y su capacidad productiva, sin toparse con obstáculos inflacionarios”¹³.

Con estas estimaciones de crecimiento del PBI nacional se calcula que el PBI del Área de Demanda 9 crecería a una tasa promedio anual de 4,25%.

B.2.2. Proyección del Número de Clientes

El número de clientes se proyectó en base a un modelo econométrico especificado en la figura 4 y 5 corresponde a la cantidad de clientes o usuarios en MT (UMT) y BT (UBT), respectivamente. Los modelos planteados son ecuaciones autorregresivas y se incluye la variable PBI

¹¹ <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Notas-Estudios/2015/nota-de-estudios-55-2015.pdf>

¹² <http://elcomercio.pe/economia/peru/bcr-bajo-entre-4-y-45-estimado-avance-potencial-pbi-noticia-1840224>

¹³ <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Estudios-Economicos/10/Estudios-Economicos-10-3.pdf>

para analizar el impacto que el crecimiento económico genera sobre la cantidad de clientes de la zona de influencia.

Figura N°3: Modelo de proyección de clientes (MT) Área de Demanda 9

Dependent Variable: UMT Method: LeastSquares Date: 11/18/15 Time: 22:06 Sample(adjusted): 1997 2014 Included observations: 18 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-54.58147	18.90576	-2.887028	0.0113
PBIA09	0.010272	0.002783	3.690903	0.0022
UMT(-1)	0.759768	0.080356	9.454999	0.0000
R-squared	0.998003	Mean dependentvar		348.8889
Adjusted R-squared	0.997737	S.D. dependentvar		168.9023
S.E. of regression	8.035535	Akaikeinfocriterion		7.156636
Sum squaredresid	968.5474	Schwarzcriterion		7.305031
Log likelihood	-61.40972	F-statistic		3747.937
Durbin-Watson stat	2.163167	Prob(F-statistic)		0.000000

Figura N°4: Modelo de proyección de clientes (BT) Área de Demanda 9

Dependent Variable: UBT Method: LeastSquares Date: 11/18/15 Time: 22:13 Sample(adjusted): 1997 2014 Included observations: 18 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	619.6758	3946.635	0.157014	0.8776
PBIA09	1.739208	0.675810	2.573518	0.0231
UBT(-1)	0.928796	0.055202	16.82534	0.0000
D1997	21720.30	3331.095	6.520471	0.0000
D2001	10477.56	2593.758	4.039528	0.0014
R-squared	0.998793	Mean dependentvar		256452.6
Adjusted R-squared	0.998421	S.D. dependentvar		60606.92
S.E. of regression	2408.270	Akaikeinfocriterion		18.64134
Sum squaredresid	75396935	Schwarzcriterion		18.88866
Log likelihood	-162.7720	F-statistic		2688.428
Durbin-Watson stat	2.468294	Prob(F-statistic)		0.000000

B.2.3. Precio Medio

La tarifa de la energía eléctrica para el Área de Demanda 9, valorados en soles del 2009, se considerada constante para todo el periodo de proyección, lo que significa que el precio de la energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2015 y el 2046, es decir, el relación al IPC de la ciudad representativa.

Los resultados de las estimaciones de las variables explicativas se presentan a continuación:

Cuadro N°1: Estimaciones de las Variables Exógenas

Año	PBI A09		Clientes		Precio Medio (2009)	
	Millones Soles 2007	Δ%	Número	Δ%	Ctm S./kWh	Δ%
2014	22 697	0,78%	651	7,43%	367 150	4,70%
2015	23 181	2,14%	678	4,17%	381 944	4,03%
2016	23 952	3,33%	707	4,21%	397 026	3,95%
2017	24 998	4,37%	739	4,59%	412 853	3,99%
2018	26 122	4,49%	775	4,90%	429 507	4,03%
2019	27 307	4,54%	815	5,12%	447 036	4,08%
2020	28 546	4,54%	858	5,26%	465 473	4,12%
2021	29 839	4,53%	904	5,34%	484 845	4,16%
2022	31 185	4,51%	952	5,38%	505 180	4,19%
2023	32 586	4,49%	1 004	5,39%	526 502	4,22%
2024	34 043	4,47%	1 058	5,38%	548 841	4,24%
2025	35 559	4,45%	1 114	5,35%	572 225	4,26%
2026	37 135	4,43%	1 173	5,31%	596 685	4,27%

B.3 Proyección de Ventas de Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la Norma Tarifas, para la proyección de las ventas de energía de los Usuarios Regulados se estimaron modelos econométricos que relacionan las ventas de energía con el PBI, los clientes y las tarifas eléctricas como variables explicativas y modelos de tendencia donde la única variable explicativa es el tiempo.

B.3.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Respecto de los modelos tendenciales se plantearon los siguientes tipos:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica
- Tendencia potencial

En los Cuadro N°2 y N°3 se presentan los parámetros estimados en los diversos modelos tendenciales en MT y BT, respectivamente, además de sus respectivos coeficientes de determinación (R2) que indica el grado de ajuste de las regresiones. De las 6 ecuaciones estimadas para cada nivel de tensión, las ecuaciones 2 (exponencial), 4 (polinómica 2) y 5 (polinómica 3) presentan los R2 más elevados, pero, se selecciona (ad-hoc) la ecuación 4 por proyectar un crecimiento medio entre las proyecciones de las ecuaciones 2 y 5, ya que, en general, se observan test de significancia estadísticas apropiadas en todas las ecuaciones, tal como se aprecia el cuadro siguiente:

Cuadro N°2: Modelo tendencial de ventas de energía del Área de Demanda 9 en MT

Modelo	TMT1	TMT 2	TMT 3	TMT 4	TMT 5	TMT 6
R2:	95.60%	99.40%	73.00%	99.00%	99.00%	87.80%
C	27,315	11.0374	-9,554	65,974	72,593	4.657
@TREND	14,088	0.0881	85,848	3,043		0.577
@TREND 2				552	888.87	
@TREND 3					-10.5	

Cuadro N°3: Modelo tendencial de ventas de energía del Área de Demanda 9 en BT

Modelo	TBT1	TBT 2	TBT 3	TBT 4	TBT 5	TBT 6
R2:	96.30%	99.20%	72.80%	99.80%	99.80%	82.00%
C	139,749	12.1265	82,105	201,552	210,581	5.182
@TREND	22,600	0.0624	136,990	4,942		0.395
@TREND 2				883	1494.22	
@TREND 3					-20.57	

El siguiente cuadro muestra las proyecciones tendenciales polinómicas de las ventas de energía en MT y BT para el periodo 2015-2046, con lo cual, se estima que las ventas en la presente Área de Demanda crezca a una tasa media anual de 5,03%. Esta proyección supone, además, que las ventas en alta tensión se mantendrían en 533 MWh al año de los 2 clientes actualmente existente en el mercado regulado.

Cuadro N°3: Proyecciones tendenciales del Área de Demanda 9 (MWh)

Años	ALTA	MEDIA	BAJA	TOTAL
2014	533.13	315,030.88	600,583.86	916,147.87
2015	533.13	347,735.75	653,544.53	1,001,813.40
2016	533.13	373,421.65	694,684.96	1,068,639.74
2017	533.13	400,212.11	737,591.19	1,138,336.42
2018	533.13	428,107.12	782,263.20	1,210,903.44
2019	533.13	457,106.69	828,701.00	1,286,340.82
2020	533.13	487,210.81	876,904.60	1,364,648.54
2021	533.13	518,419.49	926,873.99	1,445,826.60
2022	533.13	550,732.72	978,609.16	1,529,875.01
2023	533.13	584,150.51	1,032,110.13	1,616,793.77
2024	533.13	618,672.86	1,087,376.89	1,706,582.87
2025	533.13	654,299.76	1,144,409.44	1,799,242.32
2026	533.13	691,031.21	1,203,207.78	1,894,772.12

No obstante que en términos comparativos el modelo polinómico de grado 2 es más representativo que el resto de modelos tendenciales, en general, esta familia de modelos tendenciales no permite simular condiciones económicas diferentes (menor o mayor crecimiento económico de las que hubo en el pasado) debido a que solo proyecta el futuro como la simple réplica del pasado. En este sentido, estas proyecciones deben tomarse muy referencialmente, siendo necesario contrastarlas con los modelos econométricos que, por sus características explicativas, permite la simulación de escenarios de crecimiento económicos diferente de los observados en el pasado.

B.3.2. Proyecciones Econométricas de ventas de energía

Con referencia a los modelos econométricos, se estimaron diversas ecuaciones considerando las siguientes variables explicativas: PBI, número de clientes, población y precio medio, en diversas agrupaciones de las mismas y relaciones funcionales (lineales y logarítmicas). En este caso, de las diversas ecuaciones estimadas se presentan un grupo de ellas de la cual se descarta la relevancia estadística de la variable precio medio.

La ecuación finalmente seleccionada, para el caso de las ventas en MT (ver Figura N° 5) considera el número de clientes y la endógena rezagada (VENTAMT(-1)), además de la variable dummy D2011, con lo cual se obtiene un R² de 99.8% y los respectivos test t indican su significancia estadística. Asimismo, no hay evidencia de autocorrelación serial de errores, heterocedasticidad y los errores presentan una distribución normal. En lo que se refiere a las ventas en BT (ver Figura N° 6) se incluye la variable explicativa PBI, clientes y el factor AR(1), además, de la variable ficticia D1998. En este caso, el R² alcanza el 99.8% y no hay evidencia de autocorrelación serial de errores, heterocedasticidad y los errores presentan una distribución normal.

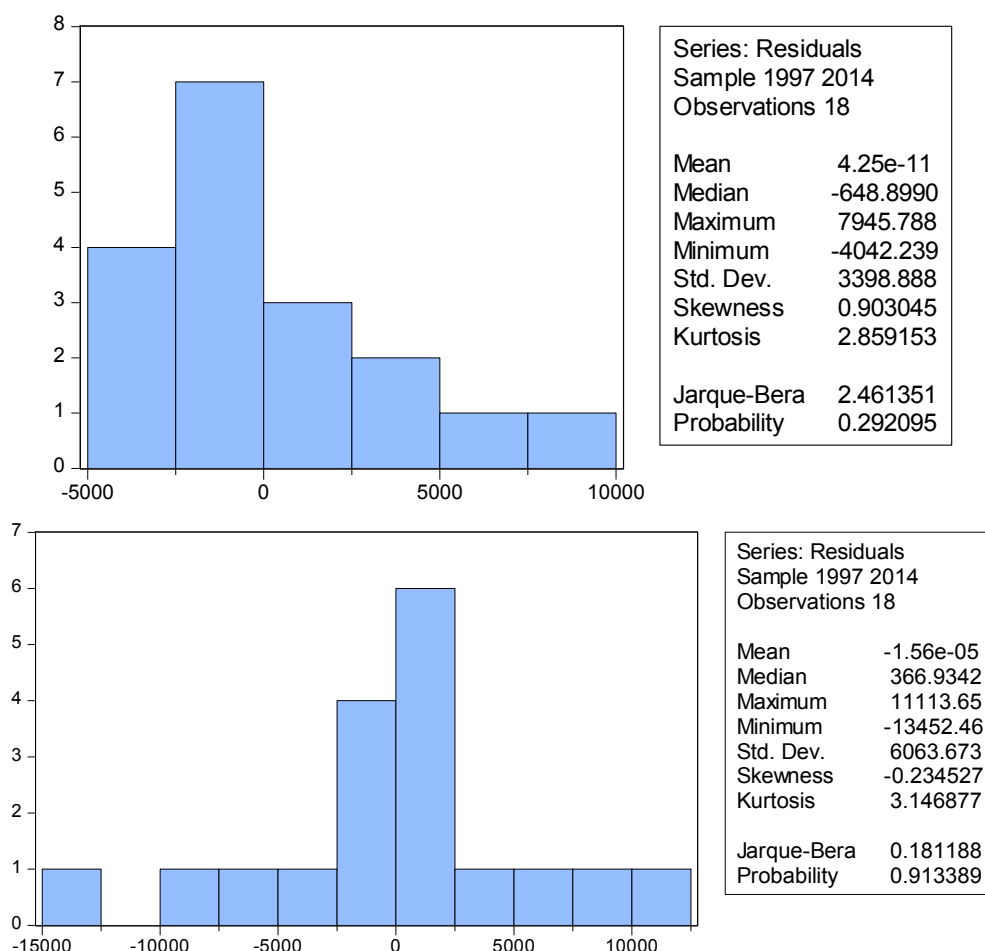
Figura N°5: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 9 en MT

Dependent Variable: VENTAMT Method: Least Squares Date: 11/21/15 Time: 09:55 Sample(adjusted): 1997 2014 Included observations: 18 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9301.417	2157.705	4.310791	0.0007
CLIENTEMT	229.1514	42.48090	5.394221	0.0001
VENTAMT(-1)	0.519402	0.094368	5.504032	0.0001
D2011	27179.26	4294.855	6.328330	0.0000
R-squared	0.998170	Mean dependent var	173883.8	
Adjusted R-squared	0.997778	S.D. dependent var	79456.58	
S.E. of regression	3745.392	Akaike info criterion	19.48757	
Sum squared resid	1.96E+08	Schwarz criterion	19.68543	
Log likelihood	-171.3881	F-statistic	2545.642	
Durbin-Watson stat	2.150100	Prob(F-statistic)	0.000000	

Figura N°6: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 9 en BT

Dependent Variable: VENTABT Method: Least Squares Date: 11/19/15 Time: 20:49 Sample(adjusted): 1997 2014 Included observations: 18 after adjusting endpoints Convergence achieved after 6 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-153711.1	13887.57	-11.06825	0.0000
PBIA09	6.483401	2.354517	2.753601	0.0164
CLIENTEBT	1.654574	0.184980	8.944614	0.0000
D1998	24559.77	7429.209	3.305839	0.0057
AR(1)	0.149957	0.118276	1.267864	0.2271
R-squared	0.997741	Mean dependent var	374414.1	
Adjusted R-squared	0.997046	S.D. dependent var	127582.7	
S.E. of regression	6934.076	Akaike info criterion	20.75642	
Sum squared resid	6.25E+08	Schwarz criterion	21.00374	
Log likelihood	-181.8077	F-statistic	1435.533	
Durbin-Watson stat	1.661806	Prob(F-statistic)	0.000000	

Asimismo, no hay evidencia de autocorrelación serial de errores, heterocedasticidad y los errores presentan una distribución normal, tal como se refleja en la siguiente figura, donde la probabilidad del estadístico “Jarque Bera” es mayor a 0,05. En base a ello se puede sentenciar que la serie de residuos estimados se distribuyen normalmente.



El siguiente cuadro presenta las ventas de energía del mercado regulado proyectadas para el periodo 2015-2046 de las ecuaciones seleccionadas en MT y BT. Se calcula que las ventas en MT crecerían a una tasa media anual de 4,77%, mientras las ventas en BT lo harían en 4,79%, con lo cual, al 2046, la demanda total ascendería a 4 085 127 MWh.

Cuadro N°4: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 9 (MWh)

AÑO	ALTA	MEDIA	BAJA	TOTAL
2014	533	315 031	600 584	916 148
2015	533	328 327	628 487	957 347
2016	533	341 775	658 482	1 000 790
2017	533	356 191	691 457	1 048 182
2018	533	371 970	726 298	1 098 801
2019	533	389 254	762 982	1 152 770
2020	533	408 055	801 525	1 210 113
2021	533	428 326	841 961	1 270 820
2022	533	450 006	884 333	1 334 872

AÑO	ALTA	MEDIA	BAJA	TOTAL
2023	533	473 036	928 694	1 402 264
2024	533	497 370	975 102	1 473 005
2025	533	522 976	1 023 618	1 547 127
2026	533	549 837	1 074 308	1 624 679

B.3.3. Proyección de Ventas de Usuarios Libres y Demandas Nuevas

De acuerdo a la Norma Tarifas, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según lo informado por los propios clientes libres en base a las encuestas realizadas por los correspondientes suministradores.

La relación de Clientes Libres existentes a la fecha dentro del área de Demanda 9 es la siguiente:

Clientes Libres Existentes en el Área de Demanda 9

Suministrador	Código	Nombre de Cliente
COELVISAC	CL0486	YURA - COMPARTIDO
	CL0511	YURA (CHARCANI)
EDEGEL	CL0275	MOLY-COP ADESUR (AREQUIPA)
EGASA	CL0046	MINERA CERRO VERDE
	CL0624	TISUR
EGEHUANZA	CL0545	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA (ORCOPAMPA)
	CL0574	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA (CEDIMIN)
ELECTROPERÚ	CL0541	CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA 5 (PLANTA N° 1 AREQUIPA)
	CL0614	CERRO VERDE
	CL0671	CERRO VERDE (SAN JOSE)
ENERSUR	CL0416	MINERA BATEAS
KALLPA	CL0239	YURA
	CL0413	MINERA CERRO VERDE (MINA)
	CL0476	YURA (INCREMENTO DEMANDA)
SDFE	CL0258	MINERA ARES 2
SEAL	CL0255	CERVESUR (AREQUIPA)
	CL0429	THYSSENKRUPP INDUSTRIAL SOLUTIONS
	CL0455	CORPORACIÓN LINDLEY 5
	CL0631	SAMAY I
SAN GABÁN	CL0440	TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS (MOLLENDO)

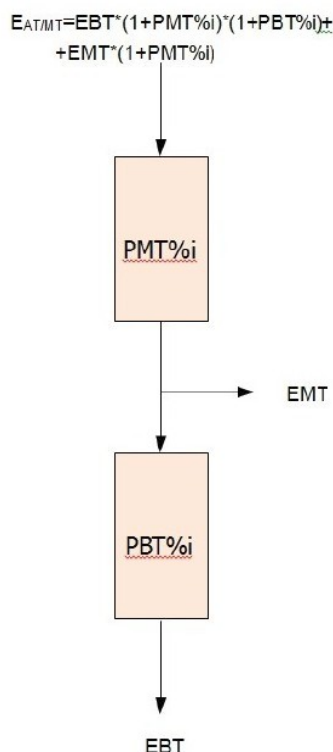
Demandas Nuevas

La proyección de estas demandas debe estar sustentada en los estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región, entre otros. Además, se considera su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga correspondientes (estimados según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes), con los que se efectuó la proyección de energía.

B.3.5 Integración de Pérdidas

A la proyección global de ventas de energía al nivel de BT del Área de Demanda se añade un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT y BT vigentes. Para los usuarios a nivel de MT se añadirá a la proyección de ventas de energía un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT.

Las ventas de energía en MAT o AT no incluyen las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión.



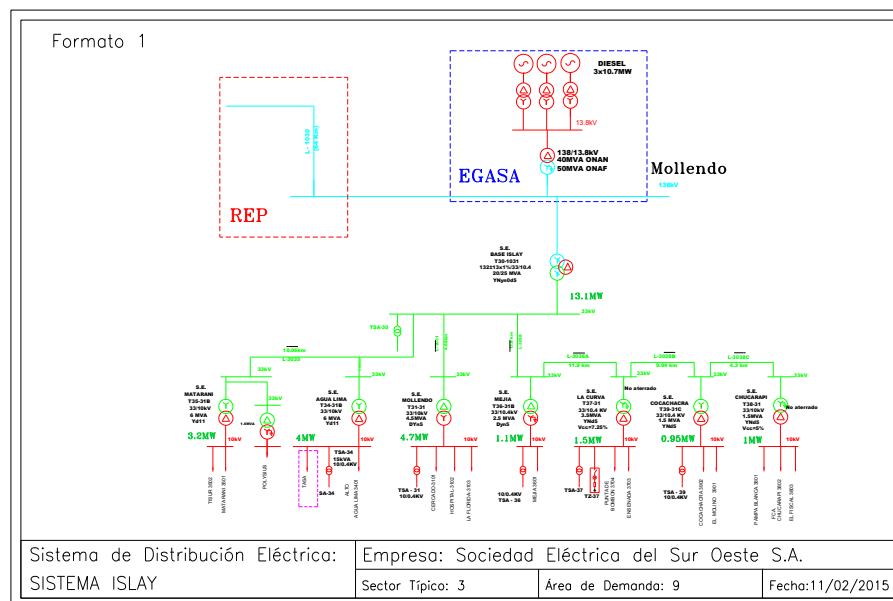
B.3.6 Integración y conversión de energía en potencia

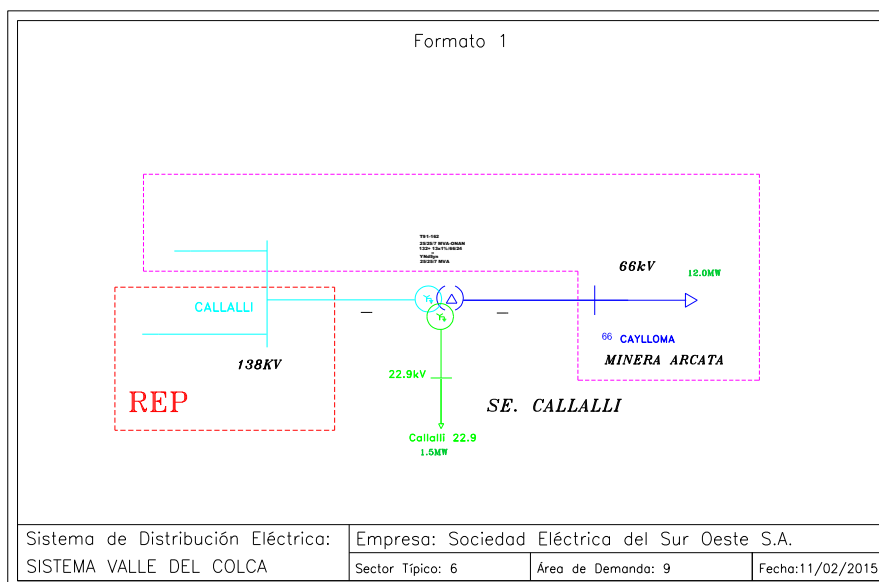
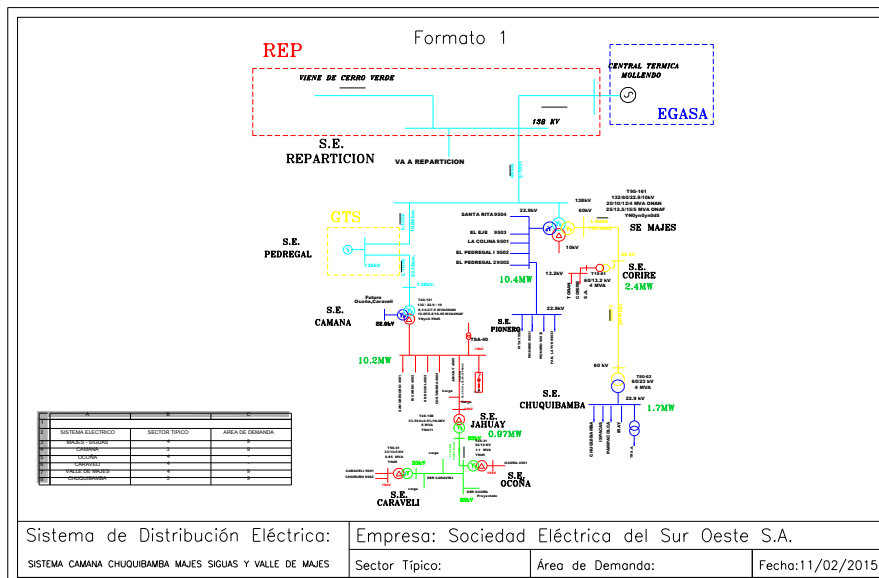
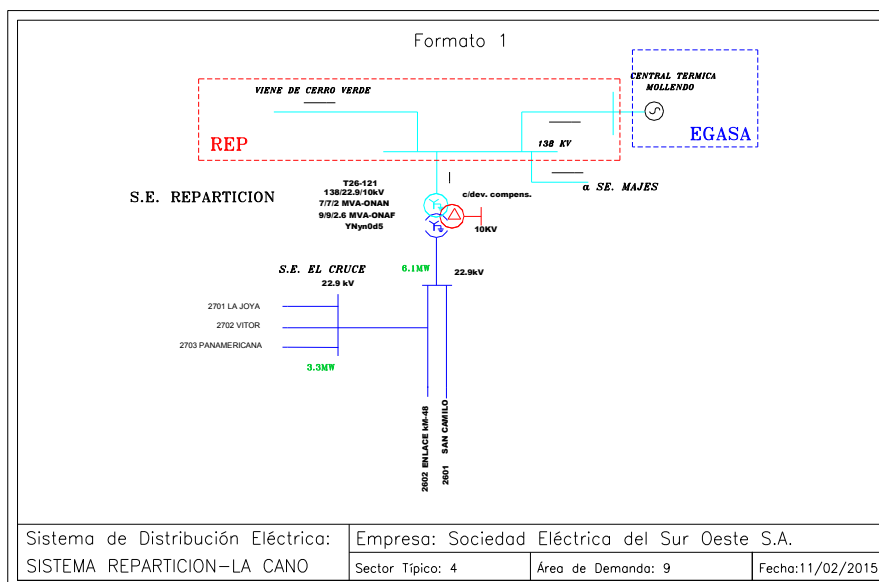
La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes, con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) se efectuó utilizando los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios en BT y MT agrupados por barra de MT.

Los resultados se muestran en las Hojas de Cálculo que sustentan el presente informe.

Anexo C

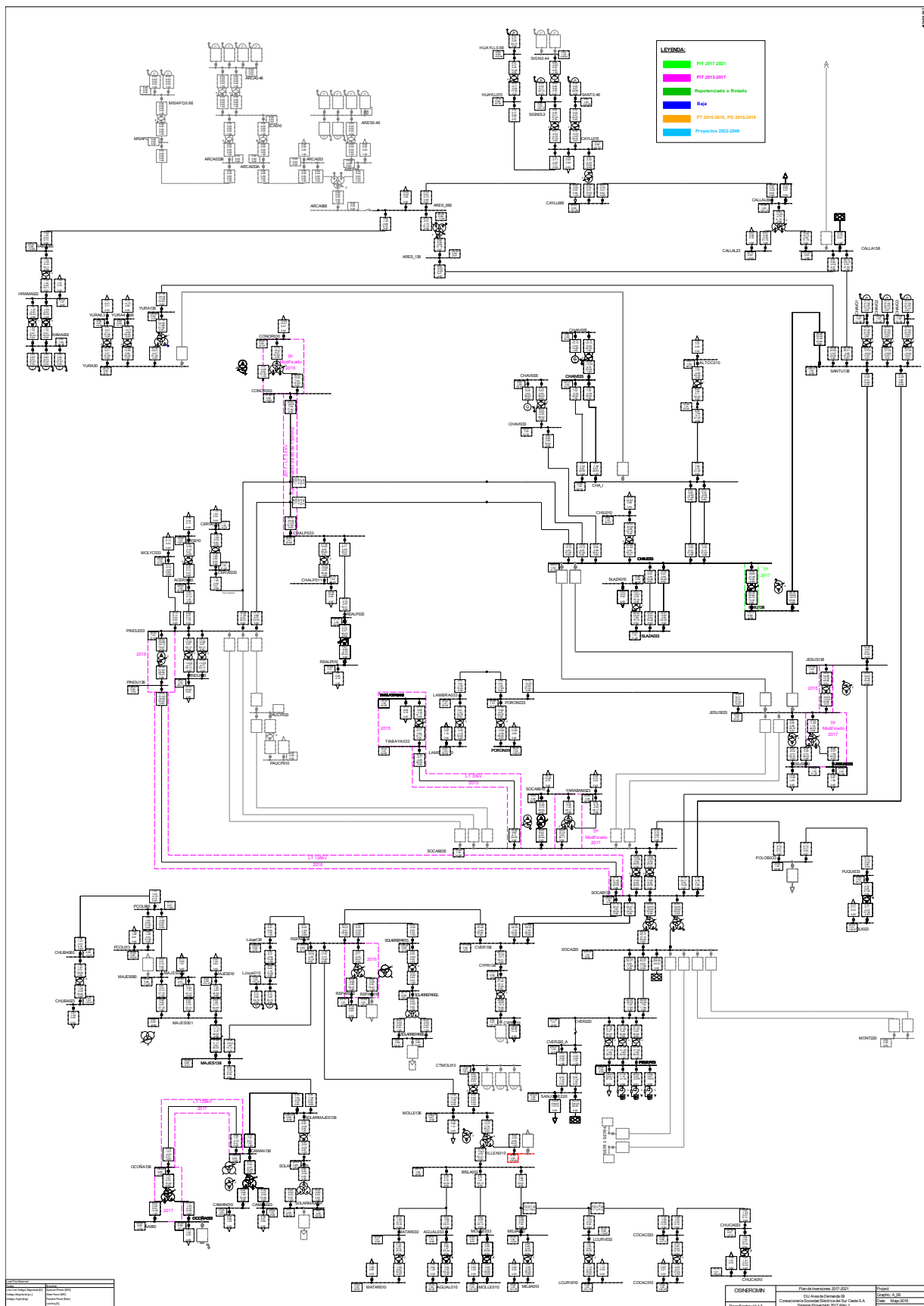
Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información de Titulares



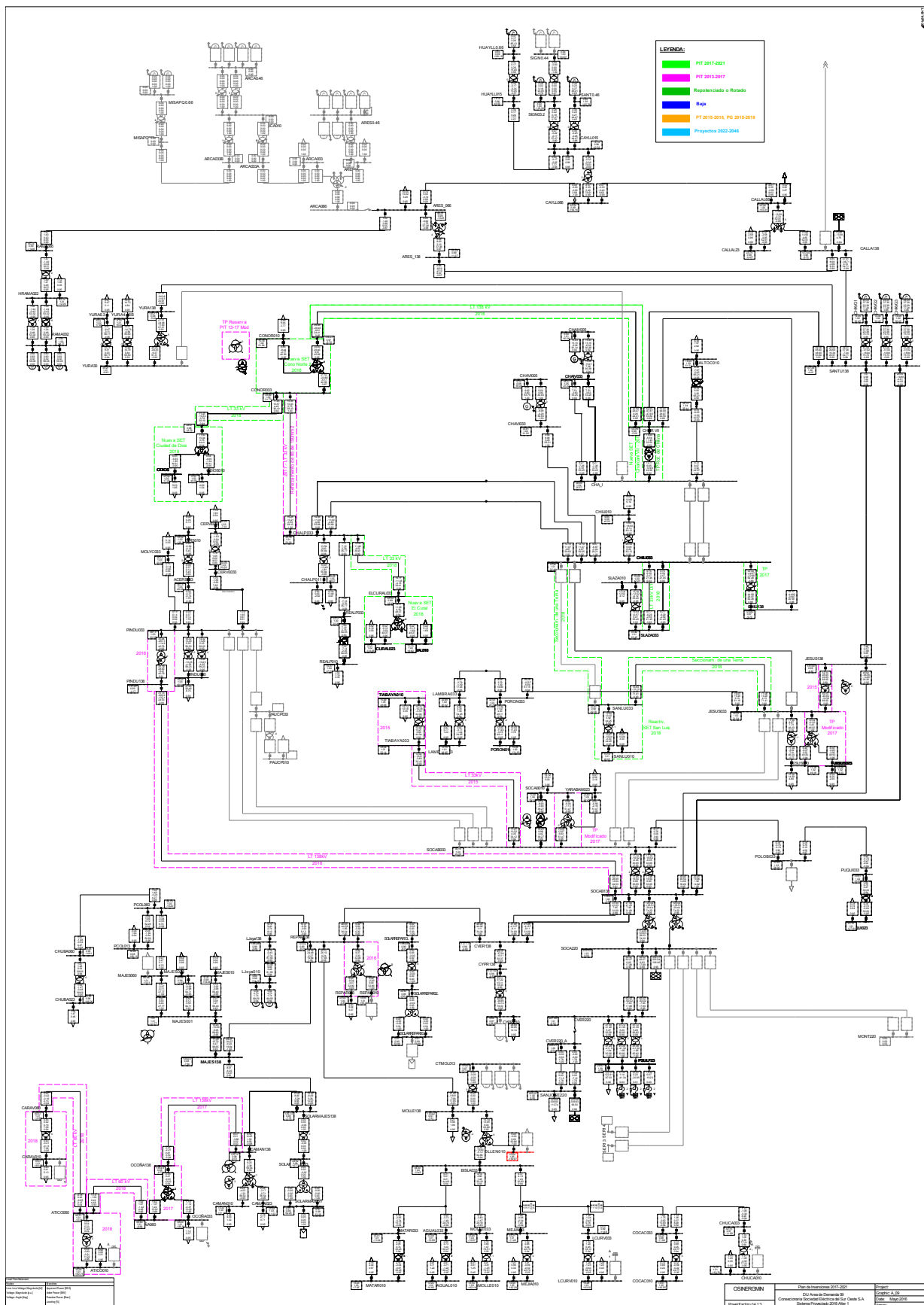


Anexo D
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada - según análisis de
Osinergmin

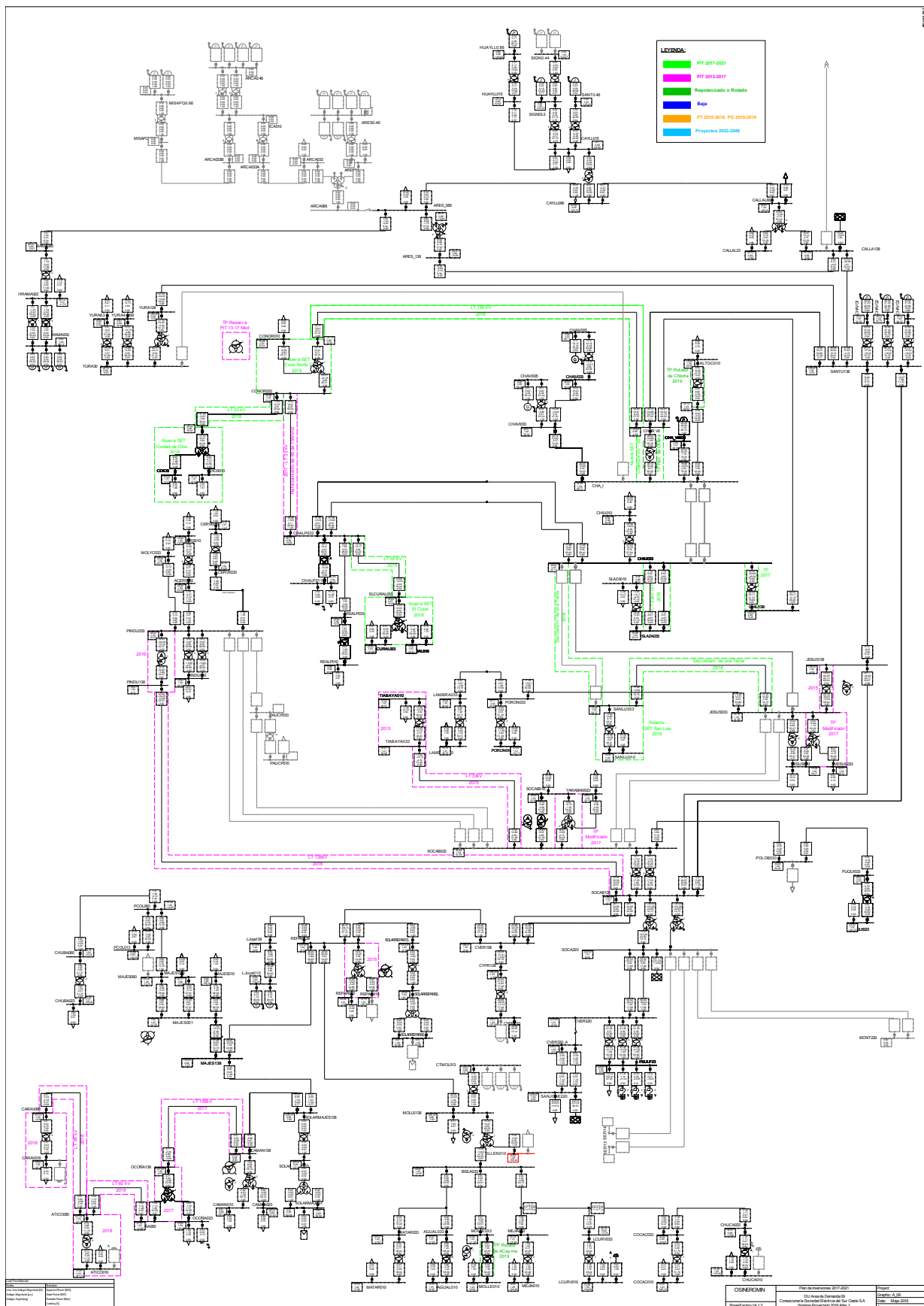
Área de Demanda 9 (año 2017)



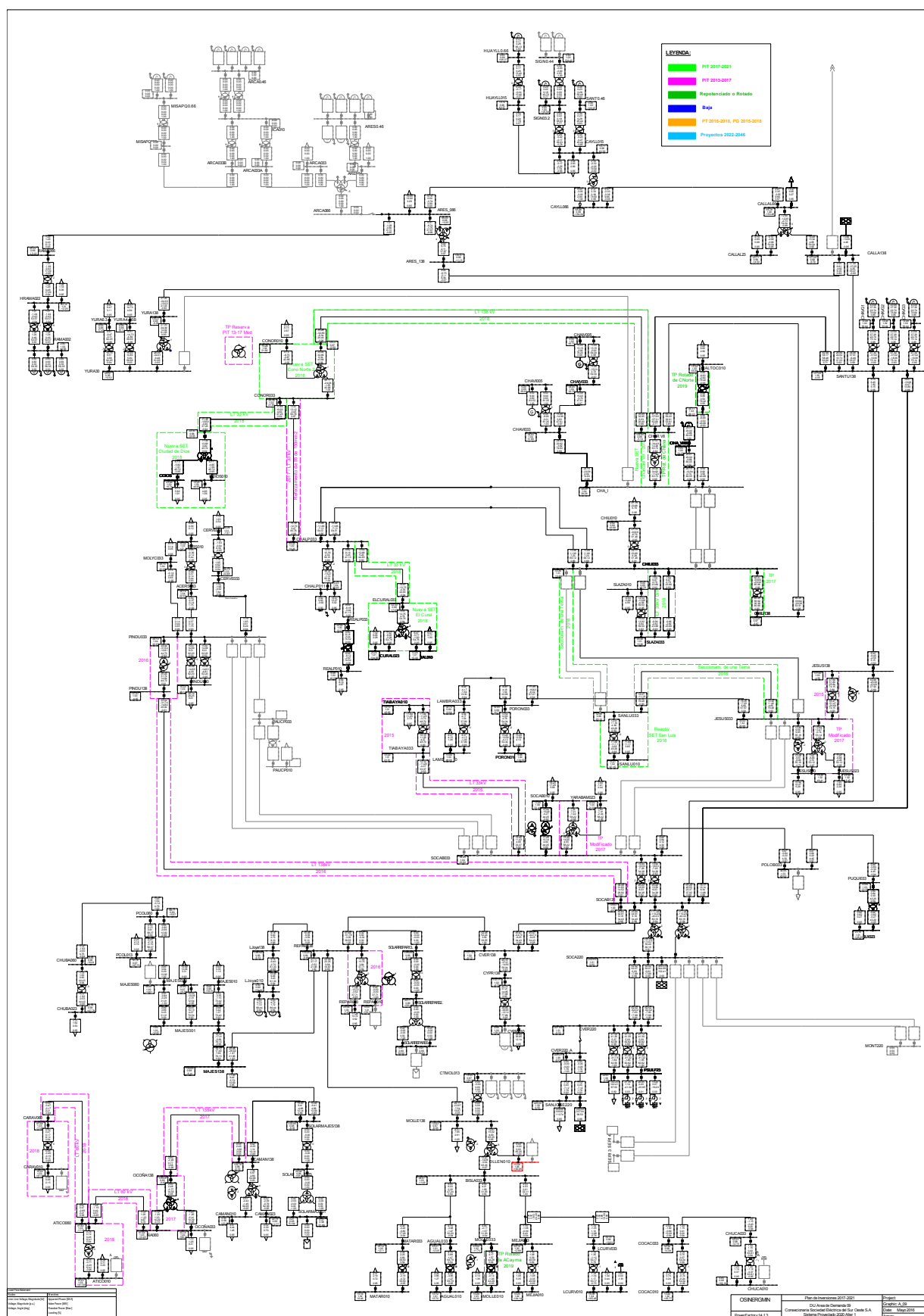
Área de Demanda 9 (año 2018)



Área de Demanda 9 (año 2019)



Área de Demanda 9 (año 2020)



Anexo E

Plan de Inversiones 2013-2017 determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2017-2021 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Período 2017-2021 – Área de Demanda 9

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión (USD)
1	2017	SEAL	Celdas 23 kV en SET Socabaya	SET Socabaya	203 835
2	2017	SEAL	Celdas 23 kV en SET Jesús	SET Jesús	203 835
3	2017	EGASA	Transformador de Potencia 138/33kV-80 MVA, Celda de Transformador 33kV	SET Chilina	1 406 541
4	2017	SEAL	Celdas 10kV en Cono Norte para el año 2018 pasarán a Cono Norte 2.	SET Cono Norte 2	329 517
5	2017	SEAL	Celdas 23 kV en SET Repartición	SET Repartición	437 266
6	2018	SEAL	LT 138 kV-10,2km Charcani VII-Cono Norte 2 + SET Cono Norte 138/33/10kV-75MVA	SET Cono Norte 2	4 502 674
7	2018	SEAL	LT 33kV-14km Cono Norte 2-Ciudad de Dios + SET Ciudad de Dios 33/23/10kV-25MVA	SET Ciudad de Dios	3 008 748
8	2018	EGASA	SET Charcani VII 138/33kV-60 MVA (TP Rotado)	SET Charcani VII	1 848 816
9	2018	SEAL	SET San Luis 33/10kV-25 MVA, con seccionamiento de una terna y Celdas 10kV.	SET San Luis	1 231 048
10	2018	SEAL	LT 33kV-6km Challapampa-Ei Cural + SET Ei Cural 33/23/10kV-25MVA	SET Ei Cural	2 158 036
11	2018	SEAL	LT 33kV-1.28km-D/T Chilina-San Lázaro + Celdas 33kV en SET San Lázaro	SET San Lázaro	1 564 593
12	2020	SEAL	Celdas de alimentador en SET Socabaya, Ciudad de Dios, San Luis y Ei Cural	Varios	368 131

PLAN DE INVERSIONES 2017-2021 (Bajas)
Proyectos previstos a darse de Baja en el Período 2017-2021 – Área de Demanda 9

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación
1	2018	SEAL	LT 33kV-1.28km-D/T Chilina-San Lázaro y celdas conexas en SET San Lázaro	Línea

(*) La Baja de esta línea está asociada a la entrada en operación de la LT 33kV – 1,28km, D/T Chilina – San Lázaro

Anexo F

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2017 - 2021
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 9

Año	SEAL		Prepublicación Osinergrmin		Publicación	
	GWh	(%)Δ	GWh	(%)Δ	GWh	
2014	-	-	2 882,9	-	2 890,2	
2015	-	-	4 748,2	64,7%	4 755,8	64,5%
2016	5 856	-	5 751,0	21,1%	5 807,8	22,1%
2017	6 206	5,98%	5 903,0	2,6%	5 970,8	2,8%
2018	6 287	1,30%	5 972,4	1,1%	6 075,6	1,8%
2019	6 343	0,89%	6 045,4	1,2%	6 160,6	1,4%
2020	6 391	0,76%	6 109,1	1,0%	6 235,4	1,2%
2021	6 449	0,90%	6 176,3	1,1%	6 313,7	1,3%
2022	6 401	-0,75%	6 247,1	1,1%	6 395,5	1,3%
2023	6 419	0,28%	6 321,3	1,2%	6 480,8	1,3%
2024	6 454	0,55%	6 399,1	1,2%	6 569,7	1,4%
2025	6 499	0,69%	6 480,4	1,3%	6 662,1	1,4%
2026	6 552	0,82%	6 565,4	1,3%	6 758,2	1,4%

Aprobación del Plan de Inversiones 2017 - 2021
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA
PUQUINA – OMATE - UBINAS

Año	ELECTROSUR		Prepublicación Osinergrmin		Publicación Osinergrmin	
	GWh	(%)Δ	GWh	(%)Δ	GWh	(%)Δ
2014	11,7	-	12,1	-	12,1	
2015	12,4	5,21%	12,7	4,50%	12,7	4,50%
2016	56,9	360,48%	13,3	4,54%	13,3	4,54%
2017	57,6	1,19%	13,9	4,74%	13,9	4,74%
2018	58,3	1,24%	14,6	4,83%	14,6	4,83%
2019	59,0	1,29%	15,3	4,91%	15,3	4,91%
2020	59,8	1,34%	16,0	4,97%	16,0	4,97%
2021	60,7	1,39%	16,8	5,02%	16,8	5,02%
2022	61,5	1,44%	17,7	5,04%	17,7	5,04%
2023	62,5	1,49%	18,6	5,05%	18,6	5,05%
2024	63,4	1,55%	19,5	5,04%	19,5	5,04%
2025	64,4	1,60%	20,5	5,03%	20,5	5,03%
2026	65,5	1,66%	21,5	5,01%	21,5	5,01%

Aprobación del Plan de Inversiones 2017 - 2021
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT)- TOTAL ÁREA DE DEMANDA 9
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinergmin Prepublicación (C)	Osinergmin Publicación (D)	D/A-1	D/B-1	D/C-1
2017	467 129	4 785 266	4 348 810	2 580 992	453%	-46%	-41%
2018	-	17 447 518	4 729 336	14 313 915	-	-18%	203%
2019	2 336 315	8 144 436	3 209 677	-	-	-	-
2020	851 754	-	358 815	368 131	-57%	-	3%
2021	-	-	-	-	-	-	-
Total	3 655 198	30 377 219	12 646 640	17 263 039	372%	-43%	37%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los Titulares como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión 2017 – 2021 (01 de junio de 2015).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los Titulares – Osinerghmin (setiembre 2015).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2015).
- [4] Resolución N° 022-2016-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2017-2021 (febrero 2016).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2016).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2017 – 2021.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.osinerghmin.gob.pe en la ruta “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2017-2021”.